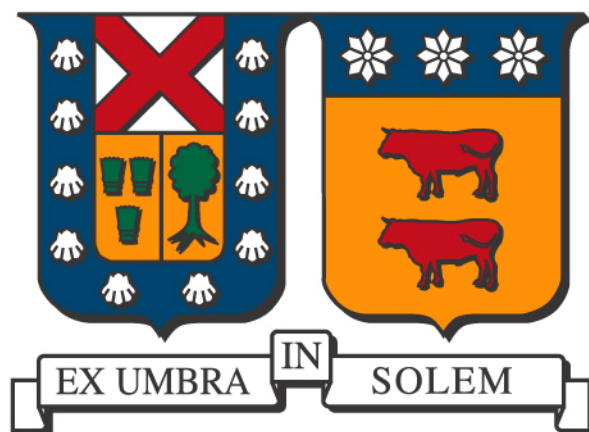


Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



**Desarrollo de una formulación MILP para resolver problemas de
operación con horizonte de largo plazo utilizando un modelo
reducido del Sistema Eléctrico Nacional**

Luis Felipe Araya Maldonado

Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista

Prof. guía (1): Dr. Víctor Hinojosa M.
Prof. guía (2): Dr. Esteban Gil S.

mayo 2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título; ☐ Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: Desarrollo de una formulación MILP para resolver problemas de operación con horizonte de largo plazo utilizando un modelo reducido del Sistema Eléctrico Nacional

Nombre del candidato(a): Luis Felipe Araya Maldonado

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

Campus: Casa Central Valparaíso ; **Departamento:** Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Víctor Hugo Hinojosa Mateus, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

☒ El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

☐ 6 meses; ☐ 12 meses; ☐ 2 años; ☐ 3 años; ☐ 5 años; ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 11/07/2025

; Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 11/07/2025

; Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Resumen

Este estudio, realizado en el marco del proyecto FONDEF “Desarrollo de una plataforma de información interactiva –ecoEnergy3e– basada en un modelo IO híbrido de equilibrio (IO-HE) del sector eléctrico para la evaluación del impacto de transformaciones en la matriz energética”, aborda la formulación de un modelo de programación lineal entera-mixta (MILP) aplicado a la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile. Utilizando como base la planificación energética de largo plazo (PELP), desarrollado por el Ministerio de Energía de Chile, se desarrolla inicialmente una formulación MILP que incorpora todos los elementos modelados por la PELP. El modelo propuesto permite realizar simulaciones para comparar los resultados obtenidos con la PELP y validar su precisión.

El principal desafío abordado en esta memoria es la optimización de los tiempos de simulación sin comprometer significativamente la precisión. Para ello, se propone una formulación reducida que simplifica tanto el modelo como el número de elementos considerados en la optimización. Esta reducción ha demostrado ser efectiva, logrando una considerable disminución en los tiempos de simulación, lo cual es crucial para la evaluación rápida de múltiples escenarios energéticos en contextos de planificación y toma de decisiones.

Los resultados obtenidos muestran que, si bien existen algunas diferencias en comparación con la PELP, estas se deben en gran medida a la distinta naturaleza de los modelos: la PELP resuelve un problema lineal, mientras que el modelo MILP formulado introduce variables binarias para el Unit Commitment. Sin embargo, la pérdida de precisión es mínima en comparación con la ganancia en eficiencia computacional, lo que valida la utilidad del modelo reducido como una aproximación rápida para la simulación de largo plazo del SEN.

Este estudio no solo contribuye al avance del proyecto FONDEF, sino que también establece una metodología robusta para futuras investigaciones en simulación y optimización de sistemas eléctricos. Además, el programa de simulación desarrollado estará disponible en una plataforma interactiva, permitiendo a los usuarios realizar análisis de sensibilidad sobre diversas variables críticas y personalizar las bases de datos para correr simulaciones adaptadas a sus necesidades.

Abstract

This study supports the FONDEF project “Desarrollo de una plataforma de información interactiva –ecoEnergy3e– basada en un modelo IO híbrido de equilibrio (IO-HE) del sector eléctrico para la evaluación del impacto de transformaciones en la matriz energética”, addressing a mixed-integer linear programming (MILP) formulation applied to the operation of the National power system (SEN) in Chile. Based on the long-term energy planning PELP, developed by the Ministry of Energy, a generic MILP formulation is initially implemented, incorporating all the elements modeled by PELP. The proposed model allows for simulations to compare the results obtained by the PELP and validate its accuracy.

