UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
SANTIAGO - CHILE

OPTIMIZACIÓN POR INTERVALOS PARA UN MODELO DE EXPANSIÓN DE CAPACIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

FELIPE ANDRÉS TERRAZA OLIVARES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA	:	RODRIGO MENA BUSTOS
PROFESOR CORREFERENTE	:	PABLO VIVEROS GUNCKEL

22 de septiembre de 2022

A mi familia y pareja que sin su apoyo nada de esto sería posible y a mi hija, que quiero que sepa que pase lo que pase estaremos ahí para siempre a su lado y la apoyaremos en todo y siempre puede contar con nosotros.. . .

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mi familia, que me entregaron la posibilidad de estudiar, darme el espacio y confianza para concretar este objetivo sin tener la necesidad de preocuparme de otra cosa.

A mi pareja e hija, que estuvieron en cada momento de esta última etapa dándome aliento y apoyo incondicional para terminar este proceso y poder disfrutar nuestro tiempo en familia.

A mis amigos que siempre estuvieron para sacarme una sonrisa cuando pensaba que no se podía lograr.

Al Club Deportivo Brisas, que si bien las lesiones separaron nuestros caminos jamás olvidaré lo aprendido en los años que fui parte esta familia.

Y al Basket que me enseñó a que si se quiere mejorar en algo, entrenar es necesario, pero sin dejar de tener en cuenta disfrutar lo que estás haciendo.

RESUMEN EJECUTIVO

El constante crecimiento en la demanda energética a raíz del crecimiento socioeconómico es algo ineludible, es por esto que es necesaria una planificación de una red eléctrica alineada con este hecho, y que sea capaz de proyectar una operación que no se vea sobrepasada por la demanda afectando a quienes la necesitan. Otro factor que debe considerar un plan de esta índole es el impacto ecológico que actualmente conlleva la generación eléctrica, la cual durante la última década ha significado el 72 % de los gases de efecto invernadero emanados a la atmósfera; es por esto que, diferentes sectores de la sociedad han llegado a acuerdos que tienen como objetivo disminuir estos niveles, impactando la actual operación de la matriz energética de los países que participan en estos acuerdos, siendo el más conocido de todos el acuerdo de París firmado el 2015 buscando disminuir la temperatura promedio del planeta por debajo de los niveles preindustriales.

En base a lo expuesto anteriormente se formula un problema de expansión de capacidad de generación, transmisión y almacenamiento eléctrico que minimice los costos totales de inversión y operación, y además aborde los objetivos de satisfacción de demanda y sustentabilidad ecológica requeridos por la sociedad. Este objetivo se ve obstruido por la numerosa cantidad de factores que alteran una posible solución óptima de este problema como lo son los costos de inversión, combustible, demanda energética, políticas medioambientales, etc; que además dado el extenso horizonte de planificación que requiere un modelo de estas características, una formulación que no considere la incertidumbre del valor que pueden tomar estos factores impactan negativamente en la viabilidad de la solución óptima obtenida. Es por esto que se plantea aplicar un método de optimización por intervalos, específicamente el método ILP, que posterior a su resolución entrega un intervalo óptimo factible en base a la consideración de los parámetros sujetos a incertidumbre como un intervalo factible en base a parámetros mínimos y máximos que lo construyen; de esta manera el tomador de decisiones se enfrenta a un rango óptimo factible, pudiendo visibilizar ambos extremos y en base a esto adoptar una operación óptima que minimice los costos que conlleva.

Para la ejemplificación de este modelo se lleva a cabo dos casos estudios alineados al objetivo de minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero o bien fomentar el uso de fuentes renovables de energía, siendo estos la implementación de un impuesto a las emisiones de CO_2 y la fijación de una cuota de energía renovable en la matriz energética de la red. En el primer caso desarrollado, donde se plantea un intervalo factible de impuesto al CO_2, se aprecia una participación minoritaria de las tecnologías renovables disponibles en el sistema, siendo la generación predilecta a través plantas de ciclo combinado cerrado, esto causado por la dependencia intrínseca de las fuentes renovables de energía a las condiciones ambientales en donde son instaladas, lo cual genera que tengan una capacidad de generación que varía entre los 25,34 % y el 67,29 % de la capacidad instalada, presentándolos con una desventaja comparativa en relación a la tecnología CCGT, que a pesar de ser una fuente contaminante de energía, sus niveles de emisiones son las mas bajas dentro del portafolio de tecnologías no renovables, por lo que el impuesto fijado se hace insuficiente para favorecer el uso de generación ecológicamente sustentable. Este hecho se ve reflejado en los niveles de emisiones que se concretan en el horizonte de planificación, ya que si bien se aprecia una disminución del 18,5 % y el 19,2 % de las emisiones en el quinto periodo en cada escenario resuelto en el método ILP, en el resto de horizonte se aprecia un repunte de las emisiones a raíz de la constante preferencia por generación de plantas contaminantes, lo que plantea un retraso en el crecimiento de las emisiones mas que una disminución estable en el tiempo.

Por otro lado en el segundo caso estudio donde se fija una cuota de energía renovable para la energía despachada a través de la red, se concreta una participación considerable de estas tecnologías, con una clara preferencia por las generación a través de plantas hidroeléctricas de pasada y plantas eólicas, dejando una participación marginal de plantas fotovoltaicas a raíz de la capacidad de generación mencionada con anterioridad. Dado a esto se concreta una disminución constante y duradera en el horizonte de planificación de las emisiones producidas por el sistema eléctrico, llegando a niveles cercanos a un 45 % inferiores al caso estudio anterior, y una disminución entre el 59 % y el 32,7 % de las mismas a lo largo del horizonte de planificación en el caso estudio; el cual debido a la exigencia directa sobre el uso de estas tecnologías lo hace perdurar en el tiempo. Este beneficio ecológico trae consigo un aumento considerable en los costos llegando a un 31 % de aumento promedio en comparación al caso estudio anterior, reafirmando la desventaja

comparativa que tienen la tecnologías renovables .

Es por esto que si el objetivo es disminuir las emisiones nocivas para la atmósfera en base a la utilización de fuentes renovables de energía, se deben enfocar los esfuerzos en generar un ambiente propicio para su implementación y que esto sea algo intuitivo, y este objetivo no se vea mermado por las limitaciones económicas que conlleva.

Índice de Contenidos

1. Problema de Investigación **1**
1.1. Contexto General . . . 1

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

3. Marco teórico **4**
3.1. Investigación de Operaciones . . . 4
3.2. Optimización Lineal . . . 5
3.3. Problemas de expansión de Capacidad de potencia . . . 6
3.4. Representación del Tiempo . . . 7
3.5. Representación de la red . . . 7
3.6. Impacto de la incertidumbre . . . 8
3.7. Estado del arte del manejo de la incertidumbre . . . 9
3.7.1. Optimización por Escenarios . . . 9
3.7.2. Optimización Estocástica . . . 10
3.7.3. Optimización Robusta . . . 10
3.8. Método ILP . . . 11
3.8.1. Comparación método ILP con Optimización Robusta . . . 12

4. Metodología **13**
4.1. Planteamiento del Modelo ILP . . . 13
4.1.1. Conjuntos . . . 14
4.1.2. Parametros . . . 15
4.1.3. Variables de decisión . . . 16
4.1.4. Función Objetivo . . . 16
4.2. Implementación . . . 19

5. Caso Estudio **21**
5.1. Transmisión . . . 23
5.2. Generación . . . 23
5.3. Generación Renovable . . . 24
5.3.1. Generación Eólica . . . 24
5.3.2. Generación Fotovoltaica . . . 24
5.3.3. Generación Hidráulica de pasada . . . 25
5.3.4. Factor de capacidad . . . 25
5.4. Almacenamiento . . . 25
5.5. Políticas Medioambientales . . . 26

6. Resultados **27**
6.1. Impuesto al CO_2 . . . 28

6.1.1. Generación Eléctrica 28
6.1.2. Transmisión 31
6.1.3. Almacenamiento 31
6.1.4. Energía despachada 33
6.1.5. Costos 35
6.1.5.1. LCOE y LCOS 36
6.1.6. Emanaciones Gases Efecto Invernadero 38
6.2. Cuota Energía Renovable 41
6.2.1. Generación Eléctrica 41
6.2.2. Transmisión 44
6.2.3. Almacenamiento 45
6.2.4. Energía despachada 46
6.2.5. Costos 48
6.2.5.1. LCOE y LCOS 50
6.3. Emanaciones Gases Efecto Invernadero 51

7. Conclusiones **54**

Bibliografía **56**

A. Anexo **60**

Índice de Tablas

5.1. Características de los generadores por defecto y tecnologías elegidas para representar el sistema IEEE-39. (Fuente Matpower (2015)) . . . 24
5.2. Tabla resumen de costos y parámetros de operación para el portafolio de tecnologías disponible. (Fuente Elaboración Propia a partir de CNE (2020); EIA (2020); Lazard (2021); NREL (2021)) . . . 24
5.3. Tabla resumen de costos y parámetros de operación para el sistema de almacenamiento de energía. (Fuente Elaboración Propia) . . . 26

6.1. MWh expandido caso estudio impuesto a emanaciones de CO_2 . . . 29
6.2. Capacidad de generación promedio anual . . . 29
6.3. Costo total caso estudio impuesto a emanaciones de CO2 . . . 35
6.4. Costos totales por item escenario determinista . . . 36
6.5. Costo nivelado de la energía caso estudio impuesto . . . 37
6.6. Costo nivelado de almacenamiento caso estudio impuesto . . . 37
6.7. Costo nivelado de la energía caso estudio impuesto escenario determinista . . . 37
6.8. Costo nivelado de almacenamiento caso estudio impuesto escenario determinista . . . 38
6.9. Emisiones de gases efecto invernadero (Miles de toneladas) . . . 38
6.10. Emisiones de gases efecto invernadero por MW de energía generado . . . 39
6.11. Emisiones de gases efecto invernadero por MW de energía generado escenario determinista . 41
6.12. MW expandido de generación caso estudio cuota renovable . . . 42
6.13. Costo por item caso estudio cuota energía renovable . . . 49
6.14. Costo por item caso estudio cuota energía renovable escenario determinista . . . 49
6.15. Costos nivelados de energía caso estudio cuota energía renovable . . . 50
6.16. Costo nivelado de almacenamiento caso estudio cuota energía renovable . . . 50
6.17. Costos nivelados de generación escenario determinista . . . 50
6.18. Costos nivelados de almacenamiento escenario determinista . . . 50
6.19. Emanaciones de CO_2 escenario cuota energía renovable . . . 52

A.1. MW expandido de transmisión por linea caso estudio impuesto emanaciones CO_2 . . . 63
A.2. MW expandido en el sistema de almacenamiento caso estudio impuesto emanaciones CO_2 . 64
A.3. MW expandido de transmisión caso estudio cuota renovable . . . 65
A.4. MW expandido de almacenamiento caso estudio cuota renovable . . . 66

Índice de Figuras

3.1. Representación de la realidad en un modelo de optimización (Fuente: Taha et al. (2004)) 5
3.2. Enfoque de incertidumbre en la optimización (Fuente: Maluenda, Benjamin (2017)) 9

5.1. Diagrama de la red de nodos y generadores del sistema IEEE 39 bus. (Fuente:Jin et al. (2019)) . . . 21
5.2. Factor de generación energía renovable. (Fuente:Elaboración propia) 25

6.1. Capacidad Expandida durante el horizonte de planificación . (Fuente: Elaboración propia) 28
6.2. Comparativa de costo de inversión entre CCGT, PV y Wind . (Fuente: Elaboración propia) 29
6.3. Expansión de capacidad de generación escenario determinista. (Fuente: Elaboración propia) 30
6.4. Capacidad Expandida durante el horizonte de planificación . (Fuente: Elaboración propia) 31
6.5. Expansión de capacidad de Transmisión escenario determinista. (Fuente: Elaboración propia) 32
6.6. Nivel de carga baterías . (Fuente: Elaboración propia) 32
6.7. Capacidad expandida de almacenamiento . (Fuente: Elaboración propia) 33
6.8. Expansión de capacidad de Transmisión escenario determinista. (Fuente: Elaboración propia) 33
6.9. Energía despachada . (Fuente: Elaboración propia) 34
6.10. Energía despachada escenario determinista. (Fuente: Elaboración propia) 34
6.11. Demanda insatisfecha . (Fuente: Elaboración propia) 35
6.12. Comparación emisiones gases efecto invernadero. (Fuente: Elaboración propia) 39
6.13. Comparación emisiones gases efecto invernadero. (Fuente: Elaboración propia) 40
6.14. Capacidad Expandida durante el horizonte de planificación . (Fuente: Elaboración propia) 42
6.15. Capacidad acumulada de generación . (Fuente: Elaboración propia) 43
6.16. Capacidad de generación expandida escenario determinista. (Fuente: Elaboración propia) 43
6.17. Capacidad de generación expandida acumulada escenario determinista. (Fuente: Elaboración propia) 44
6.18. Capacidad de transmisión expandida . (Fuente: Elaboración propia) 44
6.19. Capacidad de transmisión expandida escenario determinista. (Fuente: Elaboración propia) 45
6.20. Capacidad de almacenamiento expandida . (Fuente: Elaboración propia) 45
6.21. Nivel de carga del sistema de almacenamiento. . (Fuente: Elaboración propia) 46
6.22. Capacidad de almacenamiento expandida escenario determinista. (Fuente: Elaboración propia) 46
6.23. Nivel de carga del sistema de almacenamiento escenario determinista. (Fuente: Elaboración propia) . 47
6.24. Energía despachada cuota energía renovable . (Fuente: Elaboración propia) 47
6.25. Energía despachada escenario determinista. (Fuente: Elaboración propia) 48
6.26. Emisiones de CO_2. (Fuente: Elaboración propia) 51
6.27. Emisiones de CO_2 por MW generado. (Fuente: Elaboración propia) 52
6.28. Emisiones de CO_2 por MW generado a partir del segundo periodo. (Fuente: Elaboración propia) . . . 53

A.2. Costo inversión planta Hidroeléctrica. (Fuente: Elaboración propia) 60
A.4. Costo inversión Almacenamiento. (Fuente: Elaboración propia) 60
A.1. Costo de inversión Generación . (Fuente: Elaboración propia) 61
A.3. Costo de combustible . (Fuente: Elaboración propia) 62

1 | Problema de Investigación

1.1. Contexto General

Actualmente el aumento en la demanda de energía eléctrica es un hecho evidente e ineludible. Dado esto, la sociedad se encuentra en una disyuntiva sustancial de poder hacer frente a este incremento constante sin generar efectos dañinos e irrecuperables al medio ambiente; es por esto que, durante las últimas décadas, diferentes actores de la sociedad en numerosos y diversos esfuerzos han ahondado en generar un plan de expansión y mantenimiento de redes de energía eléctrica que cumpla a cabalidad ambos requerimientos. Por una parte, los actores políticos se han reunido y llegado a diferentes acuerdos con la finalidad de limitar las condiciones climáticas existentes en el planeta. Siendo el mas reconocido, el Acuerdo de París ocurrido en el año 2015 en la capital Francesa, el cual tal como expone Fernández-Reyes (2016). El acuerdo busca *"mantener el aumento de la temperatura en este siglo muy por debajo de los 2 grados centígrados e impulsar los esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura, incluso más, por debajo de 1,5 grados centígrados sobre los niveles preindustriales"*. Al igual como se expone en González Celis, Rosario (2020) durante la última década el 72 % de los gases de efecto invernadero (GEI) son provenientes del sistema eléctrico y en base a esto han efectuado diferentes estímulos que tienen como objetivo fomentar el uso de fuentes renovables de generación de energía o bien desincentivar el uso de fuentes contaminantes de energía a través de un impuesto a las emanaciones de GEI primer caso o una fijación de cuota renovable de la matriz energética para el segundo.

Una correcta planificación y funcionamiento de la red energética es un objetivo altamente complejo, dada la numerosa cantidad de parámetros que afectan a la toma de decisiones; como lo son los costos de combustibles, costos de inversión, la curva de aprendizaje de las tecnologías existentes, capacidad de generación renovable, entre otros parámetros que repercuten al momento de escoger una opción que vaya acorde al objetivo de concretar un sistema sustentable en el tiempo materializando los objetivos operacionales y medioambientales mencionados anteriormente. Esto en conjunto con el orden de magnitud de los costos requeridos para llevarse a cabo, genera una motivación en numerosos autores de incursionar en formulaciones matemáticas estructuradas y especializadas en búsqueda de plasmar este contexto en una solución capaz de entregar un lineamiento que encuentre la optimalidad dado el contexto planteado, la cual guíe al tomador de decisiones a definir con seguridad el nivel de inversión, y de generación en conjunto con el momento adecuado en cual invertir o generar, de tal forma de concretar el costo mínimo factible.

Estas herramientas matemáticas, utilizadas con frecuencia en la literatura, son los problemas de expansión de capacidad, modelos capaces de adaptarse al objetivo definido por el tomador de decisiones, quedando en responsabilidad de este, plantear la manera de plasmar la realidad en un problema matemático que cumpla el objetivo impuesto por quien investiga. Objetivo que dada la naturaleza de los parámetros que afectan a un proyecto de este tipo, los cuales están sujetos a factores externos que pueden alterar el valor esperado que tomen a lo largo del horizonte de planificación, representando la incertidumbre asociada a estos valores, lo cual conlleva un riesgo al momento de tomar la decisión, debido a que el valor óptimo resultante de la solución del modelo varía en caso de que estos parámetros tomen valores diferentes a los estipulados en el planteamiento respectivo.

En paralelo con el estudio realizado a los problemas de expansión de capacidad de potencia, tanto

de generación eléctrica, de transmisión eléctrica o bien abarcando ambas; se ha estudiado diversas formas de abordar esta incertidumbre del tal manera de proteger la solución óptima del riesgo asociado al contexto del modelo. Estos métodos abordan la incertidumbre de distintas formas, atribuyendo una probabilidad de ocurrencia a cada uno de los escenarios e implementarlo a la formulación del modelo, evaluando una serie de escenarios factibles y conglomerando los resultados en un análisis final o bien anteponiéndose al peor evento considerado factible. Pero tal como se comporta en la realidad y expuesto por Ashayerinasab et al. (2018) la incertidumbre a largo plazo no es fácilmente atribuible a una probabilidad de ocurrencia o bien es computacionalmente imposible de resolver la totalidad de escenarios existentes, si no mas bien se comporta como un intervalo factible de ocurrencia.

En base a esto se plantea una alternativa a los métodos expuestos con anterioridad, adaptando un modelo determinista de expansión de capacidad de Generación, transmisión y almacenamiento eléctrico a una metodología de optimización por intervalos, la cual expone tomar la combinación de parámetros que generan los extremos superiores e inferiores posibles generando un intervalo óptimo solución de la función objetivo involucrada y los intervalos óptimos de las variables de decisión que generan el intervalo de la función objetivo, de esta forma tratar la incertidumbre existente tal como se formula en la realidad, tomando como estudio dos posibles políticas medioambientales individualmente, evaluando el impacto que tienen estas políticas en el resultado óptimo para los casos evaluados. Además de comparar con el valor que tomaría si se desarrolla la resolución del modelo con los valores esperados (método determinista) y evaluar la amplitud existente entre ambos casos extremos representando el riesgo que genera el desconocimiento de los valores exactos que tomarán los parámetros que impactan al modelo durante el horizonte de planificación.

El presente estudio busca responder a| las preguntas ¿Como aplicar la optimización por intervalos a un problema de expansión de capacidad de potencia?,¿Cómo representar la incertidumbre de los factores que afectan a los parámetros de un modelo de esta índole?,¿Que tan significativa es la diferencia entre la resolución determinista respecto a resolución del método?,¿Cómo es el impacto de esta diferencia en la implementación de los resultados de los casos estudios?,¿Es eficaz por si sola cada política medioambiental en su objetivo de fomentar fuentes renovables de energía?

2 | Objetivos

2.1. Objetivo Principal

Desarrollar y aplicar un modelo de expansión de capacidad de potencia, capaz de abordar la incertidumbre asociada a la inversión y operación de una red con disponibilidad de fuentes renovables y no renovables de energía, en conjunto con un sistema de almacenamiento; utilizando optimización por intervalos en diferentes casos de políticas medioambientales

2.2. Objetivos Específicos

1. Desarrollar un modelo de expansión de capacidad de potencia utilizando el método de optimización por intervalos y someterlo a incertidumbre en los parámetros que definen los costos de inversión y operación en casos donde se aplican políticas públicas medioambientales
2. Modelar la incertidumbre a través de los distintos factores que afectan directamente el valor real de los parámetros, por ejemplo, curvas de aprendizaje, tendencias, pronósticos de demanda y costo de combustibles, etc. Y así plantear parámetros que permitan modelar la realidad
3. Resolver el planteamiento de los casos estudios formulados y extraer los resultados de estos para comparar con el valor resultante del planteamiento determinista respectivo y cuantificar el impacto de cada política pública en la solución óptima.
4. Estudiar el impacto que tiene la incertidumbre en los resultados óptimos de un problema de expansión de capacidad de potencia, analizando el riesgo asociado al desconocimiento de los valores que toman los parámetros atingentes al problema durante el horizonte de planificación.
5. Validar los resultados óptimos de los extremos pesimista y optimista de cada caso y evaluar el impacto que tiene el riesgo atribuido a la incertidumbre de los parámetros afectados en un contexto de incentivo al uso de fuentes renovables de energía.

3 | Marco teórico

3.1. Investigación de Operaciones

La investigación de operaciones surge desde la necesidad de la sociedad de tomar la mejor decisión sobre una problemática que se ve afectada desde una serie de condiciones que restringen esta toma de decisiones, los cuales pueden ser limitantes físicas, económicas o humanas; lo que obliga al tomador de decisiones buscar el uso más eficiente posible. En unos inicios como mencionan los autores Taha et al. (2004) la investigación de operaciones nace de la necesidad de plantear un uso más eficiente del armamento bélico de los ingleses a lo largo de la Segunda Guerra Mundial, pero con el paso de los años estos conocimientos fueron siendo adaptados, pasando a ser una herramienta indispensable en la toma de decisiones.

La investigación de operaciones busca concretar la manera más eficiente del uso de recursos definiendo tres principales conceptos:

1. ¿Qué alternativas por las cuales se puede decidir su uso?
2. ¿Qué situaciones restringen el uso de estas alternativas?
3. ¿Cuál es el objetivo que se busca optimizar dadas las alternativas existentes?

Una vez definido esto, el tomador de decisiones, o bien quien está evaluando las alternativas disponibles, puede modelar esta realidad a través de una formulación matemática que tiene como objetivo plasmar esta situación de la forma más precisa posible, alineando el resultado óptimo de esta formulación con la opción óptima en la realidad.

La principal dificultad existente en la solución de un modelo de optimización, es que no existe un método sistemático de planteamiento de cada problema. De hecho,los mismos autores Taha et al. (2004) definen como un *arte* modelar un problema de esta índole recayendo la responsabilidad en la experiencia y conocimiento del investigador la cercanía con la realidad del problema modelado.

Otro factor importante en los modelos de optimización,es la naturaleza del modelo formulado, la cual dependiendo de la estructura que posea las ecuaciones e inecuaciones que lo componen,siendo las más reconocida en la literatura la optimización lineal, donde tanto restricciones como función objetivo tienen carácter estrictamente lineal. Otros ejemplos son los problemas enteros, donde las variables toman valores enteros, no lineales en donde al menos una función del problema no posee un carácter estrictamente lineal, entre otras. Dependiendo del tipo de problema que se está abordando se utiliza un algoritmo de resolución distinto o bien una herramienta solver distinta, que aborda el problema a partir de su planteamiento y busca el valor óptimo del problema siendo ejemplo de estos CPLEX o Gurobi para problemas Lineales o Entero Mixtos (Lineal y Entero) o bien MINOS o BARON para optimizaciones no lineales.

Diversos autores, como Taha et al. (2004) o bien Hillier et al. (2015), entre otros, dan énfasis en el hecho de que en la investigación de operaciones se busca modelar las partes necesarias para concretar el objetivo de la investigación de la manera más acertada posible.

Es a raíz de esto, que los resultados óptimos entregados por la resolución del modelo son principalmente la base de la verdadera decisión a tomar, en la cual se deben considerar los elementos intangibles

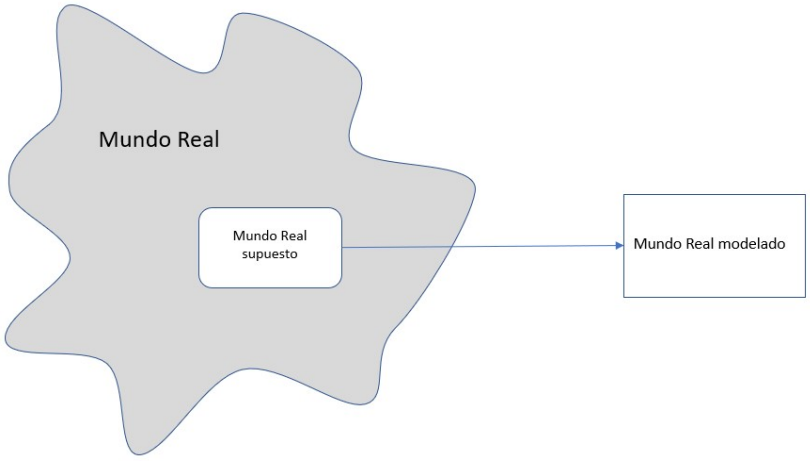


Figura 3.1: Representación de la realidad en un modelo de optimización
(Fuente: Taha et al. (2004))

y no cuantificables que pueden variar la decisión óptima, y recae en el tomador de decisiones aplicar esta sensibilidad a la solución óptima obtenida y concretar el objetivo planteado al momento de formular el modelo.

3.2. Optimización Lineal

Tal como mencionan los autores Luenberger et al. (1984) un problema de optimización que tiene la característica de estar programado linealmente, es un problema que tiene como objetivo minimizar o bien maximizar una función objetivo la cual está sujeta a restricciones que plantean un limite de soluciones factibles. Esta definición al plantearla en su formato compacto vectorizado se puede expresar como:

Sea c= $\begin{pmatrix} c_{11} \\ \vdots \\ c_{m1} \end{pmatrix}$, A= $\begin{bmatrix} a_{11} & \cdots & a_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & \cdots & a_{mn} \end{bmatrix}$,x= $\begin{pmatrix} x_{11} \\ \vdots \\ x_{m1} \end{pmatrix}$ y b= $\begin{pmatrix} b_{11} \\ \vdots \\ b_{m1} \end{pmatrix}$ se define el problema de programación lineal como:

$$\text{Minimize } c^T \cdot x$$

$$\text{sujeto a: } Ax = b \wedge x \geq 0$$

La principal característica de la programación lineal es que a causa de la geometría y naturaleza del conjunto factible al momento de interceptar los espacios formados por las restricciones del mismo, se concreta un espacio factible convexo. La naturaleza convexa de un problema catalogado como lineal se puede explicar como menciona el autor Céspedes Esteban (2021) como un conjunto en donde cada par de puntos x,y ∈ S, tal que S ∈ $\mathbb{R}^n$ y la combinación lineal convexa [x,y] = $\{z = \lambda x + (1-\lambda)y / \lambda \in [0,1]\}$, S es convexo si para todo $x, y \in S$ se verifica que [x,y]⊂ S.

El principal beneficio de modelar un problema lineal es que a raíz de esta formulación permite utilizar métodos de resolución eficientes y de bajo requerimiento computacional y bien como menciona Hillier et al. (2015) este beneficio ha sido causa de los numerosos estudios que han implicado la optimización lineal desde la década de los 50'

3.3. Problemas de expansión de Capacidad de potencia

En los problemas de expansión de capacidad de potencia suelen abordarse dos ámbitos, los problemas de expansión de capacidad de Generación o por sus siglas en inglés (GEP) o bien los problemas de expansión de capacidad de transmisión (TEP), los cuales se presentan como herramientas capaces de planificar la inversión y operación de un sistema eléctrico con tal de asegurar la satisfacción de la demanda futura a lo largo de un horizonte de planificación de largo plazo. Estos esfuerzos tienden a llevarse a cabo por separado dada la complejidad computacional que puede generar la solución de ambos enfoques a raíz de la cantidad y complejidad de variables asociadas a cada uno de ellos, ejemplo de esto pueden ser los estudios que realizaron Zou et al. (2018) o bien Florez et al. (2014) los cuales abordaron un problema GEP y TEP respectivamente.

Un problema de expansión de capacidad de potencia posee principalmente dos principales componentes, la inversión y la operación del sistema modelado, donde el cuándo y cuánto se debe invertir o generar/transmitir pasan a ser el principal interés de la solución donde tal como menciona Maluenda, Benjamin (2017) cada arista del problema mencionado está sujeta a distintos factores que impactan directamente en el objetivo de minimización de costos:

- Inversión:
  1. Límites de recursos
  2. Límites presupuestarios
  3. Políticas públicas
- Operación:
  1. Límites de generación
  2. Límites de transmisión
  3. Restricciones de seguridad
  4. Políticas públicas

La formulación de problemas GEP o TEP puede variar dependiendo de la naturaleza de las funciones que participan en la modelación, las cuales pueden tomar carácter lineal, entero, entero mixto como se presenta en los trabajos de Abdin et al. (2022) o de Freitas et al. (2019), o no lineal que tal como mencionan Wogrin et al. (2020), un problema de expansión de capacidad de generación o transmisión que toma una naturaleza no lineal es de los mas difíciles de resolver en la literatura , por lo que queda a criterio del investigador como plantear el problema y en base a esto optar por un método de resolución adecuado, ya que esta decisión puede impactar directamente en los tiempos de resolución además de la herramienta preferente a utilizar, repercutiendo en los requerimientos computacionales necesarios para el modelo en cuestión.

Por lo general, estos problemas se trabajan de manera secuencial, primero definir la solución óptima del problema de expansión de capacidad de generación, para posteriormente tomar este resultado como parámetro dentro de un problema de expansión de capacidad de transmisión, pero en estos último años, tal como recopila Koltsaklis y Dagoumas (2018) se ha incursionado en mayor medida en la combinación de ambos problemas, uno de los causantes de esta incursión es el crecimiento constante del curtailment [1] por parte de las fuentes de generación renovable generando una necesidad de alinear la capacidad de generación con la de transmisión desde la planificación de inversión de la primera, buscando la manera de optimizar la utilización de energía además de maximizar los beneficios de inversión.

En la formulación de problemas de expansión de capacidad de generación, transmisión o bien ambos aspectos simultáneos, requiere definir los limites que rigen al modelo, como lo es el horizonte de planificación y como trabajar el tiempo buscando lograr la mayor representatividad de la realidad en el planteamiento pero sin repercutir en la dificultad computacional del problema, definir la representación de la red que toma el

[1] *Una reducción de la producción de un generador de lo que podría producir dados los recursos naturales disponibles, normalmente de forma involuntaria* Yasuda et al. (2022)

modelo impactando principalmente en la naturaleza del problema, principalmente a raíz de la forma en la que se representa la transmisión de energía eléctrica a través de las líneas de transmisión, expuesto en párrafos anteriores y como abordar la incertidumbre asociada a los distintos parámetros que participan directamente en los costos que se buscan minimizar en la función objetivo, además de factores externos que en conjunto con un horizonte de planificación extenso generan un contexto propicio para diversificar el valor real que toma un parámetro en un periodo de tiempo específico.

Es en este punto donde la formulación estructural de un problema GEP o TEP está definida, por lo que a partir de la motivación de cada autor, se aborda el problema dando énfasis en algún aspecto relacionado a un problema de esta índole. Un ejemplo de ello, es el estudio de los costos de inversión que se ven afectados por la curva de aprendizaje del método de generación Heuberger et al. (2018) , así como también las políticas públicas relacionadas a los niveles de contaminación que prohíban la creación de plantas altamente contaminantes Rodgers et al. (2018) o que fomenten la utilización de generación renovable Roldán et al. (2018); Zhuo et al. (2019); la localización de las mismas en busca de optimizar su funcionamiento y la satisfacción de demanda de la red, punto que aumenta su relevancia si la optimización de costos de inversión considera la transmisión energética Abdin et al. (2022); Nemati et al. (2018).

3.4. Representación del Tiempo

La manera en la que se escoge como representar el tiempo en un problema de expansión de capacidad de potencia resulta de suma relevancia, dado el impacto que esto puede generar en la dificultad computacional de resolución del problema. Evidentemente evaluar instante a instante la optimalidad operacional y de inversión que busca concretar el modelo resulta imposible de modelar y mas aun de resolver dado el orden de magnitud de la cantidad de variables y de restricciones que se deben evaluar durante el funcionamiento de la herramienta utilizada para su resolución.

Debido a esto, parte de la investigación es definir la forma de representar el horizonte de planificación, el cual permite al modelo tomar sus decisiones de inversión y de operación de manera representativa en tiempos de resolución funcionales. Es por esto que gran número autores como Rodgers et al. (2018) o Zou et al. (2018) recaen en la tendencia de dividir el horizonte de planificación en dos líneas de tiempos paralelas, siendo la primera la enumeración por años presente en el horizonte, y en consecuencia la segunda subdivide cada uno de estos años en tramos horarios que tienen como objetivo representar periodos del año con tendencias específicas, como por ejemplo Rodgers et al. (2018) subdivide el año en los periodo de máxima y mínima demanda de cada una de las estaciones del año y por otra parte Zou et al. (2018) toma como referencia el peak, medio y valle de demanda de cada año subdividido. Similar a este método es el presentado por Home-Ortiz et al. (2019) donde divide el horizonte de planificación en bloques de inversión y cada uno de estos bloques está compuesto por periodos operacionales.

Evidentemente existen métodos más elaborados para segmentar representativamente el horizonte de planificación; como métodos de clustering de programación más avanzada generalmente relacionadas al machine-learning como los son los del tipo K-means o clustering jerárquico, como es el expuesto en Pineda y Morales (2018) el cual usa el método de clustering jerárquico de Ward, que en pocas palabras fusiona los pares de clusters que minimizan la varianza entre ellos.

3.5. Representación de la red

Como se expone en la sección 3.3 la naturaleza del problema es de suma relevancia al momento de su resolución, ya que impacta directamente en la herramienta a utilizar, además de los tiempos de resolución del problema. Siendo la forma en la que el estudio representa la transmisión eléctrica un principal agente que determina la naturaleza del problema.

En la literatura la transmisión de la energía eléctrica a través de la líneas de la red se aborda de distintas representaciones, desde métodos mas genéricos que si bien se traducen en simplicidad de modelación tienden

a alejarse más de la realidad de funcionamiento, formulaciones más cercanas a las leyes que rigen a la electricidad, de esta forma ajusta el modelo a un concepto más aterrizado de funcionamiento, pero sin impactar en gran medida los requerimientos de resolución del problema, hasta llegar a representaciones considerablemente más complejas que tratan de plasmar en un 100 % las leyes físicas atingentes a la electricidad generando un impacto considerable en los esfuerzos aplicados a la resolución del problema.

1. El primer método aplicado es el que toma el despacho de electricidad como un transporte directo de esta a través de tuberías entre las barras que participan en el sistema modelado Garver (1970), permitiendo una facilidad mayor de resolución en horizontes de planificación de largo plazo, pero excluye del análisis el comportamiento real de la red que busca representar.
2. El segundo método mencionado es la representación de la red como si la energía despachada fuera corriente continua, siendo este el método más frecuente en la literatura, donde si bien el la representación de una red de corriente continua tiene carácter no lineal (Romero et al. (2002)), se puede generar un modelo híbrido entre el modelo de transporte y el de corriente continua, suponiendo el cumplimiento de la ley de corrientes de Kirchhoff en todos los nodo de la red y la ley de voltaje de Kirchhoff se cumple en todas las líneas existentes de la red, se puede modificar con tal de preservar la linealidad del modelo de transporte, trayendo como beneficio una cercanía mayor con la realidad física de una red de este tipo con una formulación lineal del problema, lo cual implica menor dificultad de resolución.
3. Por último, el método más ajustado a la realidad es modelar la red de corriente alterna (AC), generando a raíz de las leyes físicas que rigen a la AC, un modelo de programación no lineal, complicando la resolución computacional del problema teniendo que incurrir en algoritmos de resolución más sofisticados (Rider et al. (2007))

3.6. Impacto de la incertidumbre

A lo largo de un horizonte de planificación extenso la certeza respecto a los eventos que ocurren se hace cada vez más difusa, poder definir los valores de distintos parámetros que afectan directamente las decisiones a escoger dentro de un modelo GEP o TEP es algo sustancial en el objetivo de concretar los niveles óptimos de inversión y operación del sistema. Los autores Fitiwi et al. (2015) en su trabajo donde plantea un problema TEP separa la incertidumbre en dos tipos:

- Aleatorios: Como los eventos que ocurren frecuentemente y pueden caracterizarse a través de funciones de distribución de probabilidad, ejemplo de esto puede ser la demanda eléctrica
- No aleatorios: Por otro lado el autor define estos como eventos que ocurren con baja frecuencia por lo que no pueden representarse como una función de distribución de probabilidad, dado a que para el trabajo presentado por Fitiwi et al. (2015) consideran la expansión de capacidad de generación como una entrada sujeta a incertidumbre no aleatoria.

Otros autores mencionan la separación de la incertidumbre según la prolongación de su impacto en el horizonte de planificación, como exponen los autores Li et al. (2021) o Abdin et al. (2022), que a pesar de llevar un modelo de TEP y de GEP respectivamente, concuerdan que ejemplos de incertidumbre de largo plazo es la demanda energética, la participación renovable en la matriz energética, el costo de los combustibles o los costos de inversión; separando estos eventos de la incertidumbre de corto plazo que tiene impacto desde minutos hasta horas, como lo es el rendimiento operacional de las fuentes renovables de energía o bien problemas en el equipamiento de maquinarias que participan en la red.

Estos factores requieren un estudio exhaustivo que pueda garantizar una formulación capaz de considerarlos al momento de resolver el problema en cuestión, ya que obviar o desestimar su existencia puede repercutir en consecuencias graves para la red en caso de aplicar el modelo estudiado a una red eléctrica real, como lo es en el caso expuesto en Ela y Kirby (2008) donde una disminución en los niveles de viento en Texas que generó grandes niveles de demanda insatisfecha, o bien el caso expuesto en Smead (2021) donde se presentó un black out en el mismo estado norteamericano a raíz de un evento climático de invierno menospreciado. Evidentemente los casos expuestos con anterioridad se pueden atribuir a casos puntuales,

pero eventos fortuitos pueden generar inestabilidad de la red o bien abordar una estrategia de inversión y operación que no concrete la optimalidad esperada e incurrir en gastos innecesarios por lo que los esfuerzos realizados por numerosos académicos recaen en tres principales métodos de manejo de incertidumbre.

3.7. Estado del arte del manejo de la incertidumbre

En la literatura actual es un desafío abordar esta incertidumbre con la finalidad de poder aterrizar este factor a un modelo matemático con la facultad de expresar con mayor similitud el problema a investigar. Alineado al objetivo de este estudio, es necesario destacar las metodologías empleadas actualmente por los autores al momento de modelar problemas de expansión de capacidad de potencia, las cuales son la Optimización por Escenarios, la Optimización Estocástica y la Optimización Robusta:

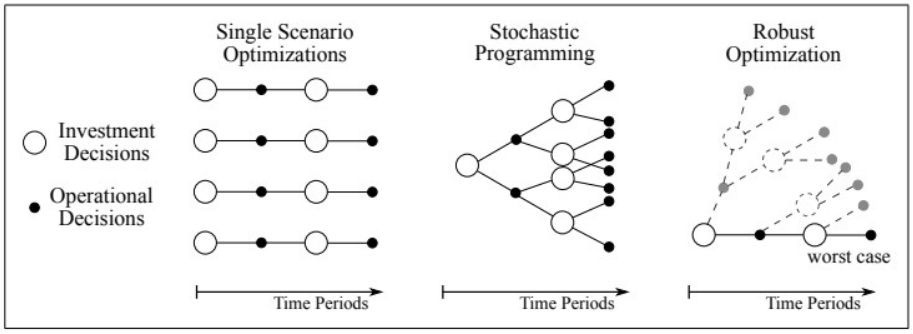


Figura 3.2: Enfoque de incertidumbre en la optimización
(Fuente: Maluenda, Benjamin (2017))

3.7.1. Optimización por Escenarios

En este método de trabajo se tiene como principal objetivo entregar al tomador de decisiones una vista de los posibles resultados que pueden ocurrir por separado y el valor óptimo de la función objetivo que estos pueden tener en el caso particular de ocurrencia según se definen estos escenarios, para posteriormente consolidar la información recopilada en una solución única a partir de los resultados obtenidos (Florez et al. (2014); Freitas et al. (2019, 2020)). En el trabajo expuesto por los autores Freitas et al. (2019) se plantea encontrar un plan de expansión de capacidad de transmisión óptimo en los escenarios definidos, sin embargo , menciona que incurre en resultados que no son parte del conjunto factible, pero estima un bajo impacto en la operación a largo plazo, ya que, puede ser modificado si es necesario. Posteriormente en la continuación del estudio anterior Freitas et al. (2020) complementa estos estudios adecuando el modelo con restricciones de sobrecarga de las líneas, y así asegurar su operación; además de aumentar las pruebas con más etapas, con la finalidad de ahondar la discusión de los resultados. Los autoresFlorez et al. (2014) plantean una modelación multi-objetivo minimizando costos de operación e inversión de transmisión eléctrica, considerando en los distintos escenarios las combinaciones de valores de costo de combustibles, clima y comportamiento del mercado, los cuales están sujetos a incertidumbre en la realidad. Esta metodología permite al tomador de decisiones evaluar los eventos de principal interés o bien con una mayor probabilidad de ocurrencia o peso y centrar sus esfuerzos económicos en la investigación del impacto que estos pueden tener y al momento de consolidar la solución asignarle un peso a cada escenario según el investigador lo estime adecuado, situación que puede ocasionar un error a partir de las condiciones utilizadas para definir este peso, además de tener un tramo acotado de respuestas, dado que a medida que aumenta el número de escenarios de estudios aumenta la dificultad computacional de resolución, razón por el cual ha sido motivo de estudio complementario el uso de algoritmos que reducen los tiempos simplificando su resolución Kolata (1984),pero pese ha aumentar estos esfuerzos es imposible abarcar la totalidad de escenarios posibles a causa de la incertidumbre prolongada que mantiene un problema de expansión de capacidad de ésta índole.

3.7.2. Optimización Estocástica

En la modelación estocástica, el investigador tiene la facultad de asignar cierta probabilidad de ocurrencia a un escenario en específico a partir de distribuciones de probabilidad conocida o estimadas en base a datos empíricos. Los principales trabajos en los cuales se utiliza este método, aparte de la resolución del problema, abordan la dificultad de aterrizar los eventos de la realidad a una distribución de probabilidad, utilizando diferentes herramientas a partir de la información disponible (Home-Ortiz et al. (2019); Lei et al. (2020); Li et al. (2016); Pineda et al. (2018); Zhan et al. (2018); Zou et al. (2018)). Particularmente en lo expuesto por los autores Home-Ortiz et al. (2019) se aborda la incertidumbre asociando los escenarios de velocidad del viento y carga eólica, además de plantear una adaptación de un problema no lineal a un problema lineal entero mixto cónico, asegurando la obtención de una solución óptima global los autores Zhan et al. (2018) consideran en el planteamiento la incertidumbre asociada la capacidad térmica dinámica y el impacto que puede tener en el funcionamiento de la red, para posteriormente ser resuelto por un algoritmo de descomposición para así acotar los tiempos de resolución, en el trabajo de los autores Zou et al. (2018) se plantea un modelo parcialmente adaptable abordando la incertidumbre a partir de un árbol de escenarios y su probabilidad de ocurrencia. En el trabajo de Lei et al. (2020) se busca generar escenarios en base a la historia del funcionamiento de las diferentes plantas de generación de energía, la auto correlación de su información y la correlación entre las tecnologías, tomando la incertidumbre de la velocidad del viento que se comporta como la distribución de Weibull y la intensidad solar como una distribución Beta, además se formula que la carga eléctrica total se puede aproximar a una distribución normal, en el trabajo de Pineda et al. (2018) se plantea un modelo de acercamiento estocástico abordando la incertidumbre de la demanda energética y el aporte renovable a la red generando escenarios a partir de este hecho en cuatro análisis, complementando esta incertidumbre con la integración de energía renovable y las variaciones del mercado respecto a esta integración, En el trabajo de Li et al. (2016) se formulan escenarios discretos a partir del cambio climático con una probabilidad de ocurrencia discreta. Por otra parte, la literatura ha centrado sus esfuerzos en la optimización computacional de este tipo de modelos, ya que, el número de variables aumenta el tiempo de resolución, y con ello aumentan los requerimientos computacionales, en el cual se destaca el algoritmo de descomposición de Benders (Zhan et al. (2018); Zhuo et al. (2019)). Si bien la atribución de una probabilidad de ocurrencia y el planteamiento asociado es un razonamiento lógico, dado que permite darle un peso y un costo asociado a la falta de certeza de los parámetros, es un planteamiento difícil de concretar, dado lo impredecible de la incertidumbre en un horizonte de planificación prolongada.

3.7.3. Optimización Robusta

El método de optimización Robusta al igual que las metodologías expuestas con anterioridad aborda la incertidumbre, sin embargo, esta modelación tiene la particularidad de reformular el problema para que considere ciertos casos extremos de escenario y lo considere en su resolución, y de esta manera el planteamiento se encuentre protegido a la variabilidad (Nazari-Heris y Mohammadi-Ivatloo (2018)). A lo largo de las últimas décadas se han estudiados distintos enfoques robustos que entregan planteamientos en base al nivel de "robustez" requerido, como lo puede ser el enfoque Soyster (Soyster (1973)), el cual también se le denomina "el peor de los casos", dado que se antepone a posibles escenarios de muy baja probabilidad de ocurrencia, incurriendo en algunos casos en uso de recursos ineficientes. Esta metodología ha evolucionado a planteamientos como el de los autores Bertsimas y Sim (2004) en donde al planteamiento en cuestión le otorga la libertad al investigador de definir un porcentaje de robustez, según se estime conveniente, de acuerdo al problema modelado. Esta metodología a través de sus enfoques es utilizada por numerosos autores como Abdin et al. (2022); García-Bertrand y Mínguez (2016); Roldán et al. (2020), por ejemplo en el trabajo de Abdin et al. (2022) al igual que en el de Pineda et al. (2018) abordan la incertidumbre de la demanda energética y la disponibilidad de generación energética renovable pero generando un *"conjunto de incertidumbre"* definiendo el parámetro Γ como el porcentaje de conservadurismo que el modelo desea tener, en el estudio desarrollado por García-Bertrand y Mínguez (2016), al igual que en el artículo anterior adaptan la incertidumbre de la demanda y capacidad de generación energética mediante la creación de dos conjuntos de escenarios capaces de adaptarse a lo largo del horizonte de planificación aumentando la flexibilidad del planteamiento, por otra parte en el articulo de Roldán et al. (2020) trabajan los mismos factores de

incertidumbre pero toma en consideración la correlación entre estas generando este conjunto incertidumbre utilizando la distancia de Mahalanobis permite considerar la correlación de la estructura de la incertidumbre a través de la matriz varianza-covarianza , además de un valor único β que controla el nivel de robustés al igual que en el estudio de Abdin et al. (2022).

En síntesis, si bien los planteamientos actuales abordan la incertidumbre asociada a la generación eléctrica, el sesgo asociado a la naturaleza de la incertidumbre a largo plazo; expone la posibilidad de plantear una metodología que trabaje la incertidumbre a largo plazo en la forma que se comporta en la realidad, mediante intervalos Ashayerinasab et al. (2018), por lo que los autores Huang y Dan Moore (1993) plantean una metodología de programación lineal capaz de trabajar directamente esta incertidumbre entregando como resultado un espectro probable entre el escenario que da resultado el intervalo óptimo factible de la función objetivo, además de los respectivos intervalos óptimos para cada variable de decisión; de lo cual el presente artículo se basa en la optimización de intervalos para desarrollar un estudio de expansión de capacidad de generación, transmisión y almacenamiento eléctrico.

3.8. Método ILP

El método ILP utilizado para solucionar los problemas de programación lineal de intervalos expuesto en un inicio por los autores Huang y Dan Moore (1993) formulan una metodología capaz de abordar la incertidumbre de parámetros sin tener que asignar una probabilidad o peso de ocurrencia a escenarios, sino que exponen la posibilidad de acotar la solución óptima del problema a un rango de posibilidades trabajando con los valores de estos parámetros en función de escenarios extremos que puedan generar el valor máximo de la función objetivo o bien el valor mínimo de la misma, considerando la manera en que afectan a esta función objetivo.

Sea:

$$Minimize \qquad Z^{\pm} = \sum_{j=1}^{n} c_j^{\pm} x_j \tag{3.1}$$

subject to:

$$\sum_{j=1}^{n} a_{i,j}^{\pm} x_j \geq b_i^{\pm}, \qquad i = 1, \ldots, m. \tag{3.2}$$

$$x_i \geq 0 \qquad i = 1, \ldots, n \tag{3.3}$$

A partir de esta formulación se replantea la función objetivo 3.1 generando en primera instancia dos conjuntos de variables y posteriormente dos subproblemas que abordan la cota inferior y superior de la optimización:

- $$A_1 = \{j : c_j^{\pm} \geq 0\} \tag{3.4}$$
- $$A_2 = \{j : c_j^{\pm} < 0\} \tag{3.5}$$

Subproblema I:

$$Minimize \qquad Z^{-} = \sum_{j \in A_1} c_j^{-} x_j^{-} + \sum_{j \in A_2} c_j^{-} x_j^{+} \tag{3.6}$$

subject to:

$$\sum_{j \in A_1} |a_{i,j}^{\pm}|^{+} sign(a_{i,j}^{\pm}) x_j^{-} + \sum_{j \in A_2} |a_{i,j}^{\pm}|^{-} sign(a_{i,j}^{\pm}) x_j^{+} \geq b_i^{-}, \qquad i = 1, \ldots, m. \tag{3.7}$$

$$x_j^- \geq 0 \qquad j \in A_1 \tag{3.8}$$

$$x_j^+ \geq 0 \qquad j \in A_2 \tag{3.9}$$

y el subproblema II:

$$Minimize \qquad Z^+ = \sum_{j \in A_1} c_j^+ x_j^+ + \sum_{j \in A_2} c_j^+ x_j^- \tag{3.10}$$

subject to:

$$\sum_{j \in A_1} |a_{i,j}^{\pm}|^- sign(a_{i,j}^{\pm}) x_j^+ + \sum_{j \in A_2} |a_{i,j}^{\pm}|^+ sign(a_{i,j}^{\pm}) x_j^- \geq b_i^+, \qquad i = 1, \ldots, m. \tag{3.11}$$

$$x_j^+ \geq x_j^- \qquad j \in A_1 \tag{3.12}$$

$$0 \geq x_j^- \geq x_j^+ \qquad j \in A_2 \tag{3.13}$$

Donde:

$$|a_{i,j}^{\pm}|^+ = \begin{cases} a_{i,j}^+ & \text{si } a_{i,j}^{\pm} \geq 0 \\ -a_{i,j}^- & \text{si } a_{i,j}^{\pm} < 0 \end{cases} \tag{3.14}$$

$$|a_{i,j}^{\pm}|^- = \begin{cases} a_{i,j}^- & \text{si } a_{i,j}^{\pm} \geq 0 \\ -a_{i,j}^+ & \text{si } a_{i,j}^{\pm} < 0 \end{cases} \tag{3.15}$$

y

$$sign(a_{i,j}^{\pm}) = \begin{cases} 1 & \text{si } a_{i,j}^{\pm} \geq 0 \\ -1 & \text{si } a_{i,j}^{\pm} < 0 \end{cases} \tag{3.16}$$

Por lo que a partir de la resolución de estos subproblemas y tal como se expone en Ashayerinasab et al. (2018) se obtiene la solución óptima de la función objetivo del problema $Z^{\pm} = [Z_{opt}^-, Z_{opt}^+]$, y el valor óptimo de las variables que lo componen $x_{j_{opt}}^{\pm} = [x_{j_{opt}}^-, x_{j_{opt}}^+]$

3.8.1. Comparación método ILP con Optimización Robusta

A partir de los expuesto con anterioridad se puede apreciar una clara similitud entre la optimización robusta con la optimización por intervalos aplicando el método ILP, cuando se refiere al caso pesimista del subproblema II con la optimización robusta planteada por el autor Soyster (1973), pero a pesar de sus similitudes se puede definir ciertas diferencias:

1. El método ILP plantea una formulación más estricta debido a la consideración como parámetro la resolución del primer subproblema restringiendo al modelo a mantener la estrategia abordada, dando espacio a la conjetura de el resultado de la optimización robusta puede minimizar aun más los costos óptimos esperados.

2. Otra característica que diferencia ambos métodos es el hecho de que a diferencia de la optimización robusta, al abordar la incertidumbre de tal manera que el tomador de decisiones esté preparado para enfrentar casos de índole pesimista de su problema, no considera la naturaleza de la incertidumbre, ya que en caso de que esta no tome la serie de eventos que desencadenan este escenario, sino que tome valores favorables al desarrollo del proyecto, no permite tener una visualización de como tomar provecho de esos eventos por lo que puede traer una perdida invisible, traducida en el costo oportunidad del uso de recursos de una manera poco eficiente dado el escenario en curso.

4 | Metodología

4.1. Planteamiento del Modelo ILP

A fin de concretar el objetivo del presente estudio, se procede a desarrollar un modelo de expansión de capacidad de generación y transmisión eléctrica, el cual también considera la existencia de un sistema de almacenamiento de energía, sujeto a la posibilidad de expansión del mismo a lo largo del horizonte de planificación.

El presente modelo plantea, al igual que otros autores un horizonte de planificación dividido en dos líneas temporales paralelas dependiendo de la variable de decisión indexada a cada uno de estos conjuntos, primero una división temporal, la cual es más genérica, es decir, tendrá una separación anual del horizonte de planificación, que para efectos de este ejercicio toma 20 años de extensión; en donde se manejan las decisiones de inversión del modelo, las cuales están alineadas a los costos que conllevan para las tres aristas que maneja este (generación, transmisión y almacenamiento). En segundo lugar se estipula una subdivisión temporal en paralelo, donde se separa cada año del horizonte en horas, en las cuales se realizan las decisiones operacionales del sistema; cuanto generar,almacenar,etc. Son algunas de las variables de decisión indexadas a este conjunto horario, las cuales se rigen en base a la demanda de energía indexada en el mismo conjunto.

La representación de la red en el modelo está definida en nodos, donde a partir de la cartera de tecnologías disponibles se busca optimizar la expansión de capacidad de generación y almacenamiento, en caso de que resulte económicamente óptima la utilización de esta tecnología en alguno de estos. A través de la conexión de los nodos encontramos los arcos, mediante los cuales se despacha la energía a los nodos demanda a partir del ya definido previamente como puntos de generación, o bien, de almacenamiento. Además de considerar la posibilidad de expandir la capacidad máxima de transporte en cada una de estas líneas en caso de ser óptimo.

La incertidumbre del problema se ve reflejada en la formulación de intervalos de los parámetros relacionados a los costos de inversión de generación y almacenamiento eléctrico el cual se aborda a través de la utilización de la curva de aprendizaje esperada anual de cada tecnología del portafolio disponible en el mejor y el peor de los escenarios respectivamente. También se formula el intervalo de los costos de combustible, el cual impacta a la generación de electricidad que lo requiera, por lo que no afecta a la generación eólica, hídrica de pasada o fotovoltaica; utilizando el crecimiento anual máximo y mínimo esperado como factor para calcular este costo. Otro factor sujeto a incertidumbre en el presente estudio es la demanda energética y para el cálculo de sus intervalos factibles se considera el factor de crecimiento anual respecto a su periodo anterior, respetando la periodicidad de los días representativos escogidos en el estudio. Si bien estos parámetros abordan la incertidumbre de manera transversal al problema, para los casos estudios aplicados se abordan dos parámetros como intervalos extra dependiendo del caso, un costo asociado al impuesto de emisiones de CO_2 y una cuota de energía renovable, los cuales son detallados con posterioridad en el presente estudio.

Es importante mencionar que para simplificar el planteamiento de las restricciones del modelo en las secciones posteriores a estos párrafos, no se detallan las restricciones del segundo subproblema en relación a la solución óptima del primero, pero deben ser consideradas en la resolución del mismo, en donde cabe destacar que en base a lo expuesto en la definición del Método ILP 3.8, todas las variables tienen un impacto positivo o igual a cero al valor final de la función objetivo por lo que se deben considerar igual número de

restricciones que de variables en el escenario pesimista donde se restringe que el valor óptimo las variables en este escenario deben ser mayores o iguales a la solución óptima del subproblema anterior, y ninguna con el caso contrario.

Este modelo tiene naturaleza lineal entera mixta, esto con el objetivo de formular un problema resoluble con motores de solver comerciales, permitiendo tener requerimientos computacionales similares a los disponibles por el investigador, los que se traducen en tiempos de resolución manejables y que estos no signifiquen un cuello de botella en la investigación.

4.1.1. Conjuntos

P	Conjunto de periodos a lo largo del horizonte de planificación indexados por p (años)
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 (p,v) donde el aumento de capacidad de transmisión para la línea v y el periodo p 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
T	Conjunto de espacios de tiempo t durante el horizonte de planificación en horas
T_p	Subconjunto de espacios de tiempo t pertenecientes al periodo p
N	Conjunto de nodos n de la red
L	Conjunto de arcos $(i, j)/i, j \in N$, donde el arco (i,j) son nodos conectados como línea de transmisión
G	Conjunto de tecnologías de generación disponibles a implementar g
S	Conjunto de tecnologías de almacenamiento disponibles a implementar indexadas por s
G^{unit}	Subconjunto de tecnologías de generación limitadas a aumentos discretos de capacidad ($G^{unit} \subseteq G$)
G^{rw}	Subconjunto de tecnologías de generación relacionadas con recursos renovables

4.1.2. Parametros

β	Fracción de los costos de capital esperado por concepto de costos fijos anuales de operación y mantención para líneas eléctricas[%]
B_v	Suceptancia de la línea $v \in L$ [p.u]
$BX^{fix}_{s,p,n}$	Capacidad de almacenamiento predefinida a instalar del tipo $s \in S$, en el nodo $n \in N$, en el periodo $p \in P$
$C^{CO_2}_p$	Impuesto a las emisiones por tonelada métrica de CO_2 en el periodo $p \in P$.
C^{ENS}	Costo de energía no suministrada [$\frac{USD}{MWh}$]
$CG^{ex^{\pm}}_{g,p}$	Costo de capital para la construcción de capacidad de generación de tecnología $g \in G$, en el periodo $p \in P$
CG^{fix}_g	Costos fijos de operación y mantención anuales para la tecnología g $\in G$
$CG^{fuel^{\pm}}_{g,p}$	Costo de combustible por MWh de energía generada por la tecnología g $\in G$ en el periodo p $\in P$[$\frac{USD}{MWh}$]
CG^{OyM}_g	Costos variables de operación y mantención por MWh de energía generada por la tecnología g $\in G$[$\frac{USD}{MWh}$]
$CB^{EX\pm}_{s,p}$	Costo de expansión de capacidad de almacenamiento del tipo $s \in S$ en el periodo p $\in P$[$\frac{USD}{MWh}$]
$CB^{fix}_{s,p}$	Costo fijo de operación y mantención por MWh de energía almacenada en la tecnología $s \in S$ en el periodo p $\in P$[$\frac{USD}{MWh}$]
CT^{ex}_v	Costo de capital para la construcción de expansión de capacidad de transmisión en la línea v $\in L$[$\frac{USD}{MWkm}$]
FE_g	Factor de emisiones de la tecnología g $\in G$[$\frac{CO_2}{MWh}$]
$G^{CAP}_{g,n,t}$	Factor de capacidad de generación tipo $g \in G$ en el nodo $n \in N$ durante el espacio de tiempo $t \in T$
$GX^{fix}_{g,p,n}$	Capacidad de generación predefinida a instalar $g \in G$, en el nodo $n \in N$ durante el periodo $p \in P$
$GX^{ret}_{g,p,n}$	Capacidad de generación $g\ inG$ instalada en el nodo $n \in N$ previo al estudio que se plantea retirar durante el periodo $p \in P$ [MW].
$BX^{fix}_{s,p,n}$	Capacidad de almacenamiento predefinida a instalar del tipo $s \in S$, en el nodo $n \in N$, en el periodo $p \in P$
$KB^{max}_{s,n}$	Máxima capacidad de almacenamiento del tipo $s \in S$ en el nodo $n \in N$ posible de instalar [MW]
$KG^{max}_{g,n}$	Máxima capacidad de expansión de la técnología $g \in G$ en el nodo $n \in N$ [MW]
KT^{max}_v	Máxima capacidad de expansión en la línea $v \in L$ [MVA].
lg_v	Largo de cada línea de transmisión v [km]
$load^{\pm}_{n,t}$	Demanda en el nodo $n \in N$ durante el espacio de tiempo $t \in T$ [MW]

LS_g	Vida útil de cada tecnología de generación $g \in G$ [año]
r	Tasa de descuento para proyectos eléctricos
$Ramp^{dw}_g$	Capacidad de rampa en bajada de cada tecnología $g \in G$ como porcentaje de su capacidad instalada [%]
$Ramp^{up}_g$	Capacidad de rampa en subida de cada tecnología $g \in G$ como porcentaje de su capacidad instalada [%]
$RC^{capex^{\pm}}_g$	Cambio porcentual anual proyectado en los costos de capital para cada tecnología $g \in G$
RC^{CO_2}	Aumento anual en el impuesto a la generación de CO_2 esperado [%]
$RC^{fuel^{\pm}}_g$	Cambio porcentual anual proyectado en los costos de combustible para cada tecnología $g \in G$ [%]

$\mathrm{RC}^{load^{\pm}}$	Diferencia porcentual entre la proyección de demanda eléctrica de la red estimada y su máxima o mínima variación [%]
RC^{load}	Aumento anual esperado en la demanda eléctrica en la red [%]
S_0	Potencia base aparente del sistema en el año base [MVA]
ST_s^{EP}	Relación de energía a potencia de la tecnología de almacenamiento $s \in S$ [hr]
ST_s^{rt}	Porcentaje de energía almacenada devuelta a la red (Round trip efficiency) de la tecnología de almacenamiento $s \in S$ [%]
$\mathrm{TX}_{v,p}^{fix}$	Capacidad de transmisión predefinida a instalar en la línea $v\ inL$ durante el periodo $p \in P$
U_g^{GX}	Tamaño del aumento discreto de capacidad de generación usando la tecnología $g \in G^{unit}$
wg_t	Ponderador del espacio de tiempo $t \in T$ [unidad]

4.1.3. Variables de decisión

$\mathrm{GX}_{g,p,n}$	Expansión de capacidad en tecnología de generación $g \in G$ durante el periodo $p \in P$ construida en el nodo $n \in N$ [MW]
$\mathrm{UGX}_{g,p,n}^{int}$	Número discreto de plantas generadoras construidas usando tecnología $g \in G$ en el año $p \in P$ y en el nodo $n \in N$ [MW], cuando el proyecto lo amerita
$\mathrm{KGX}_{g,p,n}$	Capacidad instalada y operativa de generación basada en tecnología $g \in G$ hasta el inicio del periodo $p \in P$ en el nodo $n \in N$ [MW]
$\mathrm{TX}_{p,v}$	Capacidad de transmisión instalada en la línea $v \in L$ en el periodo $p \in P$ [MW]
$\mathrm{KTX}_{p,v}$	Capacidad operativa de transmisión en la línea $v \in L$ hasta el periodo $p \in P$ [MVA]
$\mathrm{BX}_{s,p,n}$	Expansión de potencia instalada de baterías $s \in S$ en el nodo $n \in N$ en el periodo $p \in P$ [MW]
$\mathrm{KBX}_{s,p,n}$	Capacidad total instalada de baterías del tipo $s \in S$ en el nodo $n \in N$ y periodo $p \in P$
$\mathrm{P}_{g,n,t}$	Cantidad de energía generada usando la tecnología de generación $g \in G$ durante el tiempo $t \in T$ ubicado en el nodo $n \in N$ [MWh]
$\mathrm{DW}_{n,t}$	Demanda no suministrada dentro del nodo $n \in N$ durante el espacio de tiempo $t \in T$ [MWh]
$\theta_{v,t}$	Diferencia de ángulos de fase entre nodos para la línea $v \in L$ durante el espacio de tiempo $t \in T$ [rad]
$\mathrm{BL}_{s,n,t}$	Nivel de carga de la batería tipo $s \in S$ en el nodo $n \in N$ durante el tiempo $t \in T$ [MWh]
$\mathrm{BD}_{s,n,t}$	Energía descargada desde la batería tipo $s \in S$ en el nodo $n \in N$ durante el tiempo $t \in T$ [MWh]
$\mathrm{BC}_{s,n,t}$	Energía cargada desde la batería tipo $s \in S$ en el nodo $n \in N$ durante el tiempo $t \in T$ [MWh]

4.1.4. Función Objetivo

$$Z^{\pm} = \text{mín} \sum_{p \in P} \frac{1}{(1+r)^p} \left(AE_p^{\pm} + OPE_p^{\pm} \right) \tag{4.1}$$

Donde:

$$\begin{aligned} AE_p^{\pm} = \sum_{n \in N} \Bigg(\sum_{g \in G} GX_{g,p,n}^{\pm} CG_{g,p}^{ex\pm} + KGX_{g,p,n}^{\pm} CG_g^{fix} + \sum_{s \in S\, t} BX_{s,p,n}^{\pm} CB_{s,p}^{EX\pm} + KBX_{s,p,n}^{\pm} CB^{fix} \Bigg) \\ + \sum_{v \in L} \left(TX_{v,p}^{\pm} \lg_v CT_v^{ex} + KTX_{v,p}^{\pm} \lg_v CT^{ex} \beta \right) \end{aligned} \tag{4.2}$$

$$OPE_p^{\pm} = \sum_{t \in T_p} wg_t \left(\sum_{n \in N} \left(\sum_{g \in G} P_{g,n,t}^{\pm} \left(CG_{g,p}^{O\&M} + \quad CG_{g,p}^{fuel\pm} + FE_g C_p^{CO_2} \right) \right) \right.$$
$$\left. + \left(\sum_{s \in St} BD_{s,n,t}^{\pm} CB^{O\delta M} \right) + C^{ENS} DW_{t,n}^{\pm} \right) \tag{4.3}$$

Sujeto a:

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

$$\sum_{p' \in P_p^{\pm}} \left(GX_{g,p',n}^{\pm} - GX_{g,p',n}^{ret} \right) = KGX_{g,p,n}^{\pm} \quad \forall p < LS_g, \forall g \in G, \forall n \in N \tag{4.5}$$

$$KGX_{g,p-1,n}^{\pm} + GX_{g,p,n}^{\pm} - GX_{(g,p-LS_g,n)}^{\pm} = KGX_{g,p,n}^{\pm} \quad \forall p \geq LS_g, \forall g \in G, \forall n \in N \tag{4.6}$$

$$KGX_{g,p,n}^{\pm} \leq KG_{g,n}^{max} \quad \forall p \in P, \forall g \in G, \forall n \in \tag{4.7}$$

$$GX_{g,p,n}^{\pm} = U_g^{GX} UGX_{g,p,n}^{\pm\ int} \quad \forall g \in G^{unit}, \forall p \in P, \forall n \in N \tag{4.8}$$

$$TX_{p,v}^{\pm} = TX_{p,v}^{fix} \quad \forall (p,v) \in TFX \tag{4.9}$$

$$TX_{0,v}^{\pm} = KTX_{0,v}^{\pm} \quad \forall v \in L \tag{4.10}$$

$$TX_{p,v}^{\pm} + KTX_{p-1,v}^{\pm} = KTX_{p,v}^{\pm} \quad \forall v \in L \tag{4.11}$$

$$KTX_{p,v}^{\pm} \leq KTX_v^{max} \quad \forall p \in P, \forall v \in L \tag{4.12}$$

$$BX_{s,p,n}^{\pm} = BX_{s,p,n}^{fix} \quad \forall (s,p,n) \in BFX \tag{4.13}$$

$$BX_{s,0,n}^{\pm} = KBX_{s,0,n}^{\pm} \quad \forall s \in S, \forall n \in N \tag{4.14}$$

$$BX_{s,p,n}^{\pm} + KBX_{s,p-1,n}^{\pm} = KBX_{s,p,n}^{\pm} \quad \forall s \in S, \forall p > 0 \wedge p \in P, \forall n \in N \tag{4.15}$$

$$KBX_{s,p,n}^{\pm} \leq KB_{s,p,n}^{max} \quad \forall s \in S, \forall p \in P, \forall n \in N \tag{4.16}$$

$$P_{g,n,t}^{\pm} \leq G_{g,n,t}^{CAP} KGX_{g,p,n}^{\pm} \quad \forall t \in T_p, \forall p \in P, \forall g \in G^{rw}, \forall n \in N \tag{4.17}$$

$$P_{g,n,t}^{\pm} \leq KGX_{g,p,n}^{\pm} \quad \forall t \in T_p, \forall p \in P, \forall g \in G^{nrw}, \forall n \in N \tag{4.18}$$

$$P^{\pm}_{g,n,t} - P^{\pm}_{g,n,t-1} \leq Ramp^{up}_{g} KGX^{\pm}_{g,p,n} \quad \forall t > 0 \wedge p \in T_p, \forall p \in P, \forall g \in G, \forall n \in N \tag{4.19}$$

$$P^{\pm}_{g,n,t-1} - P^{\pm}_{g,n,t} \leq Ramp^{dw}_{g} KGX^{\pm}_{g,p,n} \quad \forall t > 0 \wedge p \in T_p, \forall p \in P, \forall g \in G, \forall n \in N \tag{4.20}$$

$$\left(\begin{array}{l} \sum_{g \in G} P^{\pm}_{g,n,t} + \sum_{j \in ((j,n) \in L]} B_{(j,n)}(\theta^{1\pm}_{(j,n),t} - \theta^{2\pm}_{(j,n),t}) S_{0-} - \\ \sum_{j \in [(n,j) \in L]} B_{(n,j)}(\theta^{1\pm}_{(n,j),t} - \theta^{2\pm}_{(n,j),t}) S_{0} + \\ \sum_{s \in St} \left(BD^{\pm}_{s,n,t} - BC^{\pm}_{s,n,t} \right) + DW^{\pm}_{n,t} \end{array} \right) = load^{\pm}_{n,t} \quad \forall t \in T_p, \forall p \in P, \forall n \in N \tag{4.21}$$

$$-KTX^{\pm}_{p,v} \leq B_v(\theta^{1\pm}_{(v,t)} - \theta^{2\pm}_{(v,t)}) S_0 \leq KTX^{\pm}_{p,v} \quad \forall v \in L, \forall t \in T \tag{4.22}$$

$$BC^{\pm}_{s,n,t} \leq KBX^{\pm}_{s,p,n} \quad \forall s \in S, n \in N, \forall t \in T \tag{4.23}$$

$$BD^{\pm}_{s,n,t} \leq KBX^{\pm}_{s,p,n} \quad \forall s \in S, n \in N, \forall t \in T, \forall p \in P \tag{4.24}$$

$$BL^{\pm}_{s,n,t-1} + St^{rt}_{s} BC^{\pm}_{s,n,t} - BD^{\pm}_{s,n,t} = BL^{\pm}_{s,n,t} \quad \forall s \in S, n \in N, \forall t \in T, \forall p \in P \tag{4.25}$$

$$BL^{\pm}_{s,n,t} \leq St^{EP} KBX^{\pm}_{s,n,p} \quad \forall s \in S, n \in N, \forall t \in T_p, \forall p \in P \tag{4.26}$$

La restricción 4.4 plantea la existencia de proyectos de expansión definidos previo al presente estudio y vela por el cumplimiento de esta planificación de expansión $GX^{fix}_{g,p,n}$ expuesta en la variable $GX^{\pm}_{g,p,n}$. La restricción 4.5 define la capacidad operativa de cada tipo de generación, en cada nodo y periodo, considerando la expansión de capacidad y retiro de capacidad de los periodos $p \in P_p$ definiendo la variable $KGX^{\pm}_{g,p,n}$ para el inicio del periodo p para periodos previos a la vida útil de la tecnología. Por otra parte, para los periodos posteriores a este umbral, se plantea el balance de capacidad de generación 4.6 como la capacidad de generación hasta el periodo anterior $KGX^{\pm}_{g,p-1,n}$ más la expansión del presente periodo $GX^{\pm}_{g,p,n}$ menos la capacidad expandida que llega al fin de su vida útil y debe ser retirada $GX^{\pm}_{g,p-LS_g,n}$. La restricción 4.7 define la capacidad máxima que se puede tener operativa de cada tipo de energía en cada nodo. La restricción 4.8 restringe la expansión de capacidad discreta de los tipos de generación que por naturaleza se deben realizar de esta forma a partir del tamaño de planta definido U^{GX}_{g} y número de estas $UGX^{int\pm}_{g,p,n}$.

La restricción 4.9 define aumentos de capacidad de transmisión predefinidos en base a $TX^{fix}_{p,v}$ expuestos en la variable $TX^{\pm}_{p,v}$. Similar al caso expuesto para la capacidad operativa de generación definidos en 4.5 y 4.6 en 4.10 se plantea la capacidad operativa de transmisión para el periodo inicial y en 4.11 para los posteriores periodos al inicial donde toma en consideración la capacidad de transmisión operativa del periodo anterior $KTX^{\pm}_{p-1,v}$ y la restricción 4.12 define la capacidad máxima operativa de transmisión para el arco $v \in L$ predefinido por KTX^{max}_{v}.

Siguiendo la misma línea de formulación de la expansión de capacidad de generación y transmisión, se plantean las restricciones que definen los niveles de capacidad de almacenamiento energético, en donde 4.13 expresa la capacidad a expandir planificada, 4.14 y 4.15 definen la capacidad operativa de almacenamiento para el periodo en curso, y por último en 4.16 se restringe la capacidad máxima de almacenamiento para cada nodo, de cada tipo en cada periodo.

Por otra parte, adentrando a la operación del modelo en la restricción 4.17 se restringe la energía a despachar $P_{g,n,t}$ a partir de su capacidad operativa instalada $KGX^{\pm}_{g,p,n}$ y el porcentaje máximo de uso que puede utilizar $G^{CAP}_{g,t,n}$ a causa de los recursos naturales disponibles. Por otro lado, el resto de las generaciones y su energía a

despachar solo está limitada por la capacidad instalada al periodo en cuestión 4.18. Las restricciones 4.19 y 4.20 plantean la rampa de subida y de bajada respectivamente, las cuales, limitan la cantidad máxima de energía que pueden despachar entre una hora y otra a partir de la capacidad instalada $KGX^{\pm}_{g,p,n}$. A nivel de transmisión la restricción 4.21 plantea el balance de energía presente en cada nodo en cada periodo, donde $P^{\pm}_{g,n,t}$ es la energía que despacha cada generador instalado en el nodo, $\theta^{1\pm}_{(j,n),t} - \theta^{2\pm}_{(j,n),t}$ [2] es la energía importada desde el nodo j hacia el nodo n, $\theta^{1\pm}_{(n,j),t} - \theta^{2\pm}_{(n,j),t}$ es la energía exportada hacia el nodo j desde el nodo, la diferencia entre $BD^{\pm}_{s,n,t} - BC^{\pm}_{s,n,t}$ plantea la cantidad de energía extraída desde el sistema de almacenamiento, además de considerar la demanda energética insatisfecha $DW^{\pm}_{n,t}$ siendo este balance igualado a la demanda del nodo en el periodo t, y tal como se presenta en casos anteriores, la energía transferida en cada arco durante el periodo está sujeta a la capacidad de transmisión operativa en el periodo para cada arco v 4.22, considerando si es importada o exportada a través del arco v. Para terminar la operación del sistema de almacenamiento es necesario definir la energía cargada y descargada de cada batería, la cual no debe superar la capacidad operativa de esta batería $KBX^{\pm}_{s,p,n}$ definidas en la restricciones 4.23 y 4.24 respectivamente, en la restricción 4.25 se plantea respectivo el balance de energía para cada periodo en donde $BL^{\pm}_{s,n,t}$ es definida por el nivel de energía del periodo anterior más la energía cargada en en la batería $BC^{\pm}_{s,n,t}$ considerando el factor St^{rt}_{s} que define la perdida de energía al momento de extraerla del sistema, menos la energía descargada $BD^{\pm}_{s,n,t}$ y por último la restricción 4.26 determina la nivel máximo de energía almacenada que debe ser menor o igual a la capacidad operativa $KBX^{\pm}_{s,n,p}$ considerando la capacidad de retención de energía durante St^{EP} horas.

4.2. Implementación

A partir de lo planteado en el apartado Metodo ILP 3.8 en base al planteamiento expuesto en la sección anterior 4 se procede a adaptar al método ILP. En primer lugar, dada la naturaleza de minimización de costos, la definición de los conjuntos A_1 y A_2 se simplifica ya que la totalidad de las variables de decisión del problema tienen un parámetro mayores o iguales a cero para efectos de la función objetivo, por lo cual la totalidad de estas son del conjunto $A_1 = \{j : c^{\pm}_{j} \geq 0\}$. Por consiguiente, la totalidad de variables presentes en el subproblema 1 representarán la cota inferior del intervalo óptimo, y por otro lado, en el subproblema 2 tomarán el valor óptimo de la cota superior de la función objetivo, además que para este caso se definen las restricciones que definen que no pueden tomar un valor menor al valor óptimo resultante del subproblema 1.

Los planteamientos que se ven alterado son:

- Subproblema 1:

$$\begin{aligned} AE^{-}_{p} = \sum_{n\in N}\Bigg(\sum_{g\in G} GX^{-}_{g,p,n}CG^{ex-}_{g,p} + KGX^{-}_{g,p,n}CG^{fix}_{g} + \sum_{s\in St} BX^{-}_{s,p,n}CB^{EX-}_{s,p} + KBX^{-}_{s,p,n}CB^{fix}\Bigg) \\ + \sum_{v\in L}\left(TX^{-}_{v,p}\lg_{v} CT^{ex}_{v} + KTX^{-}_{v,p}\lg_{v} CT^{ex}\beta\right) \end{aligned} \tag{4.27}$$

$$\begin{aligned} OPE^{-}_{p} = \sum_{t\in T_p} wg_t\Bigg(\sum_{n\in N}\Bigg(\sum_{g\in G} P^{-}_{g,n,t}\left(CG^{O\&M}_{g,p} + CG^{fuel-}_{g,p} + FE_g C^{CO_2}_{p}\right)\Bigg) \\ + \left(\sum_{s\in St} BD^{-}_{s,n,t}CB^{O\delta M}\right) + C^{ENS}DW^{-}_{t,n}\Bigg) \end{aligned} \tag{4.28}$$

Y la restricción 4.19:

$$\begin{pmatrix} \sum_{g\in G} P^{-}_{g,n,t} + \sum_{j\in((j,n)\in L]} B_{(j,n)}(\theta^{1-}_{(j,n),t} - \theta^{2-}_{(j,n),t})S_{0-} - \\ \sum_{j\in[(n,j)\in L]} B_{(n,j)}(\theta^{1-}_{(n,j),t} - \theta^{2-}_{(n,j),t})S_{0+} \\ \sum_{s\in St}\left(BD^{-}_{s,n,t} - BC^{-}_{s,n,t}\right) + DW^{-}_{n,t} \end{pmatrix} = load^{-}_{n,t} \quad \forall t \in T_p, \forall p \in P, \forall n \in N \tag{4.29}$$

[2] Dada la necesidad de que el ángulo de fase sea irrestricto y la necesidad del método ILP de que las variables tienen que ser reales positivas

- Subproblema 2:

$$AE_p^+ = \sum_{n\in N}\left(\sum_{g\in G} GX^+_{g,p,n}CG^{ex+}_{g,p} + KGX^+_{g,p,n}CG^{fix}_g + \sum_{s\in St} BX^+_{s,p,n}CB^{EX+}_{s,p} + KBX^+_{s,p,n}CB^{fix}\right) + \sum_{v\in L}\left(TX^+_{v,p}\lg_v CT^{ex}_v + KTX^+_{v,p}\lg_v CT^{ex}\beta\right) \tag{4.30}$$

$$OPE_p^+ = \sum_{t\in T_p} wg_t\left(\sum_{n\in N}\left(\sum_{g\in G} P^+_{g,n,t}\left(CG^{O\&M}_{g,p} + CG^{fuel+}_{g,p} + FE_g C^{CO_2}_p\right)\right) + \left(\sum_{s\in St} BD^+_{s,n,t}CB^{O\delta M}\right) + C^{ENS}DW^+_{t,n}\right) \tag{4.31}$$

La restricción 4.19:

$$\begin{pmatrix} \sum_{g\in G} P^+_{g,n,t} + \sum_{j\in((j,n)\in L]} B_{(j,n)}(\theta^{1-}_{(j,n),t} - \theta^{2-}_{(j,n),t})S_{0-} - \\ \sum_{j\in[(n,j)\in L]} B_{(n,j)}(\theta^{1-}_{(n,j),t} - \theta^{2-}_{(n,j),t})S_{0+} \\ \sum_{s\in St}\left(BD^+_{s,n,t} - BC^+_{s,n,t}\right) + DW^+_{n,t} \end{pmatrix} = load^+_{n,t} \quad \forall t\in T_p, \forall p\in P, \forall n\in N \tag{4.32}$$

De esta forma al resolver cada uno de los escenarios generados con la combinación de parámetros que forman cada uno de estos escenarios, en conjunto con la directa relación entre la solución del primer subproblema, que tiene un aspecto más optimista a nivel de costos con la solución del segundo subproblema de enfoque más pesimista, entregando al tomador de decisiones un rango óptimo de solución y así pueda estar preparado para afrontar la incertidumbre que conlleva un problema de esta índole.

5 | Caso Estudio

Para el presente caso se utiliza como ejemplo el sistema IEEE-39 bus New England, el cual es un sistema eléctrico de 39 nodos y 46 líneas de transmisión

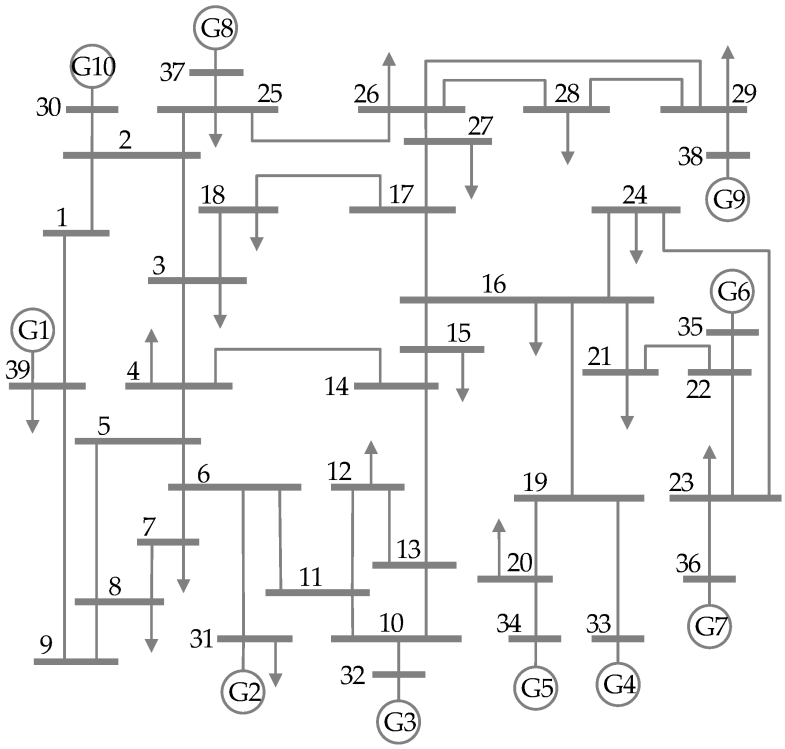


Figura 5.1: Diagrama de la red de nodos y generadores del sistema IEEE 39 bus.
(Fuente:Jin et al. (2019))

En este diagrama cada nodo representa un punto de demanda energética,el cual está representado por el parámetro $load_{n,t}$, compuesta en primera instancia por la demanda puntual en cada nodo representado por el parámetro $d_1, \ldots, d_{39}$, estipulados en Matpower (2015). A modo de complementar la definición de demanda de cada nodo, se plantea complementar este número con una variación intradía, ajustado al perfil de demanda horaria durante el año 2020 presente en Coordinador Eléctrico Nacional (2021), que para efectos de explicación está representado por los parámetros $D_1, \ldots, D_{8760}$, siendo cada uno de estos asociados a cada hora del año

Para concretar este objetivo se genera el parámetro $fd_{i,j}$, normalizando el parámetro D_i.

$$\begin{bmatrix} fd_{1,1} & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & fd_{2,2} & \dots & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & fd_{8759,8759} & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & fd_{8760,8760} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_{1,1} & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & D_{2,2} & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & D_{8759,8759} & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & D_{8760,8760} \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{\text{máx}\,(D_1, \dots, D_n)^{-1}} \tag{5.1}$$

Una vez calculado este factor se procede a multiplicar por la matriz de carga original para el sistema IEEE-39 para cada año en cada nodo como M39:

$$\begin{bmatrix} d_{1,1} & d_{1,2} & \dots & d_{1,38} & d_{1,39} \\ d_{2,1} & d_{2,2} & \dots & d_{2,38} & d_{2,39} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ d_{8759,1} & d_{8759,2} & \dots & d_{8759,38} & d_{8759,39} \\ d_{8760,1} & d_{8760,2} & \dots & d_{8760,38} & d_{8760,39} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} fd_{1,1} & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & fd_{2,2} & \dots & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & fd_{8759,8759} & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & fd_{8760,8760} \end{bmatrix} \times M39 \tag{5.2}$$

Donde M39 es la repetición de los valores definidos en Matpower (2015) para cada una de las 8760 horas del año:

$$M39 = \begin{bmatrix} d_{1,1}^{\text{IEEE39}} & d_{1,2}^{\text{IEEE39}} & \dots & d_{1,38}^{\text{IEEE39}} & d_{1,39}^{\text{IEEE39}} \\ d_{2,1}^{IEE59} & d_{2,2}^{\text{IEEE39}} & \dots & d_{2,38}^{IEEE39} & d_{2,39}^{IEEE39} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ d_{8759,1}^{IEEE39} & d_{8759,2}^{IEEE39} & \dots & d_{8759,38}^{IEEE39} & d_{8759,39}^{IEEE39} \\ d_{8760,1}^{\text{IEEE39}} & d_{8760,2}^{IEEE39} & \dots & d_{8760,38}^{IEEE39} & d_{8760,39}^{\text{IEEE39}} \end{bmatrix} \tag{5.3}$$

Si bien, la idea es tener una percepción global de la demanda energética para representar de la manera más cercana la realidad, la cantidad de horas anuales para el horizonte de planificación de 20 años predefinido para el estudio en conjunto con el número de variables y restricciones, genera un problema irresoluble, o bien requerimientos computacionales acompañados de tiempos de resolución muy elevados. Por esto se planea representar cada año en base a cuatro días representativos, ponderados por el factor wg, el cual toma el valor de $\frac{8760}{96}$, a raíz de la cantidad de horas anuales en razón de las 96 horas de los 4 días mencionados, siendo estos:

- El primer día representativo a considerar es día con mayor varianza intradía del año, el cual es el día 2 de enero
- El segundo día a considerar es el día del año que genera mayor aporte a la demanda energética anual, vale decir el día de mayor requerimiento energético de la red, siendo este el día 28 de enero.
- El tercer día utilizado es la contraparte del día anterior siendo el día de menor demanda energética acumulada del año, que resulta ser el día 19 de septiembre
- Por último, se considera el día con mayor peak de demanda del año, vale decir rescatar el punto álgido de demanda de cada día y rescatar el valor máximo de esta lista de demanda, siendo este día el 28 de diciembre.

Una vez definido esto, se procede a estimar esta demanda, es decir, considerar el crecimiento de la demanda a lo largo del horizonte de planificación. Para esto se definen los parámetros RC^{load+}, RC^{load-} y RC^{load}, donde RC^{load} es el crecimiento esperado porcentual respecto al periodo anterior y RC^{load+}, RC^{load-} son las variaciones porcentuales respecto a la proyección de crecimiento de demanda superior e inferior respectivamente con el objetivo de generar el intervalo posible de demanda, y de esta forma considerarlo en el método ILP. Estos parámetros se estiman a partir del Informe de Actualización de Antecedentes de la planificación del Plan Energético a Largo Plazo desarrollado por el Ministerio de Energía de Chile (2020):

$$load^{+}_{n,t} = \begin{cases} d_{t,n}(1 + RC^{load}) \cdot (1 + RC^{load+}) & p = 0, \forall n \in N, t < 96 \\ load^{+}_{n,t-96} \cdot (1 + RC^{load}) \cdot (1 + RC^{load+}) & \forall p \in P - \{0\}, \forall n \in N, t \geq 96 \end{cases} \tag{5.4}$$

Y

$$load^{-}_{n,t} = \begin{cases} d_{t,n}(1 + RC^{load}) \cdot (1 + RC^{load-}) & p = 0, \forall n \in N, t < 96 \\ load^{-}_{n,t-96} \cdot (1 + RC^{load}) \cdot (1 + RC^{load-}) & \forall p \in P - \{0\}, \forall n \in N, t \geq 96 \end{cases} \tag{5.5}$$

5.1. Transmisión

Para el presente caso estudio el sistema de transmisión se basa únicamente en las 46 líneas existentes para la red IEEE-39, pero se puede expandir la capacidad máxima que soportan. El costo de expansión de cualquier línea es de \$2.437,02[$\frac{USD}{MW \cdot km}$] según lo expuesto en NREL (2021), además los costos fijos de mantención de su funcionamiento es β =3 % del costo de inversión, así como también de definir la capacidad máxima de expansión equivalente al doble de la capacidad definida al inicio del horizonte de planificación como fue realizado por Pineda y Morales (2018), y el largo de la línea es estimado en base a su reactancia a partir de las estimaciones hechas en PSCAD (2018).

5.2. Generación

Las capacidades de generación y el tipo de esta están indicadas en la hoja técnica del sistema IEEE-39 equivalente a 6297.871 [MW] distribuida entre los nodos 30 y 39. En estos nodos se manejan diferentes tecnologías de generación,las cuales se pueden agrupar en renovables y no renovables. En el primer grupo está presente la energía solar a través de paneles fotovoltaicos (PV), plantas hidroeléctricas de pasada (RoR) y plantas de energía eólica (Wind) del tipo on-shore; y en el segundo grupo existen las fuentes tradicionales de energía, como lo son las plantas de ciclo combinado cerrado (CCGT) y abierto (OCGT), Plantas de energía Nuclear, y Plantas termoeléctricas a Carbón. En conjunto con la capacidad de generación existente a la iniciación del horizonte de planificación, se tiene la posibilidad de expandir su capacidad de generación, si la solución óptima lo amerita. Además de este portafolio, la red considera la opción de satisfacer la demanda a través de un sistema de interconexión con otros sistemas eléctricos, representado por una planta de generación de carbón extra. Cabe destacar que el modelo tiene libre elección de donde, cuanto, y que tipo de tecnología expandir, a excepción del nodo de interconexión; dado a que la disponibilidad de energía de otros sistemas eléctricos escapa del control de la red principal, y que solo puede expandir capacidad de generación hidráulica en el nodo asignado, debido a las condiciones naturales que exige este tipo de generación. La capacidad inicial existente de generación queda expuesta en la tabla 5.1.

Los costos de expansión $CG^{ex\pm}_{g,p}$,los costos de operación y mantención fijos CG^{fix}_{g} y variables $CG^{O\&M}_{g}$ y emisiones de CO_2 por [MWh] despachado FE_g son extraídos desde CNE (2020); EIA (2020); Lazard (2021); NREL (2021), además de que la información para el sistema de interconexión (Carbón Extra) se extrajo de Lazard (2021) (Ver tabla 5.2).

El hecho de considerar un horizonte de planificación extenso de 20 años obliga al modelo a considerar el avance tecnológico de los métodos de generación, por lo que se considera la curva de aprendizaje de cada uno de estos métodos a partir de lo expuesto en Heuberger et al. (2018) se generan valores máximos y mínimos para el parámetro $RC^{CAPEX\pm}_{g}$ generando los siguientes intervalos de valores dentro del horizonte estipulado para el costo de expansión de generación $CG^{ex\pm}_{g}$ (Ver A.1).

Bajo el mismo hecho de un extenso horizonte de planificación se estima un factor de variación anual de los costos de combustible de las tecnologías no renovables $RC^{fuel\pm}_{g}$, el cual se estima a partir de los valores proyectados y según el crecimiento económico proyectados en EIA (2022) generando el parámetro utilizado $CG^{fuel\pm}_{g}$ (Ver A.3)

Tabla 5.1: Características de los generadores por defecto y tecnologías elegidas para representar el sistema IEEE-39.
(Fuente Matpower (2015))

#	Nodo	Tipo	Tecnología	P [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

Tabla 5.2: Tabla resumen de costos y parámetros de operación para el portafolio de tecnologías disponible.
(Fuente Elaboración Propia a partir de CNE (2020); EIA (2020); Lazard (2021); NREL (2021))

Tecnología	$CG^{ex}_{g,p}$ $MMUSD/MW$	CG^{fix}_{g} $MMUSD/MWao$	$CG^{O\&M}_{g}$ USD/MWh	LS_g	$Ramp^{up}_{g}$	$Ramp^{dw}_{g}$	FE_g**[ton** CO_2**/MWh]**	$CG^{fuel}_{g,p}$ **[USD/MWh]**	U^{GX}_{g} **[MW]**
Nuclear	8.297	0.132	3.310	40	15 %	15 %	0.000	8.886	2200
Coal	3.862	0.058	4.970	40	15 %	15 %	0.813	13.725	600
Hidro RoR	4.194	0.037	1.350	50	100 %	100 %	0.000	-	-
OCGT	0.771	0.015	4.440	20	50 %	50 %	0.518	87.457	237
CCGT	0.987	0.018	3.110	20	30 %	30 %	0.334	21.965	550
Wind	1.364	0.029	0.000	20	100 %	100 %	0.000	0.000	-
PV	1.043	0.015	0.000	20	100 %	100 %	0.000	0.000	-
Interconexión	0.000	0.030	8.300	40	15 %	15 %	1.050	17.255	600

5.3. Generación Renovable

Debido a la naturaleza del funcionamiento del portafolio de tecnologías renovables del presente estudio (eólica, hídrica y fotovoltaica), en conjunto con la restricción inevitable de la disponibilidad de recursos de la naturaleza, es necesario considerar un factor de capacidad de generación $G^{CAP}_{g,n,t}$, parámetro que toma valores entre 0 y 1 el cual es multiplicado por la capacidad instalada total para representar la capacidad máxima de generación en cada hora de los días escogidos en el apartado anterior.

El método por el cual se calcula este factor puede resultar bastante intuitivo, ya que es la división entre la potencia posible de generar, dada las condiciones naturales del lugar, día y hora escogidos, y la máxima capacidad de generación instalada. Dependiendo de los factores ambientales que afectan en la generación de cada tecnología, como lo es la velocidad del viento para la generación eólica, la radiación solar para los paneles fotovoltaicos de la energía solar o bien el caudal del río en donde se dispone la planta de energía hidráulica de pasada.

5.3.1. Generación Eólica

En este estudio se toma como parámetro la información existente en CNE/GTZ (2019) para la zona de Taltal en la región de Antofagasta durante el año 2019 en una torre de 110 [m] de altura, emulando estas mediciones para todos los nodos participantes del modelo.

5.3.2. Generación Fotovoltaica

Lo que respecta a la generación fotovoltaica, se toma como referencia los valores de radiación directa, difusa, reflejada y global; además de la velocidad del viento de la comuna de Los Andes, Región de Valparaíso durante el año 2016, para estimar así la potencia de generación y su respectiva capacidad de generación a considerar en el modelo, y al igual que en la tecnología de generación eólica se considera estos parámetros

para la totalidad de nodos de la red en caso de que el modelo considere óptimo invertir en generación fotovoltaica.

5.3.3. Generación Hidráulica de pasada

Para efectos de la generación hidráulica, se toma como información de entrada el sector cercano a la unión de los cauces de los ríos Biobío y Pangue el promedio de los periodos entre 2016 y 2019 extraídos desde DGA (2019), siendo estos parámetros aplicables para el nodo asignado para generación hídrica.

5.3.4. Factor de capacidad

A partir de los parámetros mencionados recientemente, y de acuerdo a la forma en que cada tecnología aprovecha las fuentes naturales de energía, se puede estimar el factor de capacidad asociado a cada fuente de generación, dato recopilado y expuesto en la Figura 5.2

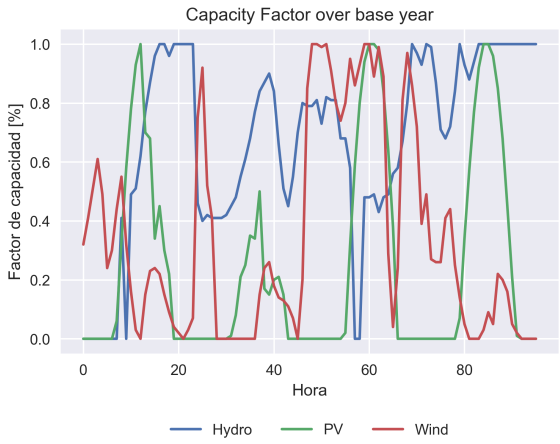


Figura 5.2: Factor de generación energía renovable.
(Fuente:Elaboración propia)

5.4. Almacenamiento

En este caso se considera únicamente la opción de almacenamiento a través de baterías de Litio (Li-Ion) y a partir de la información recopilada en EIA (2021); NREL (2021); PNNL (2021) se estiman los costos de instalación $CST^{ex}_{s,p}$, de operación y mantenimiento fijos $CST^{fix}_{s,p}$ y variables de operación y mantenimiento $CST^{O\&M}_{s,p}$ en donde define para estos últimos los más altos en base al supuesto de trabajar asegurando el correcto funcionamiento durante la vida útil de las baterías tal como se trabaja en Cole et al. (2021) como se puede ver en 5.3

Siendo consecuente con la línea de trabajo expuesto en los puntos anteriores del modelamiento, se estima un avance en los estudios relacionados a la tecnología de almacenaje lo que conlleva una disminución paulatina de los costos de inversión por lo que a a partir de los datos expuestos en Ralon et al. (2017) se toma el promedio del crecimiento esperado y se pondera la diferencia en en el mejor y peor caso con el fin de generar el intervalo probable de ocurrencia generando así la variable $CST^{EX\pm}_{s,p}$ considerada en el modelo (Ver A.4).

Parametro	Unidad	Li-Ion
$CST^{EX}_{s,p}$	$[\frac{MMUSD}{MW}]$	1.468
$CST^{fix}_{s,p}$	$[\frac{MMUSD}{MW \cdot year}]$	0.024
$CST^{O\&M}_{s,p}$	$[\frac{USD}{MWh}]$	0.000
ST^{rt}_{s}	[%]	0.860
ST^{EP}_{s}	[hrs]	4.000

Tabla 5.3: Tabla resumen de costos y parámetros de operación para el sistema de almacenamiento de energía. (Fuente Elaboración Propia)

5.5. Políticas Medioambientales

Un factor externo al proceso de generación que impacta directamente en el funcionamiento de la red planteada; son las políticas medioambientales que, en el contexto planteado en la introducción del presente artículo, buscan disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero sin mermar la capacidad de generación eléctrica fomentando el uso de energías renovables o bien castigando el uso de energías que emiten gases nocivos para el medioambiente y la vida en este planeta. A partir de esto en diferentes estados se han gestionado algunas medidas que traiga como efecto una mayor participación de las energías renovables en la matriz energética.

1. **Impuesto al** CO_2: Ejemplo de estas políticas son; el impuesto a las emanaciones de CO_2 por parte de las plantas generadoras, en donde diferentes estados ya estipulan un costo asociado a la tonelada de este gas emitida, actualmente en chile tal como se expone en Bernal (2018) está definido 5 $\frac{USD}{ton\,CO_2}$ pero a partir de las estimaciones de IEA (2021) debería tomar fijación de 20 $\frac{USD}{ton\,CO_2}$ para el año 2040. En Europa las estimaciones de este impuesto son considerablemente mayores, tomando valores de 32 $\frac{USD}{ton\,CO_2}$ para el año 2025, llegando a 52 $\frac{USD}{ton\,CO_2}$ para el año 2040. Por otra parte, en el presente estudio se considera el escenario donde los países desarrollados se comprometen en reducir las emisiones internacionales proponiendo un *"Desarrollo Sustentable"* en base a un impuesto de 63 $\frac{USD}{ton\,CO_2}$ para el año 2025 y llegar a 140 $\frac{USD}{ton\,CO_2}$ para el año 2040. Cabe destacar que si bien este impuesto está considerado en el modelo planteado, este factor en base al grado de su implementación puede impactar considerablemente en el resultado óptimo del mismo, generando un grado de incertidumbre para un estudio de este tipo, lo cual resulta interesante para una reformulación de este punto del problema.

2. **Cuota de energía renovable**: Otra política utilizada es la fijación de una cuota de energía renovable en la matriz energética del sistema, como por ejemplo la estipulada en Chile Ministerio de Energía de Chile (2020) que dictamina que el uso de plantas termoeléctricas carboneras debe terminar para el año 2040 y concretar un 95 % de energía renovable en el país para el año 2050.

Siendo estas las políticas más frecuentes, se toman estos casos para formular los escenarios de este caso estudio, por consiguiente, se formularán intervalos de los parámetros expuestos recientemente y evaluar el impacto económico de estos a nivel de costos de funcionamiento de la red y el impacto en el uso de energías renovables.

6 | Resultados

En el presente capítulo se procede a exponer los resultados del modelo expuesto en capítulos anteriores respecto a los parámetros definidos. Particularmente para el primer estudio relacionado a un posible impuesto a las emisiones de CO_2, en donde se toman los intervalos expuestos en el capítulo anterior (1) siendo la cota superior el impuesto de un desarrollo sustentable y por otra parte, la cota inferior el impuesto aplicado en Chile. Lo que se traduce en la consideración de intervalos en el costo operacional presente en la función Objetivo:

$$OPE_p^- = \sum_{t \in T_p} wg_t \left(\sum_{n \in N} \left(\sum_{g \in G} P_{g,n,t}^- \left(CG_{g,p}^{O\&M} + \ CG_{g,p}^{fuel-} + FE_g C_p^{CO_2-} \right) \right) + \left(\sum_{s \in St} BD_{s,n,t}^- CB^{O\delta M} \right) + C^{ENS} DW_{t,n}^- \right) \tag{6.1}$$

y

$$OPE_p^+ = \sum_{t \in T_p} wg_t \left(\sum_{n \in N} \left(\sum_{g \in G} P_{g,n,t}^+ \left(CG_{g,p}^{O\&M} + \ CG_{g,p}^{fuel+} + FE_g C_p^{CO_2+} \right) \right) + \left(\sum_{s \in St} BD_{s,n,t}^+ CB^{O\delta M} \right) + C^{ENS} DW_{t,n}^+ \right) \tag{6.2}$$

Para los subproblemas 1 y 2 respectivamente.

Para el segundo caso estudio, en donde se define una cuota creciente de energía renovable en la matriz energética del sistema, se toma en consideración la variación porcentual de la matriz energética renovable de chile entre el año 2020 y el año 2040, que se espera aumente en aproximadamente en un 53 % para la cota superior y un porcentaje más conservador del 32 % calculado a raíz de un crecimiento más paulatino al planeado para el proyecto del país:

$$\sum_{g \in Grw} \sum_{n \in N} P_{g,n,t}^- \geq (\quad \sum_{n \in N} load_{n,t}^-) \cdot cuota_t^- \qquad \forall t \in T \tag{6.3}$$

y

$$\sum_{g \in Grw} \sum_{n \in N} P_{g,n,t}^+ \geq (\quad \sum_{n \in N} load_{n,t}^+) \cdot cuota_t^+ \qquad \forall t \in T \tag{6.4}$$

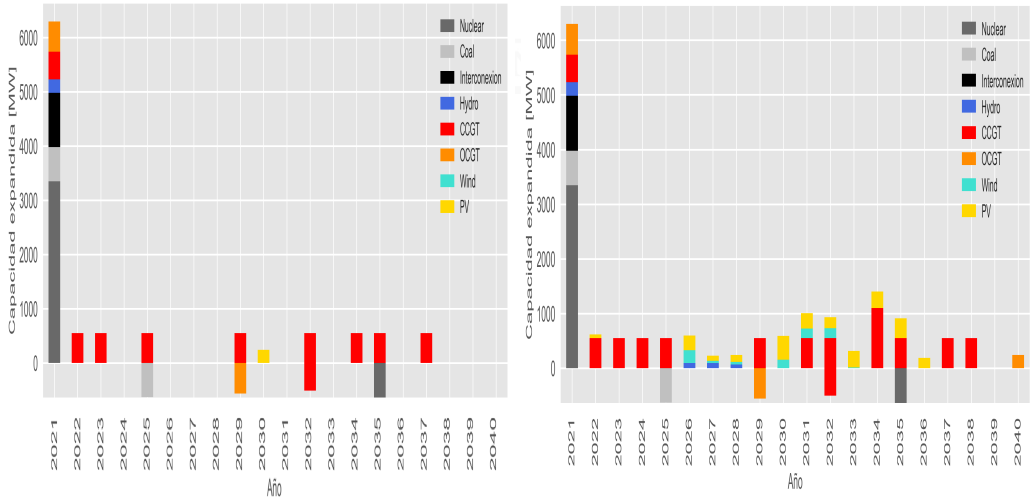
Para cada subproblema respectivamente.

La resolución de ambos casos se realiza en un ordenador compuesto con un procesador Intel Core i5 8500 con 16 GB de memoria Ram, tomando un tiempo de 26 horas para el caso relacionado al impuesto a las emanaciones de carbono y 7 horas para el segundo caso estudio, en donde se aplica una política de cuota renovable en la matriz energética de la red, recopilando los siguientes resultados.

6.1. Impuesto al CO_2

6.1.1. Generación Eléctrica

El objetivo del impuesto definido en el planteamiento de este caso estudio es generar un desincentivo en el uso de fuentes de energía que a causa de su operación generen contaminación de CO_2 al medio ambiente y concretar una satisfacción de la necesidad de energía de la sociedad sin repercutir en la calidad de vida y futuro de la misma, pero la solución óptima de los casos extremos que plantea el método, entrega un principal esfuerzo de inversión sobre plantas de generación del tipo CCGT con un valor óptimo presente entre [4908, 7108] MW al término del horizonte de planificación 6.1. Desde el punto de vista de la Generación energética renovable se ve poco utilizada, generando un intervalo óptimo de expansión de capacidad de [244.2, 2622.27]MW para la generación a través de Plantas Fotovoltaicas, [0, 830.87] MW para la generación Eólica y [250, 501.89] para la generación de plantas hidroeléctrica.



(a) Capacidad Expandida Anual (cota inferior). **(b)** Capacidad Expandida Anual (cota superior)

Figura 6.1: Capacidad Expandida durante el horizonte de planificación .
(Fuente: Elaboración propia)

A nivel de red a partir de los antecedentes expuestos, el modelo plantea incrementar la capacidad de generación a lo largo del horizonte de planificación entre un intervalo de [10942.07, 16436.98] MW desglosado y expuesto en la tabla 6.1, donde se aprecia nominalmente la preferencia en la inversión en generación a través de ciclo combinado cerrado mencionado con anterioridad.

Es motivo de análisis la peculiaridad de que en ambos escenarios borde, no se aprecie una participación mayoritaria de energía renovable en la matriz energética del sistema, únicamente representando un 4 % de la inversión para el caso inferior y un 23 % para el extremo superior de estudio. Este efecto es producto de la serie de factores que generan estos extremos, en primer lugar la intermitencia de la generación a través de fuentes renovables, causada por la inherente dependencia de las condiciones ambientales para cada mecanismo disponible, teniendo la facultad de despachar solo una fracción de la capacidad instalada a la satisfacción de demanda de la red (6.2).

Otro factor a considerar son los costos de inversión como tal de cada una de las tecnologías, que según lo expuesto por Heuberger et al. (2018) en conjunto con los costos de inversión iniciales, no alcanzan a generar una ventaja comparativa por parte de la generación renovable en contra la generación contaminante a nivel de costos, perspectiva que busca optimizar el estudio.

Como se aprecia en la Figura 6.2 si bien en el planteamiento de costos menores se aprecia una clara diferencia de costos de inversión entre la tecnología de ciclo combinado y la de generación fotovoltaica, la

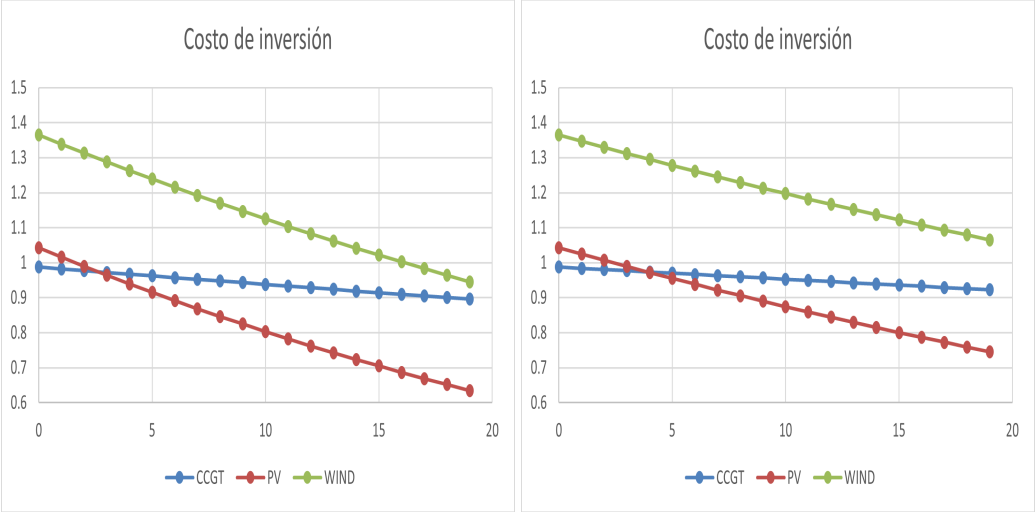
Tabla 6.1: MWh expandido caso estudio impuesto a emanaciones de CO_2

P	Nuclear	Coal	Hydro	OCGT	CCGT	Wind	PV	Interconexión	TOTAL AÑO
0	[3347.87, 3347.87]	[632, 632]	[250, 250]	[560, 560]	[508, 508]	[0, 0]	[0, 0]	[1000, 1000]	[6297.87, 6297.87]
1	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[550, 550]	[0, 0]	[0, 65.23]	[0, 0]	[550, 615.23]
2	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[550, 550]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[550, 550]
3	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 550]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 550]
4	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[550, 550]	[0, 0]	[0, 0.98]	[0, 0]	[550, 550.98]
5	[0, 0]	[0, 0]	[0, 94.54]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 232.79]	[0, 265.08]	[0, 0]	[0, 592.42]
6	[0, 0]	[0, 0]	[0, 92.92]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 38.5]	[0, 95.91]	[0, 0]	[0, 227.34]
7	[0, 0]	[0, 0]	[0, 64.42]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 48.66]	[0, 128.76]	[0, 0]	[0, 241.84]
8	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[550, 550]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[550, 550]
9	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 153.7]	[244.2, 436.64]	[0, 0]	[244.2, 590.35]
10	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 550]	[0, 169.43]	[0, 283.59]	[0, 0]	[0, 1003.02]
11	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[550, 550]	[0, 177.1]	[0, 205.61]	[0, 0]	[550, 932.71]
12	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 10.68]	[0, 302.17]	[0, 0]	[0, 312.85]
13	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[550, 1100]	[0, 0]	[0, 298.2]	[0, 0]	[550, 1398.2]
14	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[550, 550]	[0, 0]	[0, 357.48]	[0, 0]	[550, 907.48]
15	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 182.6]	[0, 0]	[0, 182.6]
16	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[550, 550]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[550, 550]
17	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 550]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 550]
18	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]
19	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 237]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 0]	[0, 237]
TOTAL GEN	[3347.87, 3347.87]	[632, 632]	[250, 501.89]	[560, 797]	[4908, 7108]	[0, 830.87]	[244.2, 2622.27]	[1000, 1000]	[10942.07, 16839.9]

Tabla 6.2: Capacidad de generación promedio anual

CAPACIDAD DE GENERACIÓN PROMEDIO		
PV	WIND	HYDRO
25.34 %	34.39 %	67.29 %

baja capacidad de generación en conjunto con el bajo impacto proveniente con el impuesto a las emanaciones de CO_2 considerado para este escenario, sigue favoreciendo el uso de la generación contaminante. Por otra parte, para el extremo superior de estudio si bien se aprecia un impacto del impuesto considerado aumentando en un 19 % la participación renovable en la inversión de la red Y la diferencia en los costos de inversión entre las opciones existentes, generan que la energía eólica tenga un costo de inversión considerablemente superior, y la generación solar no tenga la misma diferencia que en el caso anterior por lo que si bien se decide implementar la generación renovable aun no abarca un porcentaje mayoritario de la energía despachada, variable que es analizada con posterioridad en el presente estudio.



(a) Comparativa de costo de inversión entre CCGT, PV y Wind (cota inferior).

(b) Comparativa de costo de inversión entre CCGT, PV y Wind (cota superior)

Figura 6.2: Comparativa de costo de inversión entre CCGT, PV y Wind .

(Fuente: Elaboración propia)

Otro punto relevante para el presente estudio es la comparación de estos valores obtenidos con la resolución determinista del problema, el cual toma como parámetros los valores intermedios de los afectados por el método ILP mencionados con anterioridad. Esto con el objetivo de comparar los escenarios extremos con el análisis más recurrente en la literatura. Los resultados de este planteamiento estipulan una expansión de capacidad de generación de 12.915 [MW], valor que se encuentra en el intervalo óptimo, tal como es esperado, pero existe una particularidad en la distribución de la inversión óptima sugerida, la cual se expone en la Figura 6.3 se puede apreciar una imperceptible inversión renovable en la solución óptima.

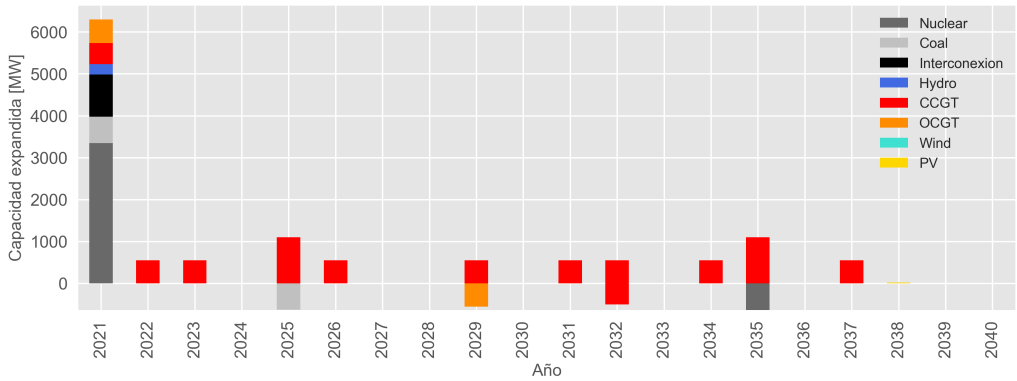


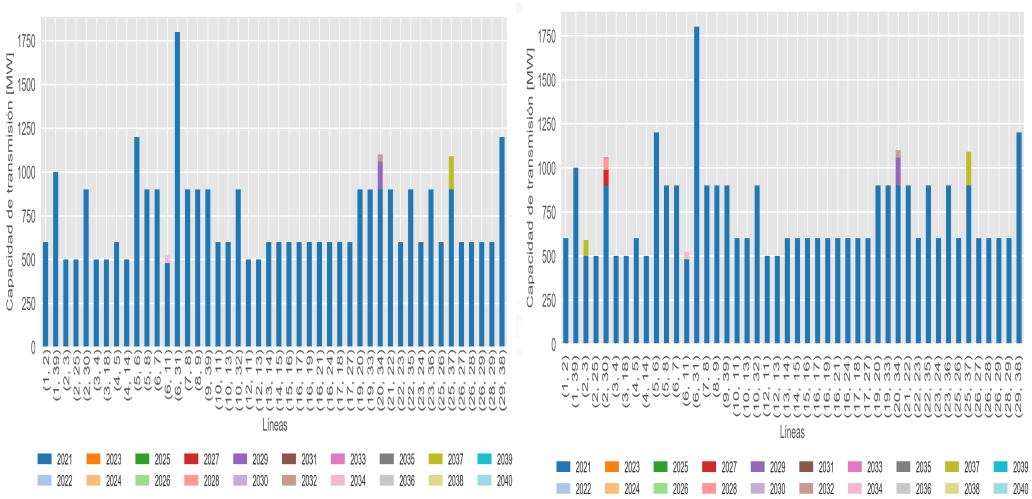
Figura 6.3: Expansión de capacidad de generación escenario determinista.

(Fuente: Elaboración propia)

Este suceso está alineado con los parámetros expuestos con anterioridad, en relación al hecho de que este desincentivo al uso de fuentes contaminantes de energía no sopesa los costos de inversión, los cuales en conjunto con la capacidad de generación de las fuentes renovables de energía generan que para una misma cantidad de energía producida sea necesario incurrir en una mayor inversión al ser comparado con la generación de ciclo combinado cerrado, aún considerando el costo de combustible y el impuesto mismo asignado; que para efectos de este planteamiento, toma el valor existente en Europa de 32 $[\frac{USD}{tonCO_2}]$, llegando a una expansión de capacidad óptima de 7108 MW para esta tecnología de inversión, igualando la cota superior del caso pesimista estudiado.

6.1.2. Transmisión

En lo que expansión de capacidad de transmisión respecta, no se aprecia una considerable diferencia entre ambos casos extremos planteados, generando una diferencia de 114.09 MW entre ambos extremos del intervalo óptimo [34212.52, 34326.61]MW desglosado en la tabla A.1 presente en el apartado de anexo, valor alineado al requerimiento de una mayor energía despachada a raíz de mayor demanda.



(a) Capacidad Expandida de Transmisión en cada línea (cota inferior).

(b) Capacidad Expandida de Transmisión en cada línea (cota superior)

Figura 6.4: Capacidad Expandida durante el horizonte de planificación .

(Fuente: Elaboración propia)

Tal como se puede apreciar en 6.4 en cada línea para ambos casos borde se aprecia una similitud en lo que respecta incrementar la capacidad en cada línea, variando con pequeñas diferencia en el año 2027 y 2028 para la línea (2, 30), y en el año 2037 para la línea (2, 3).

En lo que respecta a la expansión de capacidad de transmisión del caso determinista, se puede apreciar que la solución óptima aborda la utilización de otras líneas al momento de expandir la capacidad, pero a nivel de red se considera expandir en 34816.97 [MW], un valor que escapa del intervalo óptimo expuesto en párrafos anteriores, acontecimiento atribuible a dos principales factores. En primer lugar, dado a que esta prueba se realiza fuera del método ILP, por lo que no está sujeta a las restricciones de mantener la estrategia de la cota inferior entregando la flexibilidad a la solución de no tener que escoger las mismas líneas a expandir, y en segundo lugar siendo consecuente a la estrategia de generación escogida la red debe ser capaz de transmitir esta energía a los nodos demanda (Figura 6.5).

6.1.3. Almacenamiento

En cuanto al sistema de almacenamiento de la red, se puede apreciar una inversión relativamente marginal, teniendo una intervalo óptimo de [249.05, 948.46] MW lo que representan un 2 % y 6 % de la inversión en generación expuesta con anterioridad, teniendo para ambos extremos un carácter marginal en el uso como medida de satisfacción de demanda, hecho causado a los altos costos de inversión de la tecnología; la inversión generada en el sistema de almacenamiento se encuentra expuesta y desglosada en la Tabla A.2 en el apartado de Anexos.

Por otra parte, el uso del sistema de almacenamiento se puede apreciar que para el extremo superior del estudio se observa un incremento constante en el nivel de carga del sistema, hecho que se condice con la participación apreciable en la energía despachada a la red, variable sujeta a estudio en el siguiente apartado.

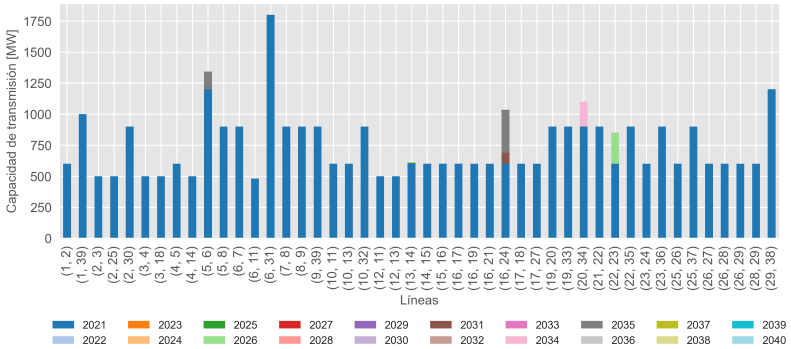
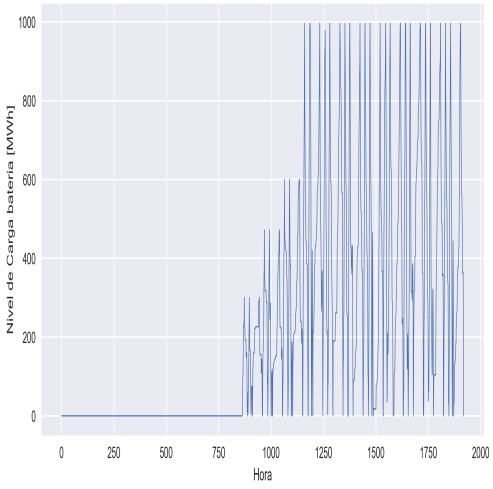
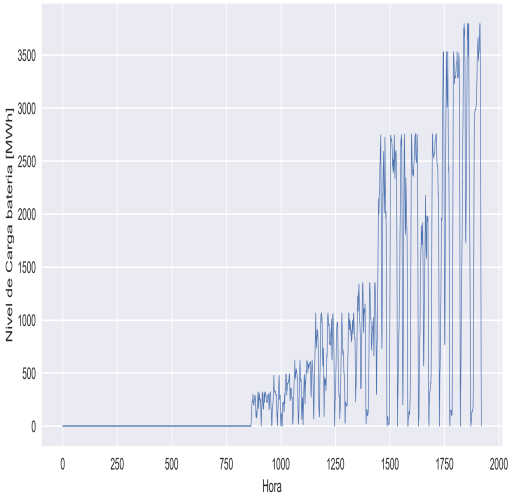


Figura 6.5: Expansión de capacidad de Transmisión escenario determinista.
(Fuente: Elaboración propia)

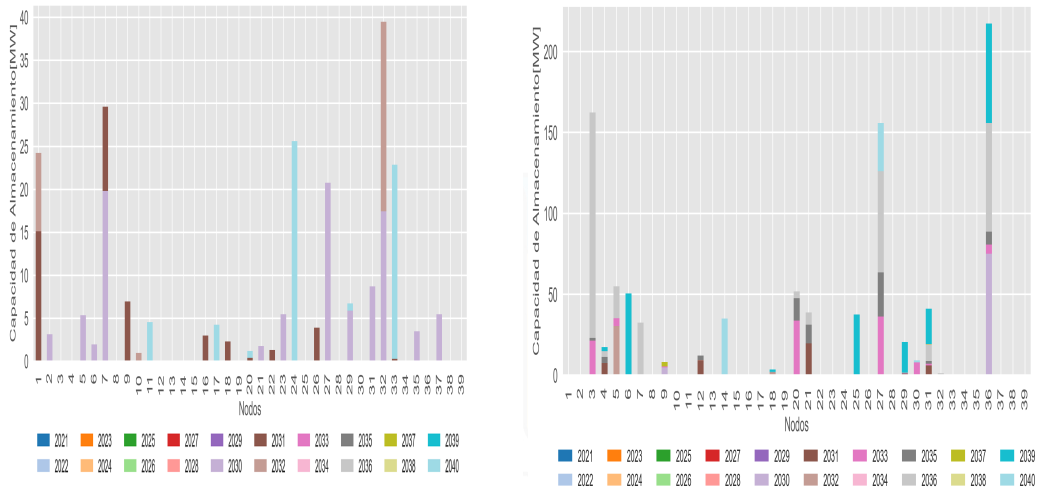


(a) Nivel de carga baterías (cota inferior).



(b) Nivel de carga baterías (cota superior)

Figura 6.6: Nivel de carga baterías .
(Fuente: Elaboración propia)



(a) Capacidad expandida de almacenamiento (cota inferior). **(b)** Capacidad expandida de almacenamiento (cota superior)

Figura 6.7: Capacidad expandida de almacenamiento .
(Fuente: Elaboración propia)

El resultado óptimo determinista resulta en una participación prácticamente nula por parte de la expansión de capacidad de almacenamiento con una expansión de capacidad al final del horizonte de planificación de 55.90 [MW]. Como se puede apreciar en la Figura 6.8, valor muy por debajo del estimado para la cota inferior del estudio propuesto, esto debido a que la utilización de un sistema de almacenamiento no resulta económicamente óptimo, dada la estrategia formulada por la resolución del modelo, priorizando la generación a partir de la demanda sin intención de almacenar para periodos y/u horas posteriores.

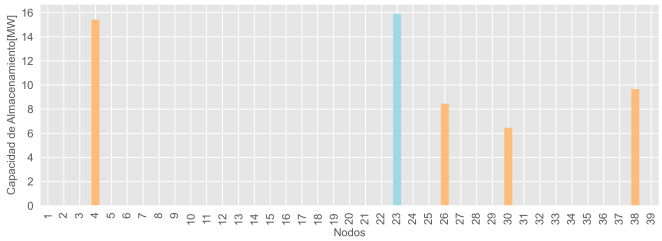
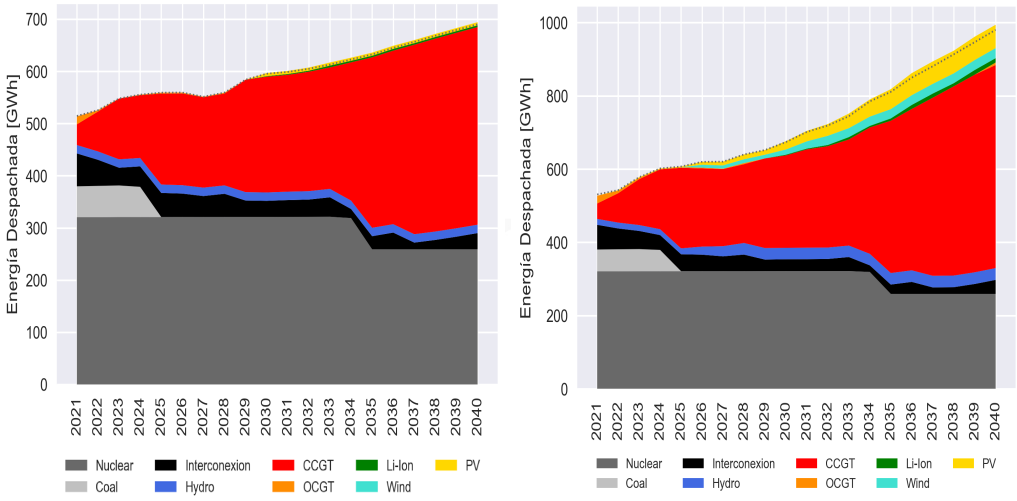


Figura 6.8: Expansión de capacidad de Transmisión escenario determinista.
(Fuente: Elaboración propia)

6.1.4. Energía despachada

Si se analiza la satisfacción de demanda de los nodos durante el horizonte de planificación se puede observar una coherencia con los esfuerzos de inversión expuestos con anterioridad, debido a la mayoritaria participación de la generación a través de plantas generadoras de ciclo combinado cerrado, como se aprecia en la figura 6.9.

Este resultado operacional en conjunto, da pie a considerar que el impuesto a las emanaciones de CO_2 como castigo al uso de fuentes energéticas no renovables y contaminantes por si solo, no es suficiente si la sustentabilidad es lo que se busca a partir del contexto que busca plasmar los parámetros empleados para este



(a) Energía despachada (cota inferior). **(b)** Energía despachada (cota superior)

Figura 6.9: Energía despachada .

(Fuente: Elaboración propia)

estudio, esta política debe estar alineada a una serie de factores que en su conjunto fomenten el uso de energía renovable concretando la sustentabilidad de la sociedad, de tal forma que haga el contexto económicamente atractivo a los tomadores de decisiones al momento de estructurar y planificar una red eléctrica.

Al comparar estos resultados con la formulación determinista se puede apreciar una tendencia similar a ambos extremos del método empleado, donde existe un principal aporte de la generación del tipo CCGT, pero tal como era de esperar no existe una participación considerable en la Figura 6.10 de generación renovable o bien perceptible por parte de fuentes de almacenamiento

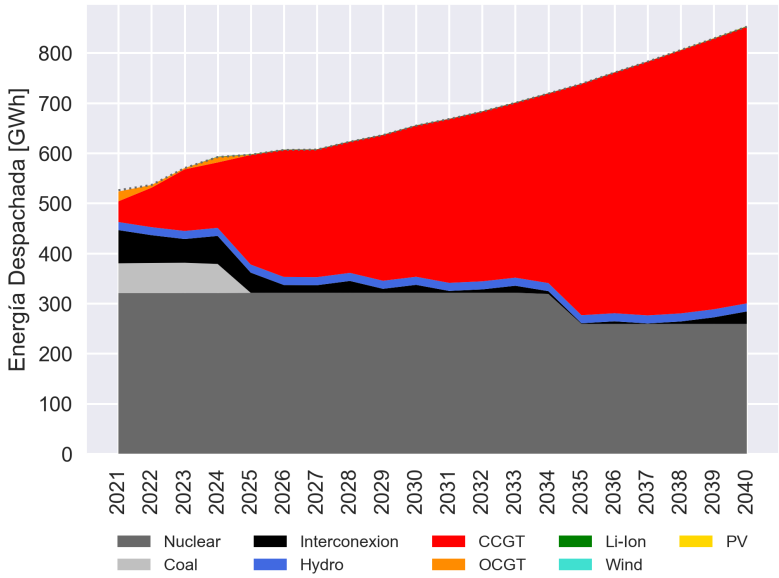
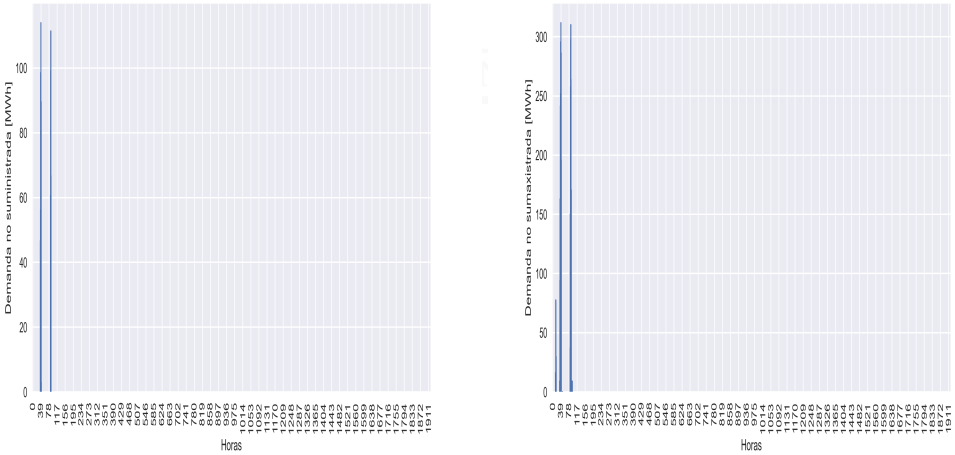


Figura 6.10: Energía despachada escenario determinista.

(Fuente: Elaboración propia)

6.1.5. Costos

Tal como se expone en el apartado anterior el resultado de costos es la traducción monetaria del impacto del impuesto mencionado en reiteradas ocasiones, en conjunto con los extremos superiores de los parámetros predefinidos para la resolución del modelo, y como es de esperar la incertidumbre de los costos de inversión y combustible son los que generan las principales diferencias y la amplitud del intervalo óptimo de costos del sistema el cual toma un valor de [55853.52, 64367.07]MMUSD donde su amplitud de 8, 513.55 MMUSD está compuesta por un 36 % por parte de la inversión a lo largo del horizonte de planificación, un 17 % de los costos de combustible utilizados en la generación y un 8 % por el impuesto a las emanaciones de CO_2 (Ver Tabla 6.3), además de un 30 % proveniente de la demanda insatisfecha generada a raíz de la diferencia de la demanda existente en cada caso y la imposibilidad de satisfacerla al inicio del horizonte estudiado, como se aprecia en la figura 6.11.



(a) Demanda insatisfecha (cota inferior). **(b)** Energía despachada (cota superior)

Figura 6.11: Demanda insatisfecha .
(Fuente: Elaboración propia)

Tabla 6.3: Costo total caso estudio impuesto a emanaciones de CO2

	MMUSD	
	MIN	MAX
Inversión Generación inicial	32198.73	32198.73
Inversión generación progresiva	2334.60	5387.65
Inversión transmisión inicial	1637.85	1637.85
Inversión transmisión progresiva	7.67	12.80
Inversión almacenamiento	77.01	299.28
Costos fijos generación	5288.86	5664.27
Costos fijos transmisión	493.33	494.49
Costos fijos almacenamiento	16.18	31.66
Costos OyM generación	1882.06	2051.21
Costo combustible	7750.22	9184.19
Impuestos Co2	3485.62	4164.26
Costo OyM almacenamiento	0	0
Demanda insatisfecha	681.40	3240.67
Total	55853.52	64367.07

Estos valores conversan con el resultado determinista estudiado posteriormente, los cuales tal como se puede apreciar en la Tabla 6.4 tienden a estar dentro del intervalo óptimo de costos, a excepción relacionados al almacenamiento, y los costos de combustible, ambos eventos atribuibles a la estrategia optada por la solución de utilizar principalmente energía de CCGT sin emplear un sistema de almacenamiento ni fuentes renovables de energía, incrementando el gasto en combustible con el objetivo de disminuir los gastos totales, los cuales no alteraron su distribución para cada item respecto al total.

Tabla 6.4: Costos totales por item escenario determinista

	MMUSD Caso Determinista
Inversión Generación inicial	32198.73
Inversión generación progresiva	3355.26
Inversión transmisión inicial	1637.85
Inversión transmisión progresiva	9.74
Inversión almacenamiento	42.30
Costos fijos generación	5438.22
Costos fijos transmisión	493.98
Costos fijos almacenamiento	6.91
Costos OyM generación	2003.78
Costo combustible	9238.16
Impuestos Co2	3843.58
Costo OyM almacenamiento	0.00
Demanda insatisfecha	2411.92
Total	60680.43

6.1.5.1. LCOE y LCOS

Un parámetro requerido para la evaluación de un proyecto relacionado a la expansión de capacidad y generación de energía eléctrica es el *Levelized Cost Of Energy* (LCOE) y su símil *Levelized Cost of Storage* (LCOS) para el sistema de almacenamiento, los que según los estudios y aplicaciones de Hernández-Moro y Martinez-Duart (2013) y Jülch (2016) respectivamente permite, a partir del costo de inversión, operación y energía generada y despachada al sistema, cuantificar cuanto es el costo por el cual debe venderse la energía generada para cubrir los costos asociados a su generación y despacho. En base a esto se confirma lo económico que resulta al planteamiento el uso de tecnología del tipo CCGT, que toma un valor de 78.81 [$\frac{USD}{MWh}$] para el caso inferior y 38.93 [$\frac{USD}{MWh}$] para el extremo superior, donde si bien no resulta el más barato toma un valor considerablemente bajo tomando en consideración la inversión constante que la solución considera optar, a raíz del uso frecuente y constante que se aprecia en la figura 6.9, lo cual permite prorratear todos sus costos a lo largo del horizonte de planificación, un aspecto a destacar es el hecho de que se tome un extremo donde los costos en general son mayores, como es el caso superior del presente estudio, no tiende directa relación con su símil para el caso inferior, donde este puede tomar un valor mayor o menor dependiendo de la condiciones de la optimalidad referida. El resto de los costos nivelados para las tecnologías empleadas se muestran en la tabla 6.5.

Por otra parte, si bien el uso del sistema de almacenamiento para la satisfacción de la demanda energética es marginal para el extremo inferior del estudio y de baja participación para el extremo superior, ambas soluciones óptimas de los casos extremos mencionan el uso de baterías, donde su costo nivelado de almacenamiento está expuesto en la tabla 6.6,

Cabe señalar que, al comparar estos valores con los costos nivelados de generación y almacenamiento del caso estudio determinista expuestos en la Tabla 6.7, tal como se expone previamente no hay una correlación directa entre el extremo abordado y el valor que toma este indicador, aunque cabe destacar el bajo costo nivelado que tiene la energía generada a través de plantas CCGT a raíz del uso mayoritario en la energía despachada, lo cual permite prorratear la inversión a lo largo de todo el horizonte de planificación.

LCOE		
TECNOLOGÍA	COTA INFERIOR	COTA SUPERIOR
Nuclear	125.79	29.11
Coal	157.1	29.72
Interconexión	66.36	70.18
CCGT	78.81	38.93
OCGT	58.55	58.86
Hydro	331.97	152.02
Wind	Not used	65.47
PV	56.58	66.5

Tabla 6.5: Costo nivelado de la energía caso estudio impuesto

LCOS		
TECNOLOGIA	COTA INFERIOR	COTA SUPERIOR
LI-ION	113.09	165.48

Tabla 6.6: Costo nivelado de almacenamiento caso estudio impuesto

Tabla 6.7: Costo nivelado de la energía caso estudio impuesto escenario determinista

	LCOE
TECNOLOGÍA	CASO DETERMINISTA
Nuclear	28.71
Coal	29.73
Interconexión	62.61
CCGT	7.71
OCGT	58.32
Hydro	119.43
Wind	Not used
PV	121.48

Por otra parte, si bien el uso del sistema de almacenamiento en el escenario determinista resulta marginal en la satisfacción de demanda, presenta un costo nivelado considerablemente alto al compararlo con la mayoría de las tecnologías disponibles, esto dado a que a pesar de que la inversión es poca el costo de inversión es considerablemente alto, volviendo difícil llegar a un costo nivelado similar a las tecnologías de generación (Tabla 6.8).

Tabla 6.8: Costo nivelado de almacenamiento caso estudio impuesto escenario determinista

LCOS	
TECNOLOGÍA	CASO DETERMINISTA
Li-Ion	116.58

6.1.6. Emanaciones Gases Efecto Invernadero

Evidentemente la implementación de un impuesto a los gases de efecto invernadero tiene el objetivo de generar un desincentivo en el uso de fuentes de energía que tengan emanaciones, y fomentar el uso de fuentes renovables de energía, las cuales no emiten CO_2 al ambiente, pero como se puede apreciar en la Tabla 6.9 o bien en la Figura 6.12.

Tabla 6.9: Emisiones de gases efecto invernadero (Miles de toneladas)

PERIODO	Mton inferior	Mton superior
2021	13.68	13.68
2022	13.11	13.11
2023	13.61	13.61
2024	13.53	13.53
2025	11.58	11.58
2026	11.28	11.28
2027	10.72	10.67
2028	11.55	11.40
2029	10.85	10.73
2030	11.15	11.05
2031	11.74	11.55
2032	12.15	11.87
2033	13.18	12.79
2034	12.85	12.38
2035	16.04	15.31
2036	17.59	16.82
2037	17.12	16.65
2038	18.42	17.64
2039	19.93	19.25
2040	21.65	21.20

Se aprecia una tendencia similar para ambos extremos estudiados, donde existe una diferencia nominal entre las emanaciones generadas, siendo inferiores para el caso pesimista, pero este resultado resulta engañoso debido a que se omite la cantidad de energía generada durante el horizonte de planificación por lo que con el objetivo de complementar este análisis se plantea la relación de emanación de CO_2 por MW despachado.

A partir de esta perspectiva el impacto en la disminución de emisiones atribuible al impuesto efectuado resulta visiblemente mayor, como se aprecia en la Tabla 6.10 o bien en la Figura 6.13, llegando a una diferencia

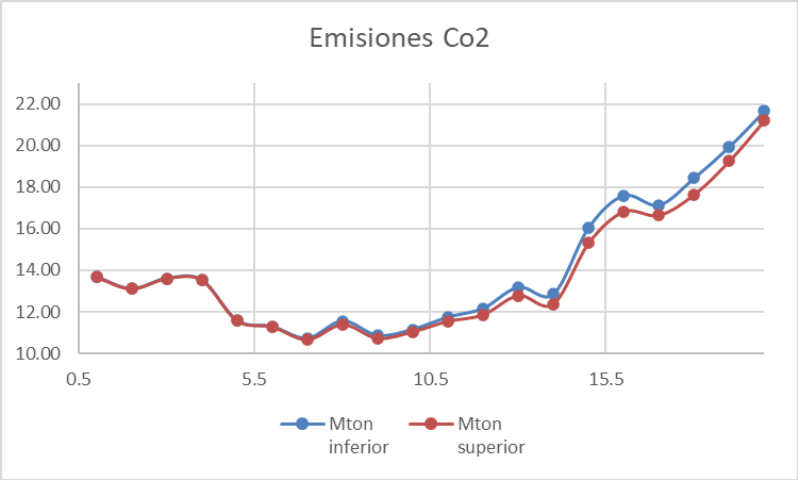


Figura 6.12: Comparación emisiones gases efecto invernadero.
(Fuente: Elaboración propia)

Tabla 6.10: Emisiones de gases efecto invernadero por MW de energía generado

PERIODO	Kilos CO2/MW Inferior	Kilos CO2/MW Superior
2021	26.58	25.78
2022	24.94	24.18
2023	24.83	23.56
2024	24.35	22.48
2025	20.70	19.08
2026	20.17	18.21
2027	19.44	17.20
2028	20.66	17.81
2029	18.58	16.47
2030	18.72	16.40
2031	19.60	16.47
2032	20.09	16.50
2033	21.50	17.19
2034	20.63	15.78
2035	25.37	18.89
2036	27.27	19.81
2037	26.09	18.91
2038	27.57	19.32
2039	29.33	20.34
2040	31.36	21.63

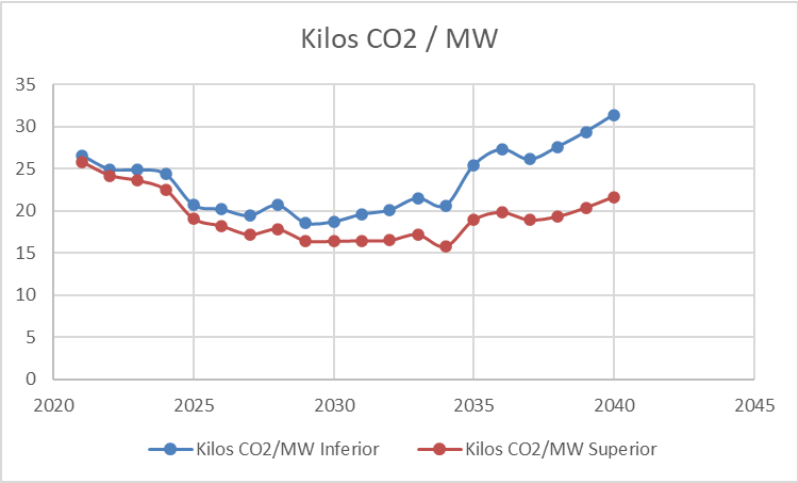


Figura 6.13: Comparación emisiones gases efecto invernadero.
(Fuente: Elaboración propia)

del 30 % para el último periodo entre ambos escenarios, aunque no es correcto atribuir la disminución en las emanaciones en su totalidad a la política medioambiental estudiada, ya que, la decisión óptima del modelo se ve influenciada por los costos de inversión y de combustible; además del hecho de que a pesar de el impuesto definido para un desarrollo sustentable en conjunto con las estimaciones pesimistas de los parámetros mencionados no concretan una participación mayoritaria de las fuentes renovables de energía fundamenta el hecho de que para el contexto planteado en este estudio esta política debe ser complementada si generar una participación mayoritaria renovable en la matriz energética es el objetivo.

Otro aspecto importante a destacar es la tendencia creciente de las emanaciones en periodos finales del horizonte de planificación, este hecho va alineado al constante crecimiento del uso de plantas de ciclo combinado cerrado, el cual tuvo un crecimiento ralentizado entre los periodos 4 y 14 donde se implementa fuentes renovables de energía, implicando una disminución en las emisiones por MW generado, pero dado a que esta inversión renovable se detuvo para el último cuarto del horizonte, se llegó a su máximo de despacho y debido a inversión no renovable en estos últimos 4 años reactiva el incremento de las emisiones de la red.

Replicando este análisis para el escenario determinista se puede apreciar en la Tabla 6.11 que si bien su desarrollo no se plantea en el ambiente del método ILP, salvo en algunos periodos conserva su calidad de valor intermedio para la mayoría de los años del horizonte de planificación.

Este resultado tiende a estar más cercano al caso superior o pesimista, donde las emisiones a partir de la energía generada es menor, esto a pesar de prácticamente no utilizar fuentes renovables de energía, lo cual resulta particular dada la relación existente entre la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero con el uso de fuentes renovable de energía, pero es importante destacar que las plantas de tipo CCGT tienen bajos niveles de emanaciones dando pie al resultado obtenido donde sin la necesidad de usar masivamente fuentes renovables de energía se concreta una disminución en las emisiones.

Es importante destacar que es evidente que el uso fuentes renovables de energía generan un impacto indudablemente positivo al medioambiente, no obstante, debido al costo que estos conllevan y su capacidad de generación el incentivo debe ser abordado por más de una arista si su fomentación es el objetivo ya que a partir de lo estudiado en la presente sección muestra que no es económicamente atractivo su uso únicamente a través de esta política.

Tabla 6.11: Emisiones de gases efecto invernadero por MW de energía generado escenario determinista

Periodo	Toneladas Determinista
2021	25.58
2022	23.98
2023	23.23
2024	24.61
2025	18.22
2026	15.39
2027	15.36
2028	16.75
2029	15.21
2030	16.54
2031	15.48
2032	16.13
2033	17.25
2034	16.86
2035	19.27
2036	19.98
2037	19.87
2038	20.52
2039	21.52
2040	22.78

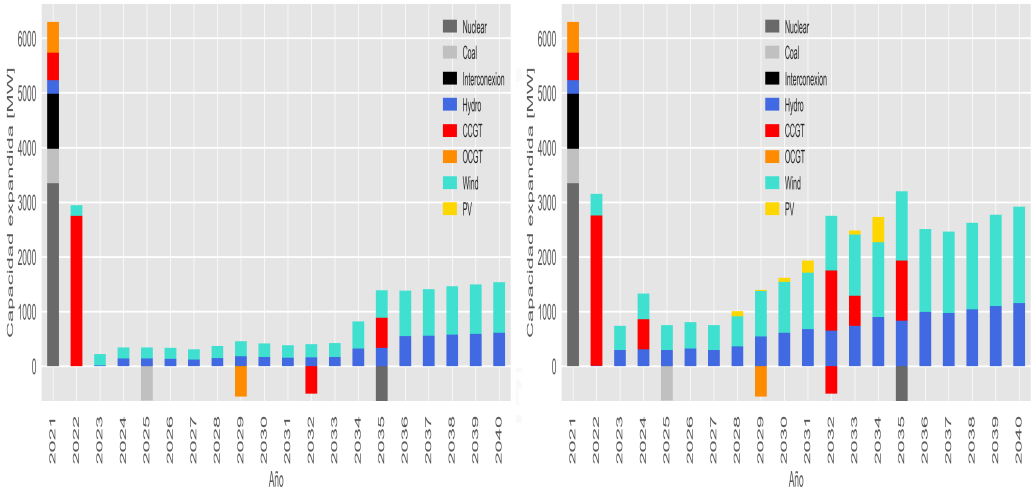
6.2. Cuota Energía Renovable

6.2.1. Generación Eléctrica

El efecto que se busca concretar con la restricción que define este caso estudio se concreta a cabalidad, debido a que tal como se puede apreciar en la figura 6.12 hay una extensa participación de inversión en generación eólica y generación a través de hidroeléctrica en ambas soluciones óptimas de los extremos de estudio, con una inversión óptima en un intervalo [8060.8, 18811.68] MW y [5274.35, 12308.86] MW respectivamente teniendo la participación mayoritaria en este item de un global óptimo de [22683.02, 44186.49] MW.

La principal particularidad de la solución óptima es el marginal uso de generación a través de paneles fotovoltaicos e incluso nulo para el extremo inferior de este estudio. Esta solución es atribuible a la misma situación expuesta en el caso estudio anterior; como se aprecia en la tabla 6.2 la capacidad de utilización de la totalidad de energía instalada es muy baja, la cual está causada a raíz de la necesidad de tener la radiación solar directa para su funcionamiento, a diferencia del resto de opciones renovables las cuales pueden operar en una mayor parte del día, por lo que esta intermitencia obliga al modelo a invertir en mayor potencia instalada en generación Fotovoltaica para equiparar la generación factible con energía hídrica o eólica, que puede obtenerse con menos costo de inversión descartando así esta opción. Por otra parte, el modelo requiere que, una vez cubierta la cuota renovable exigida, se satisface la demanda mediante la generación del tipo CCGT, que tal como se analizó previamente es la que posee menores costos operativos y mayor eficiencia de la generación ecológicamente no sustentable.

Otra característica de esta solución es que si bien la participación de energía despachada en el último periodo para ambos extremos restringida es de un 32 % y 53 % respectivamente, se aprecia en la figura 6.15 que la capacidad instalada renovable es considerablemente mayor a este porcentaje concretando un 59 % y un 72 % para cada extremo de estudio, con una causa alineada a la capacidad de generación y revalida la necesidad de una mayor capacidad instalada para satisfacer menor demanda.

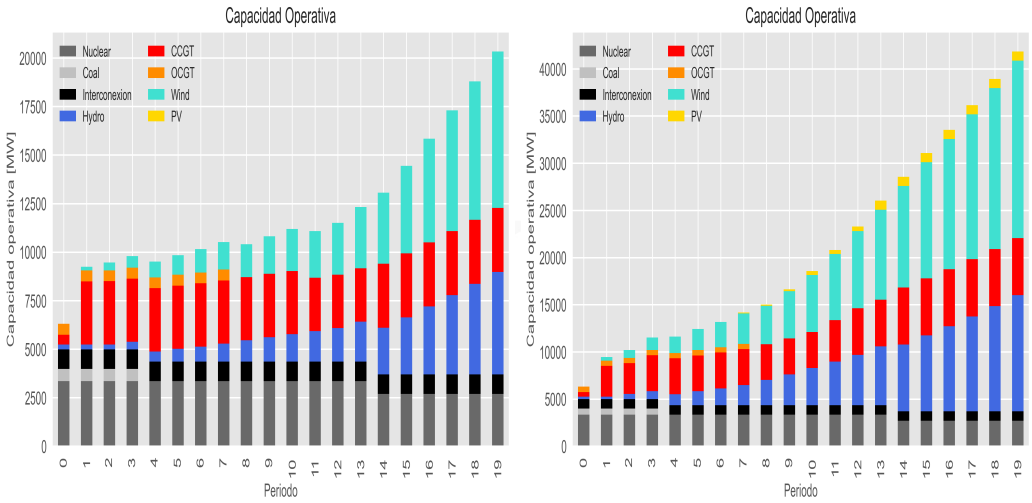


(a) Capacidad Expandida Anual (cota inferior). **(b)** Capacidad Expandida Anual (cota superior)

Figura 6.14: Capacidad Expandida durante el horizonte de planificación .
(Fuente: Elaboración propia)

Tabla 6.12: MW expandido de generación caso estudio cuota renovable

P	Nuclear	Coal	Hydro	OCGT	CCGT	Wind	PV	Interconexión	TOTAL AÑO
0	[3347.87, 3347.87]	[632, 632]	[250, 250]	[560, 560]	[508, 508]	[0, 0]	[0, 0]	[1000, 1000]	[6297.87, 6297.87]
1	[0, 0]	[0, 0]	[0, 6.95]	[0, 0]	[2750, 2750]	[190.32, 392.7]	[0, 0]	[0, 0]	[2940.32, 3149.65]
2	[0, 0]	[0, 0]	[9.67, 290.47]	[0, 0]	[0, 0]	[206.53, 443.92]	[0, 0]	[0, 0]	[216.21, 734.39]
3	[0, 0]	[0, 0]	[135.14, 307.76]	[0, 0]	[0, 550]	[206.53, 470.35]	[0, 0]	[0, 0]	[341.66, 1328.11]
4	[0, 0]	[0, 0]	[135.21, 294.99]	[0, 0]	[0, 0]	[206.65, 450.83]	[0, 0]	[0, 0]	[341.86, 745.82]
5	[0, 0]	[0, 0]	[132.77, 318.02]	[0, 0]	[0, 0]	[202.91, 486.03]	[0, 0]	[0, 0]	[335.68, 804.05]
6	[0, 0]	[0, 0]	[121.09, 294.95]	[0, 0]	[0, 0]	[185.07, 450.78]	[0, 0]	[0, 0]	[306.17, 745.73]
7	[0, 0]	[0, 0]	[143.82, 359.05]	[0, 0]	[0, 0]	[219.81, 548.75]	[0, 98.64]	[0, 0]	[363.64, 1006.44]
8	[0, 0]	[0, 0]	[179.46, 541.86]	[0, 0]	[0, 0]	[274.27, 828.11]	[0, 25.19]	[0, 0]	[453.73, 1395.16]
9	[0, 0]	[0, 0]	[162.77, 608.24]	[0, 0]	[0, 0]	[248.76, 929.56]	[0, 77.27]	[0, 0]	[411.54, 1615.06]
10	[0, 0]	[0, 0]	[149.28, 675.37]	[0, 0]	[0, 0]	[228.15, 1032.16]	[0, 223.88]	[0, 0]	[377.43, 1931.41]
11	[0, 0]	[0, 0]	[157.49, 651.69]	[0, 0]	[0, 1100]	[240.68, 995.95]	[0, 0]	[0, 0]	[398.17, 2747.64]
12	[0, 0]	[0, 0]	[166.01, 733.44]	[0, 0]	[0, 550]	[253.72, 1120.94]	[0, 76.24]	[0, 0]	[419.73, 2480.63]
13	[0, 0]	[0, 0]	[322.82, 895.72]	[0, 0]	[0, 0]	[493.37, 1368.97]	[0, 466.85]	[0, 0]	[816.19, 2731.55]
14	[0, 0]	[0, 0]	[331.77, 830.23]	[0, 0]	[550, 1100]	[507.03, 1268.82]	[0, 0]	[0, 0]	[1388.8, 3199.05]
15	[0, 0]	[0, 0]	[544.81, 991.81]	[0, 0]	[0, 0]	[832.65, 1515.83]	[0, 0]	[0, 0]	[1377.46, 2507.63]
16	[0, 0]	[0, 0]	[557.56, 972.85]	[0, 0]	[0, 0]	[852.13, 1486.82]	[0, 0]	[0, 0]	[1409.69, 2459.67]
17	[0, 0]	[0, 0]	[577.1, 1036.68]	[0, 0]	[0, 0]	[881.98, 1584.36]	[0, 0]	[0, 0]	[1459.07, 2621.04]
18	[0, 0]	[0, 0]	[591.25, 1095.4]	[0, 0]	[0, 0]	[903.61, 1674.12]	[0, 0]	[0, 0]	[1494.86, 2769.51]
19	[0, 0]	[0, 0]	[606.31, 1153.38]	[0, 0]	[0, 0]	[926.63, 1762.7]	[0, 0]	[0, 0]	[1532.94, 2916.07]
TOTAL GEN	[3347.87, 3347.87]	[632, 632]	[5274.35, 12308.86]	[560, 560]	[3808, 6558]	[8060.8, 18811.68]	[0, 968.07]	[1000, 1000]	[22683.02, 44186.49]



(a) Capacidad de generación acumulada Anual (cota inferior).

(b) Capacidad de generación acumulada Anual (cota superior)

Figura 6.15: Capacidad acumulada de generación .

(Fuente: Elaboración propia)

Particularmente respecto a esta arista de la solución óptima, debido a la naturaleza del caso estudio, la solución determinista del problema tiene una tendencia similar, ubicándose entre ambos extremos expuestos con anterioridad, como se puede apreciar en la Figura 6.16 o bien a nivel acumulado en la Figura 6.17 donde la predominancia de generación eólica e hídrica de pasada en la matriz energética es evidente, con una expansión de capacidad ubicada en valores intermedios respecto al intervalo óptimo mencionado previamente con valores de 9954, 7 [MW] y 6513, 6 [MW] respectivamente, indicando una tendencia más cercana a la cota inferior óptima, y evidenciando nuevamente la desventaja que posee la energía solar debido a su capacidad de generación, donde la solución óptima del problema solo considera la inversión en 801, 7 [MW] a lo largo del horizonte de planificación.

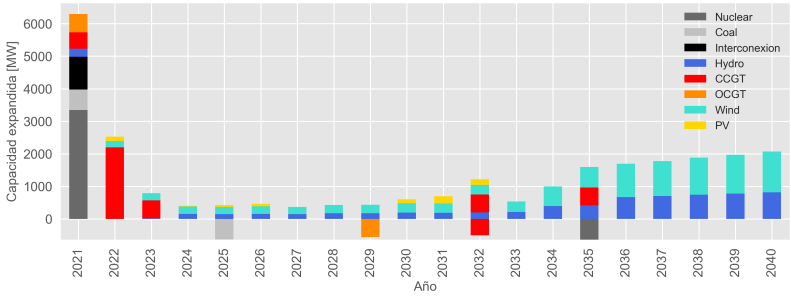


Figura 6.16: Capacidad de generación expandida escenario determinista.

(Fuente: Elaboración propia)

Por otra parte, siguiendo la tendencia expuesta a pesar de solicitar en el último periodo una participación del 43 % de energía renovable se requiere un porcentaje considerablemente mayor en la matriz energética, llegando a tener un 63 %, valor ubicado entre los extremos expuestos como resultado del método ILP. De igual forma como se puede apreciar en estos resultados en caso de requerir satisfacer la demanda una vez cumpliendo la cuota de energía renovable fijada se aprecia una clara preferencia por las plantas de generación de ciclo combinado cerrado, debido a su bajo costo de operación e inversión, además de ser la fuente de generación no renovable menos contaminante.

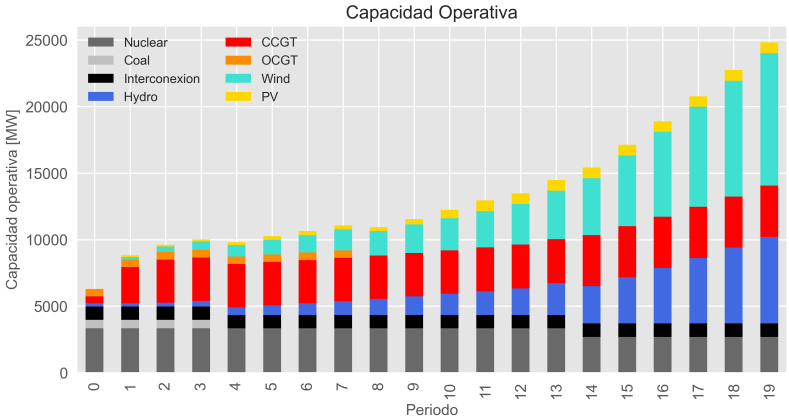
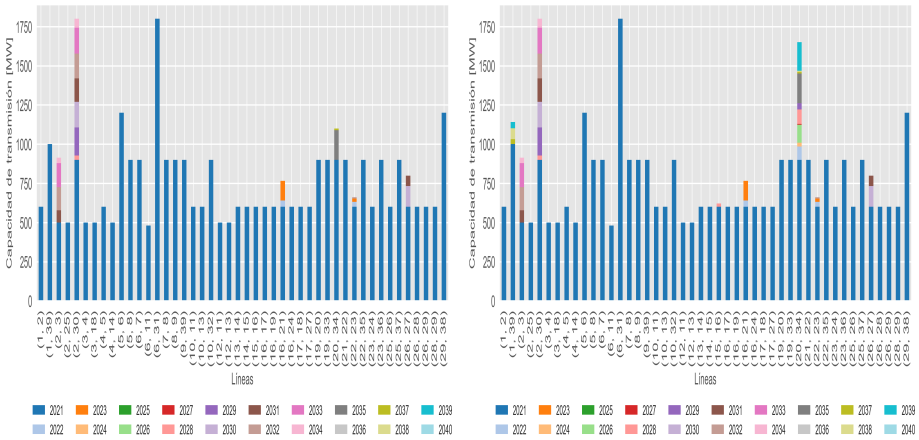


Figura 6.17: Capacidad de generación expandida acumulada escenario determinista.
(Fuente: Elaboración propia)

6.2.2. Transmisión

A causa de la expansión de capacidad de generación y la exigencia de satisfacer la demanda energética con medios renovables, la capacidad de transmisión se ve expandida para poder hacer llegar esta energía generada a los nodos demanda teniendo un intervalo óptimo de expansión de capacidad de [35719.52, 36430.87] MW, donde la amplitud del intervalo óptimo es de 711.35 MW es generada en la línea (1, 39) y en la línea (20, 34).



(a) Capacidad de transmisión expandida (cota inferior).

(b) Capacidad de transmisión expandida (cota superior)

Figura 6.18: Capacidad de transmisión expandida .
(Fuente: Elaboración propia)

Para ambos casos borde del presente casos estudio se desglosa y expone en la Tabla A.3 presente en la sección de Anexos

En lo que respecta a la solución determinista del problema, no se aprecia una diferencia considerable respecto a las soluciones presentadas en el método ILP, a excepción del hecho de que debido a que la solución determinista se realiza fuera del método, no expande capacidad en la línea (16, 21) como se puede apreciar en la Figura 6.19.

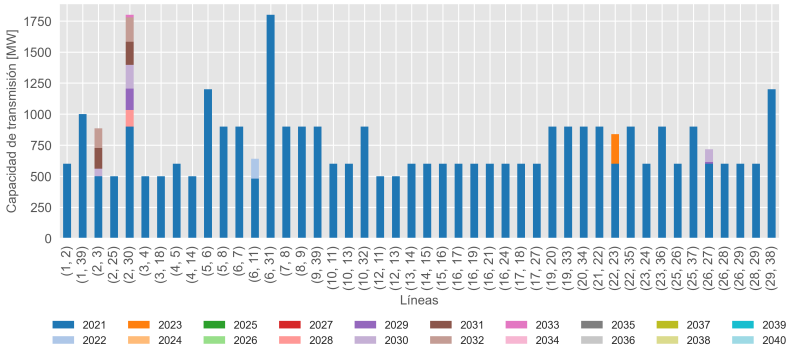
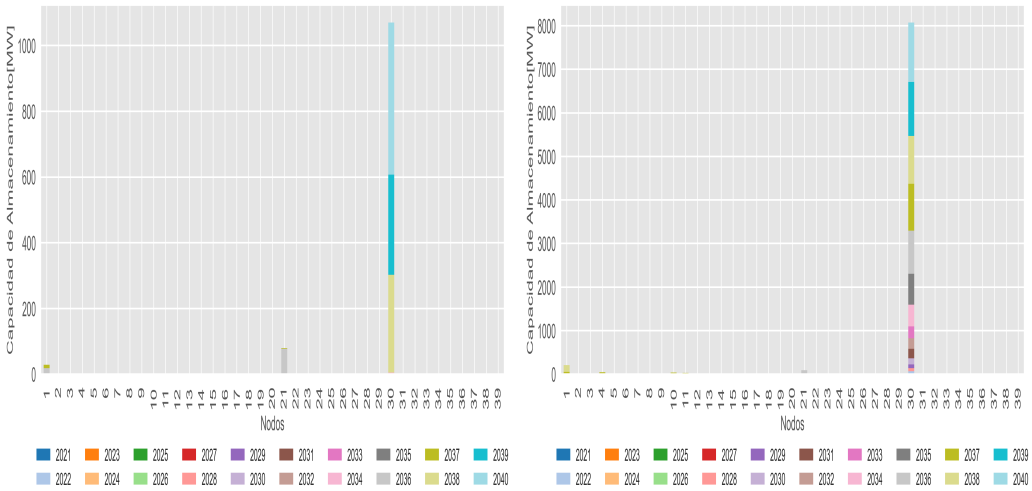


Figura 6.19: Capacidad de transmisión expandida escenario determinista.
(Fuente: Elaboración propia)

6.2.3. Almacenamiento

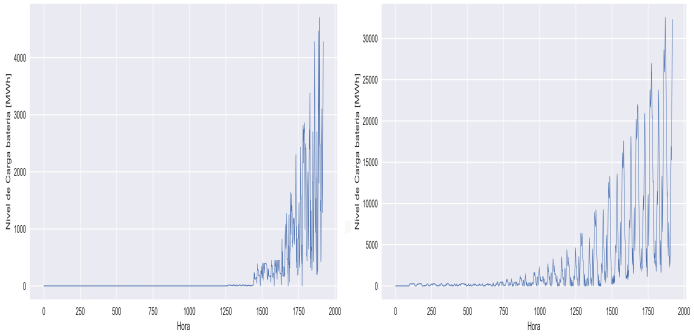
Para el presente caso estudio, el sistema de almacenamiento se convierte en una herramienta óptima a escoger con la finalidad de solventar la demanda energética, como se aprecia en la figura 6.20 y expuesta nominalmente la tabla A.4 en la sección de Anexos. Para el extremo superior del estudio representa aproximadamente 8 veces una mayor inversión que en el extremo inferior de estudio focalizado en el nodo 30 convirtiendo a este nodo en una ubicación estratégica del sistema de almacenamiento disminuyendo el resto de costos atingentes al despacho de esta energía almacenada previamente a los nodos 3, 4, 5, 9, 12, 18, 20, 21, 27, 29, 30, 31, 32, 34, 36 y 37.



(a) Capacidad de almacenamiento expandida (cota inferior). **(b)** Capacidad de almacenamiento expandida (cota superior)

Figura 6.20: Capacidad de almacenamiento expandida .
(Fuente: Elaboración propia)

Cabe destacar que el incremento en la capacidad es consecuente con el nivel de carga del sistema de almacenamiento, presentando un constante aumento, pero variando considerablemente en la energía almacenada entre las cotas del caso estudio y el periodo en el cual la red considera óptimo emplear baterías en la satisfacción de demanda como se aprecia en la figura 6.21,



(a) Nivel de carga del sistema de almacenamiento expandida (cota inferior).

(b) Nivel de carga del sistema de almacenamiento expandida (cota superior)

Figura 6.21: Nivel de carga del sistema de almacenamiento. .
(Fuente: Elaboración propia)

Continuando con la línea del análisis planteado, el resultado determinista relacionado al sistema de almacenamiento de la red se aprecia una solución similar al resultado ILP, donde la inversión se radica principalmente en el nodo 30 expuesto en la Figura 6.22, satisfaciendo al resto de nodos expuestos al inicio de esta sección.

Figura 6.22: Capacidad de almacenamiento expandida escenario determinista.
(Fuente: Elaboración propia)

Ahora bien como en ambos casos borde del método ILP el uso del sistema de almacenamiento resulta óptimo como se puede apreciar en la Figura 6.23 en donde el inicio de la tendencia creciente de la carga del sistema de almacenamiento se plantea aproximadamente desde la hora 1250 del horizonte de planificación.

6.2.4. Energía despachada

En este caso simulado, dada la restricción fijada que determina el porcentaje de energía despachada proveniente de energía renovable no representa novedad la participación de este tipo de generación como se aprecia en la Figura 6.24, además de una principal participación del sistema de almacenamiento priorizando el uso de esta tecnología y complementar la intermitencia de generación renovable aprovechando los puntos de máximo rendimiento de cada tecnología y cumplir con la sustentabilidad comprometida con la cuota renovable en la matriz energética .

El efecto mencionado también se aprecia para el escenario determinista del presente estudio, reafirmando la participación mayoritaria de generación eólica e hídrica existente en la solución óptima del método ILP. Por otra parte, tal como se puede apreciar en la solución óptima relacionada a la inversión en capacidad

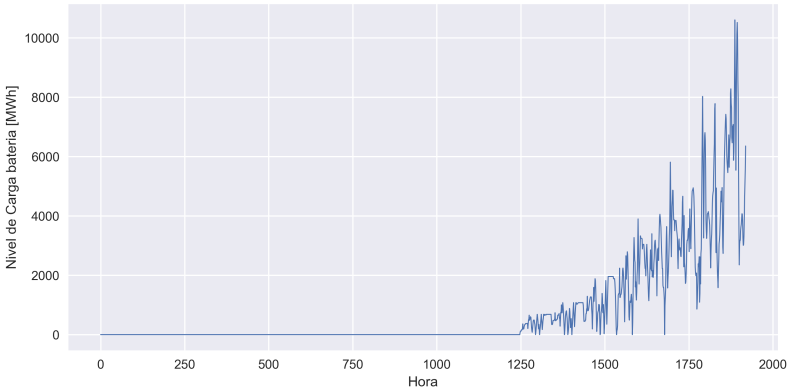
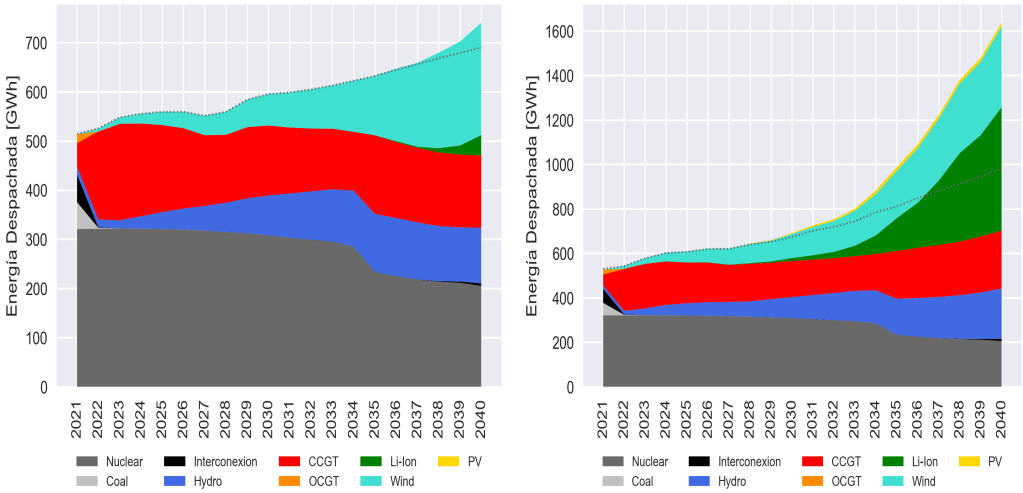


Figura 6.23: Nivel de carga del sistema de almacenamiento escenario determinista.
(Fuente: Elaboración propia)



(a) Energía despachada (cota inferior). **(b)** Energía despachada (cota superior)

Figura 6.24: Energía despachada cuota energía renovable .
(Fuente: Elaboración propia)

de generación de electricidad la generación a través de plantas de ciclo combinado cerrado resulta relevante en la satisfacción de demanda, hecho que al tener como antecedente el resultado óptimo del caso estudio del impuesto al CO_2, el uso de la generación a través de la tecnología CCGT resulta económicamente óptimo a raíz de las características mencionadas reiteradamente por lo que se puede determinar que el modelo busca cumplir la restricción de cuota renovable para posteriormente cumplir la demanda con generación de este tipo.

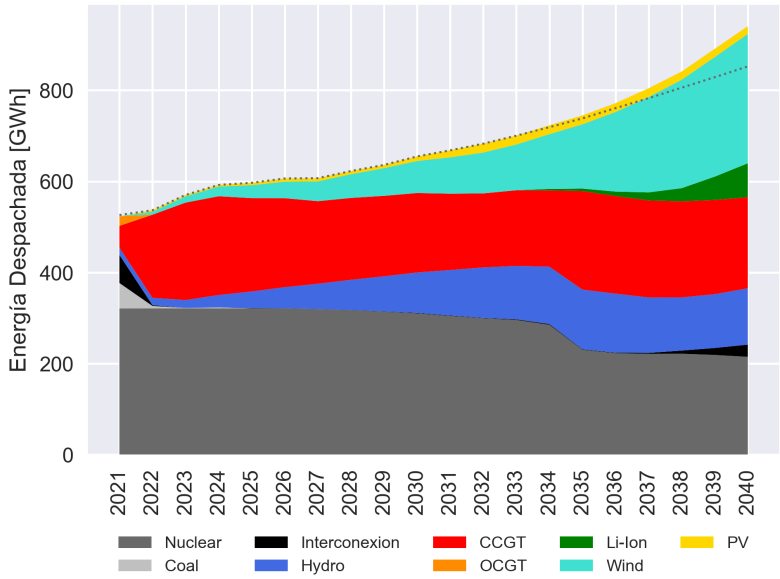


Figura 6.25: Energía despachada escenario determinista.
(Fuente: Elaboración propia)

6.2.5. Costos

Todo el resultado operacional expuesto con anterioridad, se ve traducido a un intervalo de costo óptimo de [65008.81, 92501.86] MMUSD con una amplitud de 27493.05 MMUSD, donde dada la restricción asociada a la cuota de energía renovable la principal participación de esta separación entre ambos extremos del estudio es por parte de la inversión progresiva de generación tomando una participación del 69 % de este valor, acompañado del constante uso de el sistema de almacenamiento el cual su inversión en almacenamiento participa en 8 % del valor expuesto en la tabla 6.13

Estos resultados toman un valor considerablemente superior a los expuestos en el caso estudio anterior, donde si bien se concreta el objetivo de la utilización de fuentes renovables de energía en los casos extremos de estudio, los costos totales toman un valor cercano a un 30 % más alto que en el caso estudio asociado al impuesto a las emanaciones de CO_2 y considerando el orden de magnitud de los costos de inversión y operación, da pie a evaluar la viabilidad económica de realizar un proyecto con estas cualidades, por lo que debe ser motivo de estudio proliferar los esfuerzos en contribuir a generar un contexto apto para una política de este tipo y no signifique un gasto económico capaz de ahuyentar a los inversionistas o bien incurrir en un proyecto difícil de sustentar económicamente

En lo que respecta al resultado determinista de la función objetivo, dada la directriz predefinida por la restricción de cuota de energía renovable, la mayoría de los valores monetarios de inversión y operación están dentro del intervalo óptimo por item expuesto con anterioridad, debido a que la exigencia de cumplir con esta cuota obliga al modelo a seguir una estrategia constante en la solución óptima del método ILP, la cual es invertir en energía eólica e hídrica, como se puede apreciar en la tabla 6.14, salvo los costos de operación y mantenimiento de generación y los impuestos a las emanaciones de CO_2 diferencias presentadas dado a

Tabla 6.13: Costo por item caso estudio cuota energía renovable

	MMUSD	
	MIN	MAX
Inversión Generación inicial	32198.73	32198.73
Inversión generación progresiva	12191.70	31209.36
Inversión transmisión inicial	1637.85	1637.85
Inversión transmisión progresiva	36.54	52.22
Inversión almacenamiento	124.34	2436.67
Costos fijos generación	6265.24	7935.33
Costos fijos transmisión	499.88	503.30
Costos fijos almacenamiento	12.80	226.90
Costos OyM generación	1476.64	1585.87
Costo combustible	6005.67	6837.54
Impuestos Co2	3878.02	4553.99
Costo OyM almacenamiento	0	0
Demanda insatisfecha	681.40	3324.10
Total	65008.81	92501.86

que tal como se explica con anterioridad, la solución óptima encontró una mejor estrategia escapando de los rangos definidos por el modelo ILP dados los parámetros que formulan el escenario determinista.

Tabla 6.14: Costo por item caso estudio cuota energía renovable escenario determinista

	MMUSD
Inversión Generación inicial	32198, 73
Inversión Generación Progresiva	15026, 88
Inversión transmisión inicial	1637, 85
Inversión transmisión progresiva	35, 76
Inversión almacenamiento	467, 76
Costos fijos generación	6480, 33
Costos fijos transmisión	500, 36
Costos fijos almacenamiento	43, 03
Costo OyM generación	1589, 13
Costo combustible	6832, 27
Impuestos Co2	4736, 15
Costo OyM almacenamiento	0, 00
Demanda insatisfecha	2331, 96
Total	71880, 20

6.2.5.1. LCOE y LCOS

Complementando con lo expuesto en el apartado anterior, este alto costo total de los extremos estudiados también repercute en el costo nivelado de energía donde hace extremadamente elevado el costo, por el cual, se solventaría la inversión requerida para entregar la energía demandada a la red satisfaciendo la restricción de sustentabilidad de la matriz tomando valores por ejemplo de 3993.17 $\frac{USD}{MWh}$ para la energía generada a través de plantas de ciclo combinado cerrado, pero es importante destacar que dado al constante uso de las fuentes renovables de energía, permiten distribuir este costo a lo largo de todo el horizonte de planificación aminorando los costos que compensan su inversión y operación

LCOE		
TECNOLOGÍA	COTA INFERIOR	COTA SUPERIOR
Nuclear	28.94	29.67
Coal	535.66	519.42
Interconexión	844.37	552.25
Hydro	132.84	274.26
CCGT	73.15	79.13
OCGT	3993.17	3132.88
Wind	73.1	110.85
PV	Not used	93.35

Tabla 6.15: Costos nivelados de energía caso estudio cuota energía renovable

LCOS		
TECNOLOGIA	COTA INFERIOR	COTA SUPERIOR
LI-ION	93.71	65.23

Tabla 6.16: Costo nivelado de almacenamiento caso estudio cuota energía renovable

Complementando esto, el resultado óptimo determinista de los costos nivelados de generación y almacenamiento mantienen la tendencia anteriormente expuesta, pero con diferencias atribuidas a la naturaleza del cálculo de los costos nivelados en conjunto con la resolución separada del modelo determinista como es planteado en la Tabla 6.17 y 6.18 para los costos nivelados de generación y almacenamiento respectivamente.

Tabla 6.17: Costos nivelados de generación escenario determinista

	LCOE [USD/MWh]
Nuclear	29.24
Coal	218.46
Interconexión	301.25
Hydro	153.06
CCGT	70.53
OCGT	3691.33
Wind	74.61
PV	57.01

Tabla 6.18: Costos nivelados de almacenamiento escenario determinista

	LCOS [USD/MWh]
Li-Ion	131.26

En conjunto con el alto costo de inversión que conlleva la implementación de esta política medioambiental, también implica altos costos para poder sopesar esta inversión y posterior operación de la red, por lo cual en el corto mediano plazo puede significar un problema económico llevar a cabo el funcionamiento del sistema.

6.3. Emanaciones Gases Efecto Invernadero

Como es de esperar, debido a la exigencia de uso de fuentes no contaminantes, los niveles de emanaciones a lo largo del horizonte de planificación son considerablemente inferiores si es que se comparan con los de la política de impuesto a las emanaciones de CO_2 expuesta con anterioridad como es apreciable en la Figura 6.26, o bien numéricamente en la Tabla 6.19

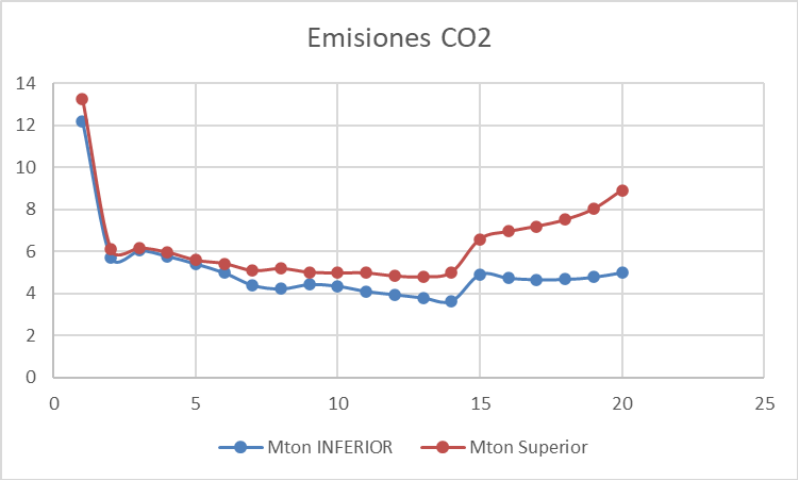


Figura 6.26: Emisiones de CO_2.
(Fuente: Elaboración propia)

Como se puede apreciar en el segundo periodo se presenta una disminución considerable, esto debido a que dado a que la inversión inicial no considera esta cuota debido a la naturaleza de los parámetros del caso estudio. Una vez avanzando desde el segundo periodo se mantiene un nivel comparativamente bajo y decreciente respecto al otro caso estudio con la salvedad que desde el décimo quinto periodo mantiene un repunte nominal de las emanaciones de CO_2 dado el uso de plantas de generación del tipo CCGT por los beneficios mencionados reiteradamente en el presente estudio.

Por otra parte, si se repite el análisis expuesto en el caso estudio anterior sobre la razón entre las emanaciones de estos gases de efecto invernadero dada la generación de cada escenario se puede apreciar que la tendencia de las emisiones es similar para ambos escenarios calculados como se aprecian en la Figura 6.27 si se evalúa el horizonte completo de planificación.

O bien si excluimos el primer periodo del horizonte de planificación debido a lo expuesto con anterioridad en relación a ser el único periodo sin restricción de cuota renovable se aprecia en la Figura 6.28 que aun hecho este filtro los valores son prácticamente iguales. Un punto que debe ser destacado es que a diferencia del caso estudio previo el escenario pesimista o bien la cota superior de la solución óptima resulta ser más contaminante que la inferior, evento atribuible a que en este caso no se busca disminuir las emisiones a través de un desincentivo sino que emplear otros medios de generación, que al fin y al cabo si concretan valores inferiores de emisiones pero perdiendo esta relación entre escenarios vista en el caso estudio de la política de impuesto a las emisiones de CO_2 a la atmósfera.

Tabla 6.19: Emanaciones de CO_2 escenario cuota energía renovable

	Miles de ton INFERIOR	Miles de ton Superior
2021	12.19	13.24
2022	5.71	6.08
2023	6.04	6.17
2024	5.77	5.96
2025	5.42	5.58
2026	4.98	5.42
2027	4.40	5.08
2028	4.23	5.18
2029	4.44	5.00
2030	4.35	4.97
2031	4.10	4.97
2032	3.95	4.83
2033	3.80	4.79
2034	3.65	5.01
2035	4.91	6.59
2036	4.74	6.94
2037	4.66	7.19
2038	4.68	7.50
2039	4.78	8.02
2040	5.00	8.91

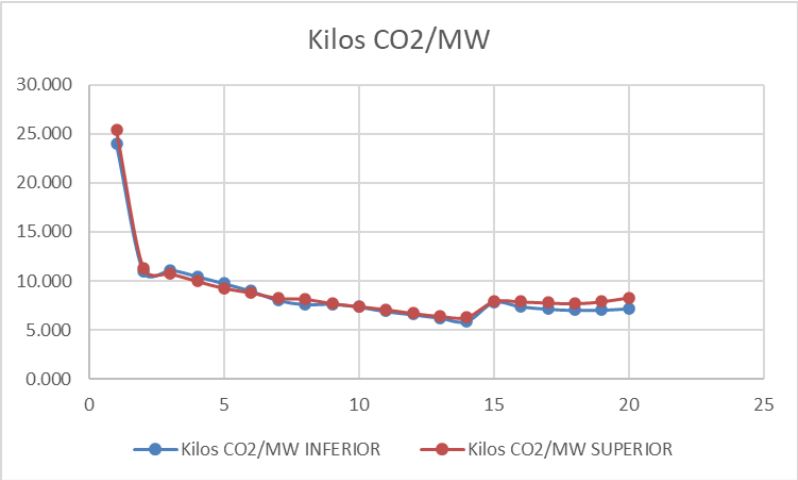


Figura 6.27: Emisiones de CO_2 por MW generado.
(Fuente: Elaboración propia)

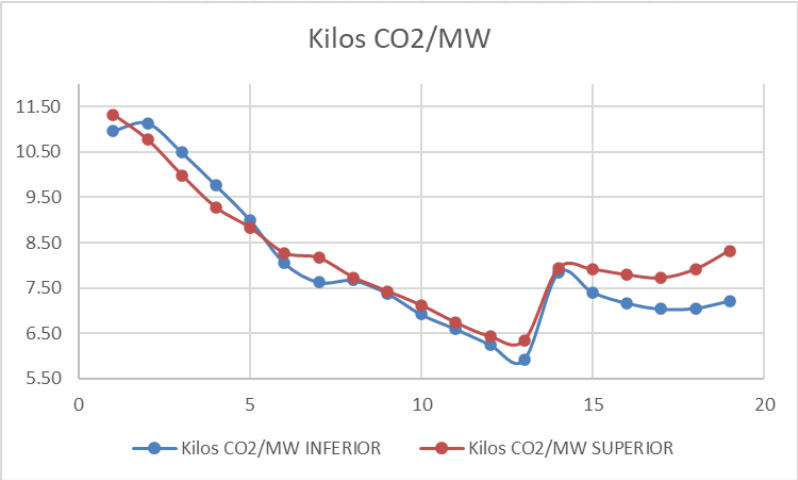


Figura 6.28: Emisiones de CO_2 por MW generado a partir del segundo periodo.
(Fuente: Elaboración propia)

7 | Conclusiones

A lo largo del presente estudio se enumera y evalúa el impacto de numerosos factores que tienen un impacto sustancial al momento de proyectar el funcionamiento de una red eléctrica. El costo de inversión de cada tecnología, el costo de combustible, la demanda de la red son algunos de los factores determinantes al momento de escoger una estrategia óptima de implementación y operación de las tecnologías existentes en el portafolio disponible. Además, la dificultad de concretar una optimalidad aplicable a la realidad, debido a la incertidumbre innata de estos parámetros da pie a invertir esfuerzos de estudio en plantear una metodología robusta que le entregue al tomador de decisiones un panorama concreto y aplicable que minimice los riesgos que esta incertidumbre genera.

En base a esto, la optimización por intervalos aplicando el método ILP, se presenta en este estudio como una estrategia capaz de entregar al tomador de decisiones la amplitud del espectro óptimo probable dentro de un caso estudio formulado, en este caso, aplicado a políticas que tienen como objetivo generar una participación mayoritaria de fuentes renovables de energía o bien tener un impacto beneficioso para el medio ambiente; traducido en la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero. A partir de esto, los parámetros atingentes a la formulación de este problemas expuestos en el párrafo anterior se abordan de manera transversal para ambos casos estudios, rescatando fuentes de información de entidades especializadas que pronostican el comportamiento de estos parámetros, y así generar los extremos de los intervalos requeridos por la metodología aplicada en el presente caso estudio.

Si adentramos en el los resultados y posterior análisis del primer caso estudio, en donde se aplica una política de desincentivo al uso de fuentes contaminantes de energía, traducido a un impuesto de las emanaciones de CO_2 a la atmósfera, se puede apreciar que el impacto en el uso de fuentes renovables de energía no resulta económicamente óptimo concretar su participación mayoritaria en la matriz energética de la red en lo que respecta a los escenarios del extremo superior e inferior respectivamente. En donde a pesar de que nominalmente las fuentes renovables de energía poseen un costo de inversión comparativamente inferior, el impacto de su capacidad de generación desincentiva su uso, dado a que para concretar un nivel de generación requiere aproximadamente 2.5 veces la inversión nominal, ya que, dependiendo de la tecnología estudiada su capacidad de generación varía entre los 25.34 % y 67.29 % de lo instalado e incluso si se compara con el resultado determinista del caso estipulado, la participación renovable es prácticamente nula, lo que da pie a reconsiderar esta política medioambiental como estrategia única si una participación mayoritaria de energía renovable es el objetivo, aunque si bien dentro del análisis de emisiones de gases de efecto invernadero, si se puede apreciar una disminución influenciada por esta política, pero con una participación mayoritaria de la generación a través de plantas de ciclo combinado cerrado dado a su bajo nivel de emisiones. Por otra parte para el caso estudio donde se fija una cuota de energía renovable, donde a raíz de la naturaleza del caso, evidentemente se concreta una participación mayoritaria de energía renovable, tanto para los extremos superiores e inferiores del método ILP como para el escenario determinista, pero con la principal particularidad de que los costos totales del proyecto a lo largo del horizonte de planificación traídos a valor presente son en promedio un 31 % superiores al caso estudio previamente mencionado poniendo en duda la viabilidad económica del proyecto.

Por otra parte, si evaluamos el riesgo representado en cada caso estudio formulado y posteriormente resuelto se aprecia a raíz de la metodología ILP una estrategia similar entre los escenarios extremos, pero con una mayor amplitud entre las soluciones óptimas del caso estudio donde se aplica la cuota de energía

renovable llegando a tener una diferencia entre extremos de 27493 millones de dólares, hecho principalmente atribuible a los esfuerzos de inversión en generación que se ve obligada la red debido a esta restricción. Este valor se encuentra considerablemente alejado al obtenido del primer caso estudio, donde solamente se genera una amplitud del intervalo óptimo de 8514 millones de dólares, la cual se prorratea de manera equitativa entre todos los componentes del costo total.

Ahora si bien evaluamos el impacto en la sustentabilidad medioambiental de cada una de las políticas trabajadas, se puede evidenciar diferentes niveles de impacto en cada una de ellas en las emisiones producidas por la generación de energía eléctrica. Por ejemplo en un contexto donde se aplica un impuesto a las emanaciones de CO_2 a la atmósfera se concreta una disminución nominal del 18.5 % y 19.2 % de las emisiones anuales en los primeros 10 años del horizonte de planificación, pero debido a los factores mencionados en reiteradas ocasiones respecto a los beneficios económicos de la generación a través de plantas del tipo CCGT empieza a ser más atractiva para la función objetivo del modelo, repuntando las emisiones de la red para el término del horizonte de planificación, por lo que la política tiene un efecto de retraso en el crecimiento de las emisiones más que un desincentivo constante en el futuro, dado el contexto que alimenta los escenarios borde del caso estudio. Por otra parte, si se determina una participación mínima de fuentes renovables de energía en la matriz energética y dada la naturaleza de cero emisiones por la operación de estas tecnologías se concreta una mejora abrupta y constante de estas emisiones de gases de efecto invernadero, concretando una disminución del 59 % para el caso optimista o bien 32,7 % para el caso pesimista, hecho particular ya que el sentido común asocia que mayor participación renovable implica menos emisiones, pero para el caso optimista dado también que la red solicita una generación y despacho inferior puede concretar esta con mayor participación renovable a la solicitada, disminuyendo aun más las emisiones de gases de efecto invernadero; por otro lado en el extremo pesimista del modelo si bien la participación es nominalmente mayor, deja de ser económicamente óptimo exceder la cuota exigida a la red por lo que incrementa la participación de plantas de generación de ciclo combinado cerrado incrementando así las emisiones de los últimos periodos. Otro factor a considerar es que si, bien la operación de estas tecnologías no impacta negativamente al medio ambiente, su instalación y preparación pueden afectar a la flora y fauna de la naturaleza que la rodea, o bien cuando terminan la vida útil se convierten en desechos muy difíciles de reducir o reciclar, como por ejemplo son los paneles fotovoltaicos que en un futuro no tan lejano puede pasar a ser un problema no menor el tratamiento de estos desechos.

Por último, a partir de los resultados expuestos y posteriormente analizados, y su directa implicancia en el incentivo de fuentes renovables de energía, se pueden apreciar dos hechos principales. En primer lugar, el costo de inversión de las tecnologías y su comportamiento a través del horizonte de planificación representado a través de la curva de aprendizaje de las mismas, no generan un contexto atractivo para el tomador de decisiones, ya que debido a la capacidad de generación estimado a partir de los recursos naturales disponibles, obligan al inversionista en incurrir en mayores gastos en comparación a otras tecnologías como lo es la del tipo CCGT, donde si bien se incurre en la contaminación del medioambiente, la ventaja comparativa económica hace que se imposible de ignorar para el tomador de decisiones, e incluso concretando una disminución de emisiones de gases de efecto invernadero. Y en segundo lugar, la exigencia directa sobre el uso en conjunto con los parámetros expuestos con anterioridad significa un aumento considerable en los costos del funcionamiento de la red, por lo que complica su puesta en marcha y da pie a considerar estrategias más flexibles respecto a la contaminación medioambiental con el objetivo de aminorar los costos que esto conlleva.

Es importante destacar que esto último no significa que se deba abandonar los esfuerzos de I+D sobre la tecnología renovable, ya que es indudable las disminución de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, tal como se obtuvo en el resultado óptimo del caso estudio de una cuota de energía renovable, por el contrario, sino más bien direccionar estos esfuerzos en generar que este portafolio de tecnologías renovables resulten atractivas a los tomadores de decisiones, de tal manera que sin una política medioambiental tan agresiva como lo es una cuota renovable en la matriz energética, opten por estas alternativas ayudando a la sustentabilidad del planeta en el futuro.

Bibliografía

Abdin, Adam F; Caunhye, Aakil; Zio, Enrico; y Cardin, Michel-Alexandre (2022). Optimizing generation expansion planning with operational uncertainty: A multistage adaptive robust approach. *Applied Energy*, 306, 118032. 3.3, 3.6, 3.7.3

Ashayerinasab, Hasan Ali; Nehi, Hasan Mishmast; y Allahdadi, Mehdi (2018). Solving the interval linear programming problem: A new algorithm for a general case. *Expert Systems With Applications*, 93, 39–49. 1.1, 3.7.3, 3.8

Bernal, Nicolás García (2018). Implementación del impuesto verde en chile. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Asesoría Técnica Parlamentaria. 1

Bertsimas, Dimitris y Sim, Melvyn (2004). The price of robustness. *Operations research*, 52(1), 35–53. 3.7.3

Céspedes Esteban, Roger (2021). *Métodos de solución y análisis de programación lineal*. Céspedes Esteban, Roger. 3.2

CNE (2020). Informe de costos de tecnologías de generación. https://www.cne.cl/ wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf. (document), 5.2, 5.2

CNE/GTZ (2019). Campaña de medición del recurso eólico y solar. http://walker.dgf.uchile.cl/Mediciones/. 5.3.1

Cole, Wesley; Frazier, A Will; y Augustine, Chad (2021). *Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update*. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). 5.4

Coordinador Eléctrico Nacional (2021). Operación. https://www.coordinador.cl/ operacion/graficos/demanda/demanda-real-demanda/. 5

DGA (2019). Información oficial hidrometeorológica y de calidad de aguas en línea. https://snia.mop.gob.cl/BNAConsultas/reportes. 5.3.3

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. (document), 5.2, 5.2

EIA (2021). Cost and performance characteristics of new generating technologies, annual energy outlook 2021. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/ table_8.2.pdf. 5.4

EIA (2022). Annual energy outlook 2022. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser//?id=13-AEO2022region=0-0cases=ref2022 highmacro lowmacrostart=2020end=2050f=Asourcekey=0. 5.2

Ela, Erik y Kirby, Brendan (2008). *ERCOT event on February 26, 2008: Lessons learned*. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). 3.6

Fernández-Reyes, Rogelio (2016). El acuerdo de parís y el cambio transformacional. *Papeles de relaciones ecosociales y cambio global, 132, 101-114*. 1.1

Fitiwi, Desta Z.; de Cuadra, F.; Olmos, L.; y Rivier, M. (2015). A new approach of clustering operational states for power network expansion planning problems dealing with res (renewable energy source) generation operational variability and uncertainty. *Energy*, 90, 1360–1376. 3.6

Florez, Carlos A Correa; Ocampo, Ricardo A Bolaños; y Zuluaga, Antonio H Escobar (2014). Multi-objective transmission expansion planning considering multiple generation scenarios. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 62, 398–409. 3.3, 3.7.1

Freitas, Patricia FS; Macedo, Leonardo H; y Romero, Ruben (2019). A strategy for transmission network expansion planning considering multiple generation scenarios. *Electric Power Systems Research*, 172, 22–31. 3.3, 3.7.1

Freitas, Patrícia FS; Macedo, Leonardo H; y Romero, Rubén (2020). Flexible solution approach for multistage transmission network expansion planning with multiple generation scenarios. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 31(3), 705–717. 3.7.1

García-Bertrand, Raquel y Mínguez, Roberto (2016). Dynamic robust transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(4), 2618–2628. 3.7.3

Garver, Len L. (1970). Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89(7), 1688–1697. 1

González Celis, Rosario (2020). Matriz energética mundial y el cambio climático: estado actual 2020. http://hdl.handle.net/20.500.12010/15654. 1.1

Hernández-Moro, J y Martinez-Duart, Jose Manuel (2013). Analytical model for solar pv and csp electricity costs: Present lcoe values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, 119–132. 6.1.5.1

Heuberger, Clara F; Rubin, Edward S; Staffell, Lain; Shah, Nilay; y Mac Dowell, Niall (2018). Power capacity expansion planning considering endogenous technology cost learning (vol 204, pg 831, 2017). *Applied Energy*, 220, 974–974. 3.3, 5.2, 6.1.1

Hillier, Frederick S et al. (2015). Investigación de operaciones. 3.1, 3.2

Home-Ortiz, Juan M; Melgar-Dominguez, Ozy D; Pourakbari-Kasmaei, Mahdi; y Mantovani, José Roberto Sanches (2019). A stochastic mixed-integer convex programming model for long-term distribution system expansion planning considering greenhouse gas emission mitigation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 108, 86–95. 3.4, 3.7.2

Huang, Guohe y Dan Moore, R (1993). Grey linear programming, its solving approach, and its application. *International journal of systems science*, 24(1), 159–172. 3.7.3, 3.8

IEA (2021). World energy model documentation. https://iea.blob .core.windows.net/assets/bc4936dc-73f1-47c3-8064-0784ae6f85a3/ WEM_Documentation_WEO2020.pdf. 1

Jin, Cuicui; Li, Weidong; Liu, Liu; Li, Ping; y Wu, Xian (2019). A coherency identification method of active frequency response control based on support vector clustering for bulk power system. *Energies*, 12(16), 3155. (document), 5.1

Jülch, Verena (2016). Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (lcos) method. *Applied energy*, 183, 1594–1606. 6.1.5.1

Kolata, Gina (1984). A fast way to solve hard problems: A new algorithm to solve linear programming problems is so fast that experts in the field are taken aback. *Science*, 225(4668), 1379–1380. 3.7.1

Koltsaklis, Nikolaos E. y Dagoumas, Athanasios S. (2018). State-of-the-art generation expansion planning: A review. *Applied Energy*, 230, 563–589. 3.3

Lazard (2021). Levelized cost of energy analysis. https://www.lazard.com/ media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf. (document), 5.2, 5.2

Lei, Yang; Wang, Dan; Jia, Hongjie; Chen, Jingcheng; Li, Jingru; Song, Yi; y Li, Jiaxi (2020). Multi-objective stochastic expansion planning based on multi-dimensional correlation scenario generation method for regional integrated energy system integrated renewable energy. *Applied Energy*, 276, 115395. 3.7.2

Li, Shuya; Coit, David W; y Felder, Frank (2016). Stochastic optimization for electric power generation expansion planning with discrete climate change scenarios. *Electric Power Systems Research*, 140, 401–412. 3.7.2

Li, Wensheng; Zhao, Long; Bo, Yin; Wang, Weilun; Wang, Mingqiang; Liu, Shuai; Liu, Rui; y Wang, Xian (2021). Robust transmission expansion planning model considering multiple uncertainties and active load. *Global Energy Interconnection*, 4(5), 476–484. 3.6

Luenberger, David G; Ye, Yinyu; et al. (1984). *Linear and nonlinear programming*, volume 2. Springer. 3.2

Maluenda, Benjamin (2017). Hydrothermal power system expansion planning under multiscale uncertainty. https://repositorio.uc.cl/handle/11534/21412. (document), 3.3, 3.2

Matpower (2015). Case39 power flow data for 39 bus new england system. https:// matpower.org/docs/ref/matpower5.0/case39.html. (document), 5, 5, 5.1

Ministerio de Energía de Chile (2020). Planificación energética de largo plazo. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201230_actualizacion_pelp_-_iaa_2020_1.pdf. 5, 2

Nazari-Heris, Morteza y Mohammadi-Ivatloo, Behnam (2018). Application of robust optimization method to power system problems. *Classical and recent aspects of power system optimization*, (pp. 19–32). 3.7.3

Nemati, Hadi; Latify, Mohammad Amin; y Yousefi, G Reza (2018). Coordinated generation and transmission expansion planning for a power system under physical deliberate attacks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 96, 208–221. 3.3

NREL (2021). 2021 annual technology baseline. https://atb.nrel.gov/ electricity/2021/data. (document), 5.1, 5.2, 5.2, 5.4

Pineda, Salvador; Boomsma, Trine K; y Wogrin, Sonja (2018). Renewable generation expansion under different support schemes: A stochastic equilibrium approach. *European Journal of Operational Research*, 266(3), 1086–1099. 3.7.2, 3.7.3

Pineda, Salvador y Morales, Juan M (2018). Chronological time-period clustering for optimal capacity expansion planning with storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6), 7162–7170. 3.4, 5.1

PNNL (2021). Energy storage technology and cost characterization report. https:// energystorage.pnnl.gov/pdf/PNNL-28866.pdf. 5.4

PSCAD (2018). Ieee 39 bus system. https://www.pscad.com/knowledge-base/ download/ieee_39_bus_technical_8695-855551note.pdf. 5.1

Ralon, Pablo; Taylor, Michael; Ilas, Andrei; Diaz-Bone, Harald; y Kairies, K (2017). Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. *International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, UAE*. 5.4

Rider, Marcos J.; Gallego, Luis A.; Romero, Ruben; y Garcia, Ariovaldo V. (2007). Heuristic algorithm to solve the short term transmission network expansion planning. In *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting* (pp. 1–7). 3

Rodgers, Mark D; Coit, David W; Felder, Frank A; y Carlton, Annmarie (2018). Generation expansion planning considering health and societal damages–a simulation-based optimization approach. *Energy*, 164, 951–963. 3.3, 3.4

Roldán, Cristina; de la Nieta, AA Sánchez; García-Bertrand, Raquel; y Mínguez, Roberto (2018). Robust dynamic transmission and renewable generation expansion planning: walking towards sustainable systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 96, 52–63. 3.3

Roldán, Cristina; García-Bertrand, Raquel; y Mínguez, Roberto (2020). Robust transmission expansion planning with uncertain generations and loads using full probabilistic information. *Electric Power Systems Research*, 189, 106793. 3.7.3

Romero, Ruben; Monticelli, A; Garcia, Ae; y Haffner, Sérgio (2002). Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 149(1), 27–36. 2

Smead, Richard G. (2021). Ercot—the eyes of texas (and the world) are upon you: What can be done to avoid a february 2021 repeat. *Climate and Energy*, 37(10), 14–18. 3.6

Soyster, Allen L (1973). Convex programming with set-inclusive constraints and applications to inexact linear programming. *Operations research*, 21(5), 1154–1157. 3.7.3, 3.8.1

Taha, H; Meza, G; Cruz, R; y González, V (2004). *Investigación de Operaciones: Una investigación*. Pearson Education, México. (document), 3.1, 3.1, 3.1

Wogrin, S.; Tejada-Arango, D.; Delikaraoglou, S.; y Botterud, A. (2020). Assessing the impact of inertia and reactive power constraints in generation expansion planning. *Applied Energy*, 280, 115925. 3.3

Yasuda, Yoh; Bird, Lori; Carlini, Enrico Maria; Eriksen, Peter Børre; Estanqueiro, Ana; Flynn, Damian; Fraile, Daniel; Lázaro, Emilio Gómez; Martín-Martínez, Sergio; Hayashi, Daisuke; et al. (2022). Ce (curtailment–energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160, 112212. 1

Zhan, Junpeng; Liu, Weijia; y Chung, CY (2018). Stochastic transmission expansion planning considering uncertain dynamic thermal rating of overhead lines. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(1), 432–443. 3.7.2

Zhuo, Zhenyu; Du, Ershun; Zhang, Ning; Kang, Chongqing; Xia, Qing; y Wang, Zhidong (2019). Incorporating massive scenarios in transmission expansion planning with high renewable energy penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(2), 1061–1074. 3.3, 3.7.2

Zou, Jikai; Ahmed, Shabbir; y Sun, Xu Andy (2018). Partially adaptive stochastic optimization for electric power generation expansion planning. *INFORMS journal on computing*, 30(2), 388–401. 3.3, 3.4, 3.7.2

A | Anexo

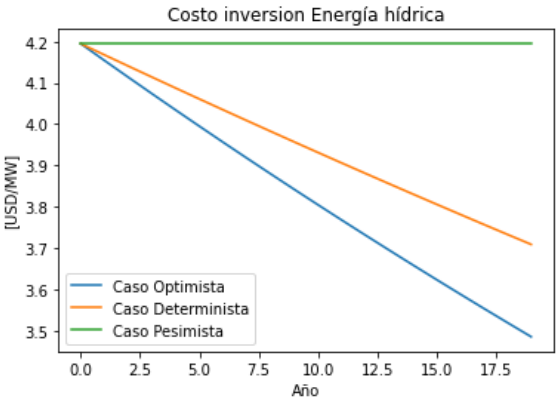


Figura A.2: Costo inversión planta Hidroeléctrica.
(Fuente: Elaboración propia)

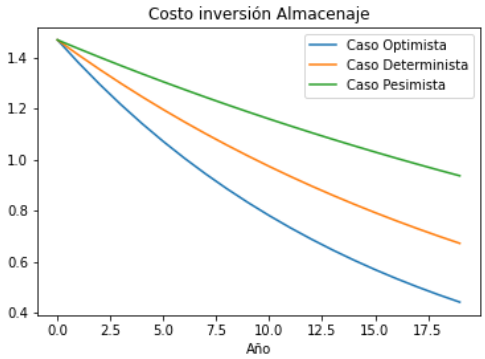
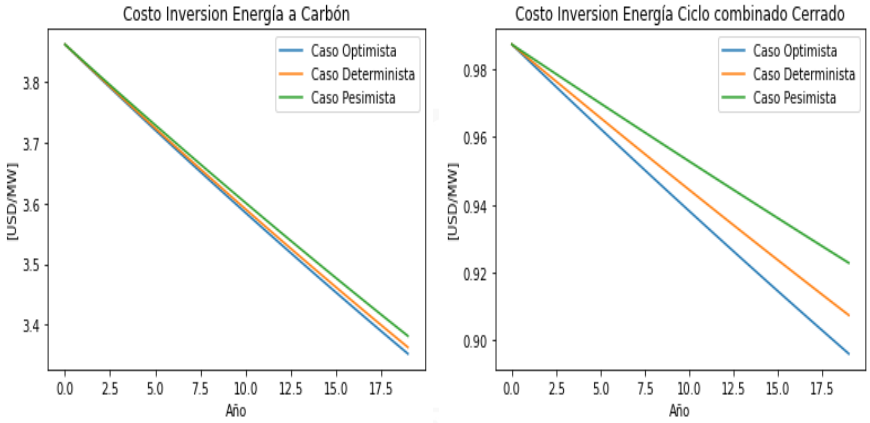
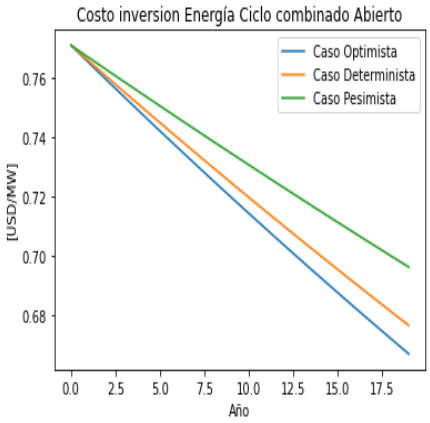


Figura A.4: Costo inversión Almacenamiento.
(Fuente: Elaboración propia)

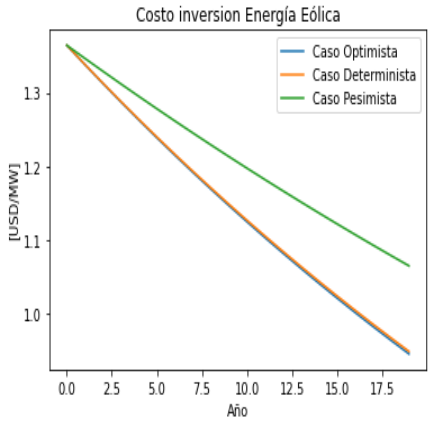


(a) Costo inversión planta a Carbón.

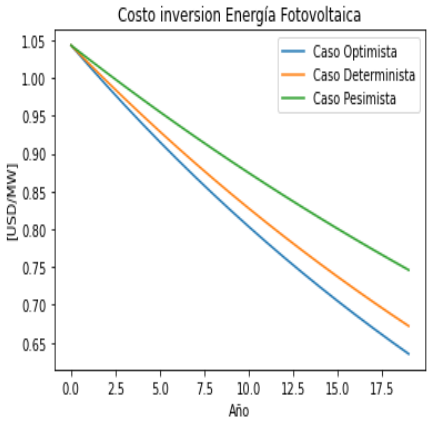
(b) Costo inversión planta CCGT



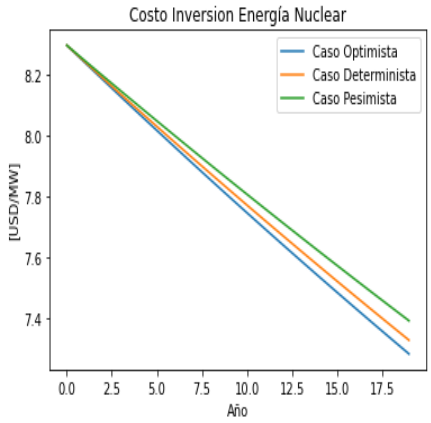
(c) Costo inversión planta OCGT



(d) Costo inversión planta Eólica

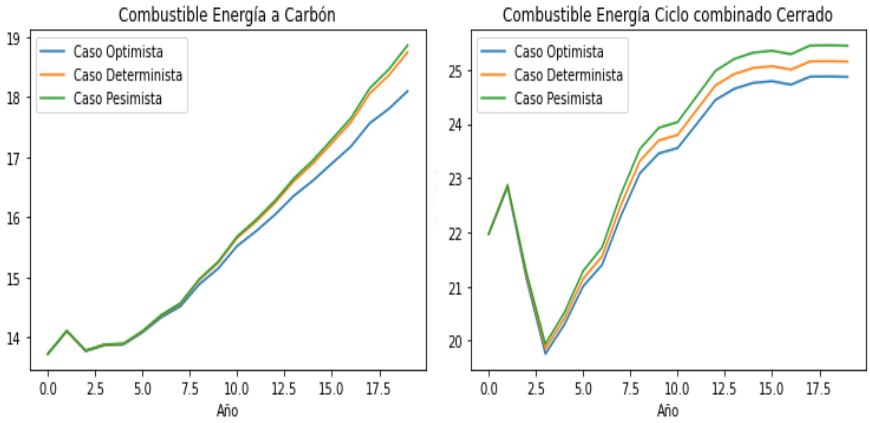


(e) Costo inversión planta fotovoltaica



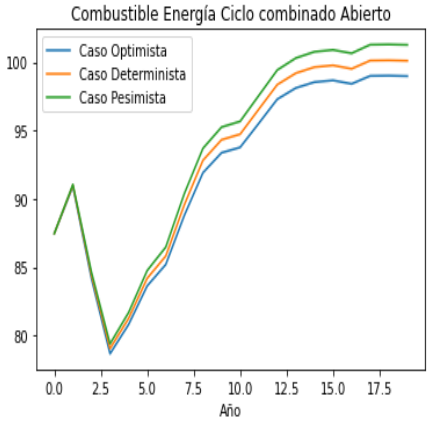
(f) Costo inversión Planta nuclear

Figura A.1: Costo de inversión Generación .
(Fuente: Elaboración propia)

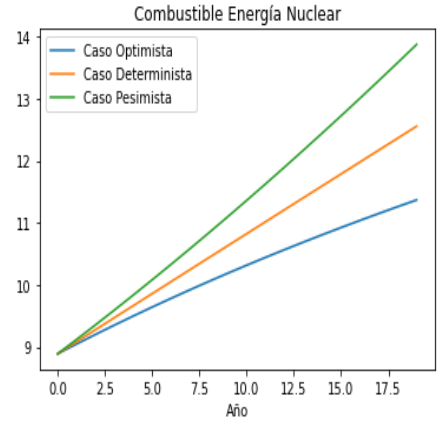


(a) Costo combustible planta a Carbón.

(b) Costo combustible planta CCGT



(c) Costo combustible planta OCGT



(d) Costo combustible energía nuclear

Figura A.3: Costo de combustible .

(Fuente: Elaboración propia)

Tabla A.1: MW expandido de transmisión por linea caso estudio impuesto emanaciones CO_2

LINEA/AÑO		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	TOTAL LINEA
1	2	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
1	39	[1000,1000]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[1000,1000]
2	3	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[500,500]
2	25	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[500,500]
2	30	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,33.07]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0.42]	[0,7.48]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,940.97]
3	4	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[500,500]
3	18	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[500,500]
4	5	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
4	14	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[500,500]
5	6	[1200,1200]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[1200,1200]
5	8	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
6	7	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
6	11	[480,480]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[42.52,42.52]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[522.52,522.52]
6	31	[1800,1800]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[1800,1800]
7	8	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
8	9	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
9	39	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
10	11	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
10	13	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
10	32	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
12	11	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[500,500]
12	13	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[500,500]
13	14	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
14	15	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
15	16	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
16	17	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
16	19	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,73.12]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,673.12]
16	21	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
16	24	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
17	18	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
17	27	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
19	20	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
19	33	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
20	34	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[158,158]	[0,0]	[0,0]	[42,42]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[1100,1100]
21	22	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
22	23	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
22	35	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
23	24	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
23	36	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
25	26	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
25	37	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[190,190]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[1090,1090]
26	27	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
26	28	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
26	29	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
28	29	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
29	38	[1200,1200]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[1200,1200]
TOTAL AÑO		[33780,33780]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,33.07]	[0,0]	[158,158]	[0,0]	[0,0]	[42,42.42]	[0,7.48]	[42.52,115.64]	[0,0]	[0,0]	[190,190]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[34212.52,34326.61]

Tabla A.2: MW expandido en el sistema de almacenamiento caso estudio impuesto emanaciones CO_2

NODO/AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	TOTAL NODO
1	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
2	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
3	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[21.31,21.31]	[0,0]	[0,1.73]	[0,139.25]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[21.31,162.3]
4	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[7.42,7.42]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,3.71]	[0,3.71]	[0,0]	[0,0]	[0,2.42]	[0,0]	[7.42,17.25]
5	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[30.2,30.2]	[0,4.92]	[0,0]	[0,0]	[0,19.76]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[30.2,54.87]
6	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,50.36]	[0,0]	[0,50.36]
7	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,32.41]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,32.41]
8	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
9	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[4.64,4.64]	[0,0]	[0,0]	[0,0.76]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,2.7]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[4.64,8.1]
10	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
11	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
12	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[9.2,9.2]	[0.03,0.03]	[0,0]	[0,0]	[0,2.91]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[9.23,12.14]
13	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
14	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,34.96]	[0,34.96]
15	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
16	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
17	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
18	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[1.5,1.5]	[0,0]	[0,0]	[0,0.24]	[0,0.23]	[0,0]	[0,0]	[0,1.51]	[0,0]	[1.5,3.48]
19	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
20	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[33.66,33.66]	[0,0]	[0,13.82]	[0,4.21]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[33.66,51.69]
21	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[19.51,19.51]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,11.56]	[0,7.64]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[19.51,38.71]
22	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
23	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
24	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
25	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,37.34]	[0,0]	[0,37.34]
26	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
27	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[36.13,36.13]	[0,0]	[0,27.26]	[0,62.65]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,29.79]	[36.13,155.83]
28	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
29	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0.66,0.66]	[0,0]	[0,0.18]	[0,0]	[0,0.48]	[0,0.19]	[0,0]	[0,0]	[0,18.92]	[0,0]	[0.66,20.44]
30	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0.42,0.42]	[7.48,7.48]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,1.29]	[7.9,9.18]
31	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[6.06,6.06]	[0,0]	[0,0.99]	[0,0]	[0,1.62]	[0,10.37]	[0,0.16]	[0,0]	[0,21.9]	[0,0]	[6.06,41.09]
32	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0.4,0.4]	[0,0]	[0,0.21]	[0,0.51]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0.4,1.12]
33	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
34	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
35	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
36	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[70.43,75.01]	[0,0]	[0,0]	[0,5.65]	[0,0]	[0,8.01]	[0,66.98]	[0,0]	[0,0]	[0,61.53]	[0,0]	[70.43,217.17]
37	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
38	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
39	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
TOTAL AÑO	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[75.08,79.65]	[42.85,42.85]	[32.15,32.15]	[98.98,111.47]	[0,0]	[0,71.55]	[0,347.9]	[0,2.86]	[0,0]	[0,193.98]	[0,66.04]	[249.05,948.46]

Tabla A.3: MW expandido de transmisión caso estudio cuota renovable

LINEA/AÑO		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	TOTAL LINEA
1	2	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
1	39	[1000,1000]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,32.44]	[0,68.34]	[0,39.94]	[0,0]	[1000,1140.72]
2	3	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[77.48,77.48]	[147.94,147.94]	[153.71,153.71]	[35.1,35.1]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[914.22,914.22]
2	25	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[500,500]
2	30	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[27.71,27.71]	[179.46,179.46]	[162.77,162.77]	[149.28,149.28]	[157.49,157.49]	[166.01,166.01]	[57.26,57.26]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[1800,1800]
3	4	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[500,500]
3	18	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[500,500]
4	5	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
4	14	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[500,500]
5	6	[1200,1200]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[1200,1200]
5	8	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
6	7	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
6	11	[480,480]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[480,480]
6	31	[1800,1800]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[1800,1800]
7	8	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
8	9	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
9	39	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
10	11	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
10	13	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
10	32	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
12	11	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[500,500]
12	13	[500,500]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[500,500]
13	14	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
14	15	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
15	16	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,20.64]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,620.64]
16	17	[600,600]	[0,0]	[0.18,0.18]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600.18,600.18]
16	19	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
16	21	[600,600]	[39.68,39.68]	[126.77,126.77]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[766.44,766.44]
16	24	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
17	18	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
17	27	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
19	20	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
19	33	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
20	34	[900,900]	[0,84.35]	[0,0]	[0,24.37]	[0,0]	[0,115]	[0,4.59]	[0,93.35]	[0,39.42]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[188.64,188.64]	[0,0]	[11.36,11.36]	[0,6.02]	[0,182.9]	[0,0]	[1100,1650]
21	22	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
22	23	[600,600]	[31.03,31.03]	[21.61,21.61]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[7.9,7.9]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[660.54,660.54]
22	35	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
23	24	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
23	36	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
25	26	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
25	37	[900,900]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[900,900]
26	27	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[132.43,132.43]	[65.7,65.7]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[798.13,798.13]
26	28	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
26	29	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
28	29	[600,600]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[600,600]
29	38	[1200,1200]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[1200,1200]
TOTAL AÑO		[33780,33780]	[70.71,155.05]	[148.56,148.56]	[0,24.37]	[0,0]	[0,115]	[0,4.59]	[27.71,141.7]	[179.46,218.88]	[295.21,295.21]	[292.46,292.46]	[313.33,313.33]	[319.72,319.72]	[92.36,92.36]	[188.64,188.64]	[0,0]	[11.36,43.79]	[0,74.36]	[0,222.84]	[0,0]	[35719.52,36430.87]

Tabla A.4: MW expandido de almacenamiento caso estudio cuota renovable

NODO/AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	TOTAL NODO
1	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[18.16,22.44]	[10.25,31.25]	[0,149.27]	[0,0]	[0,0]	[28.42,202.96]
2	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,8.09]	[0,0]	[0,0]	[0,8.09]
3	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
4	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,45.73]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,45.73]
5	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,7.32]	[0,0]	[0,0]	[0,7.32]
6	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
7	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
8	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,2.93]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,2.93]
9	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
10	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,37.92]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,37.92]
11	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,24.09]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,24.09]
12	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0.24]	[0,0]	[0,0]	[0,0.24]
13	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
14	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,18.83]	[0,0.11]	[0,0]	[0,0]	[0,18.93]
15	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
16	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
17	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
18	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
19	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
20	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,17.03]	[0,0.15]	[0,0]	[0,0]	[0,17.17]
21	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[77.16,89.94]	[1.33,1.33]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[78.49,91.27]
22	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
23	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
24	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
25	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
26	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
27	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
28	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0.16]	[0,0]	[0,0]	[0,0.16]
29	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,14.8]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,14.8]
30	[0,0]	[0,64.63]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,68.55]	[0,91.41]	[0,141..28]	[0,211.31]	[0,243.23]	[0,274.99]	[4.79,500.29]	[0,707.68]	[0,992.07]	[0,1070.92]	[297.6,1103.3]	[304.91,1236.4]	[462.3,1362.5]	[1069.59,8068.56]
31	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
32	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
33	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
34	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
35	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
36	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
37	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
38	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,8.19]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,8.19]
39	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]
TOTAL AÑO	[0,0]	[0,64.63]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,0]	[0,68.55]	[0,91.41]	[0,141..28]	[0,211.31]	[0,243.23]	[0,274.99]	[4.79,500.29]	[0,707.68]	[95.33,1107.38]	[11.58,1270.08]	[297.6,1268.64]	[304.91,1236.4]	[462.3,1362.5]	[1176.5,8548.37]