The main challenge addressed in this thesis is the optimization of simulation times without significantly compromising accuracy. To achieve this, a reduced formulation is proposed, which simplifies both the model and the number of elements considered in the optimization. This reduction has proven effective, achieving a considerable decrease in simulation times, which is crucial for the rapid evaluation of multiple energy scenarios in planning and decision-making contexts.

The results obtained show that, although there are some differences compared to PELP, these are mainly due to the different nature of the models: PELP solves a linear problem, while the MILP model introduces binary variables for Unit Commitment. However, the loss in accuracy is minimal compared to the gain in computational efficiency, validating the utility of the reduced model as a quick approximation for long-term SEN simulations.

This study not only contributes to the advancement of the FONDEF project but also establishes a robust methodology for future research in the simulation and optimization of electrical systems. Additionally, the developed simulation program will be available on an interactive platform, allowing users to perform sensitivity analyses on various critical variables and customize databases to run simulations tailored to their needs.

Índice de Contenidos

Nomenclatura	7
1. Introducción	9
1.1. Objetivos	10
1.1.1. Objetivo general	10
1.1.2. Objetivos específicos	10
1.2. Antecedentes y motivación	11
1.2.1. Proyecto FONDEF ID22I10341	11
1.2.2. Modelo IO-HE: Integrando Enfoques Top-Down y Bottom-Up	11
1.2.3. Contribuciones claves del proyecto	11
1.3. Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)	13
1.4. Modelo Simulación de la Operación (MSO)	14
1.4.1. Definiciones	14
1.4.2. Arquitectura	15
1.5. Estructura del documento	16
2. Revisión bibliográfica	18
2.1. Unit Commitment	18
2.1.1. Consideraciones del UC	18
2.1.2. Formulación del problema de predespacho	19
2.2. Modelación de unidades de almacenamiento	22
2.2.1. Restricciones de operación en ESS incorporando dos variables binarias	22
2.2.2. Restricciones de operación ESS incorporando una variable binaria	23
2.3. Modelación del sistema de transmisión	24
2.3.1. Flujos de línea	24
2.3.2. Transmission switching	24
2.3.3. Modelación de pérdidas de transmisión	25
2.4. Formulación matemática del problema de optimización aplicado al modelo PELP del Sistema Eléctrico Nacional	28

2.4.1.	Función objetivo	28
2.4.2.	Restricciones	28
2.5.	Criterio de reducción aplicado a la formulación matemática.	31
2.5.1.	Función objetivo	32
2.5.2.	Restricciones	32
2.5.3.	Reserva de potencia	33
2.5.4.	Restricciones de generación	33
2.5.5.	Restricciones de transmisión	33
2.5.6.	Restricciones de almacenamiento	34
3.	Aplicación y análisis de la formulación al Sistema Eléctrico Nacional modelado por la PELP	35
3.1.	Aplicación de la formulación al SEN: Caso base	35
3.1.1.	Consideraciones y parámetros iniciales de la formulación	35
3.1.2.	Simulación	41
3.1.3.	Resultados	42
3.1.4.	Comparativa de los resultados de la formulación desarrollada y los de la PELP obtenidos por el Ministerio.	49
3.2.	Aplicación del criterio de reducción al SEN	52
3.2.1.	Consideraciones y parámetros iniciales del modelo	52
3.2.2.	Resultados de la formulación reducida	53
3.2.3.	Comparativa de los resultados de la formulación con criterio de reducción y los de la PELP obtenidos por el Ministerio.	57
3.2.4.	Comparativa de los resultados de la formulación reducida (MSO reducido) y la formulación caso base (MSO caso base)	60
4.	Resumen final y conclusiones	65

Índice de figuras

1.1. Esquema del proceso de evaluación de impactos en la matriz energética utilizando el MSO y la PELP. Incluye la desagregación y calibración de datos, evaluación de impactos económicos, sociales y ambientales, y el módulo de hidrógeno verde y almacenamiento de energía	12
1.2. Representación de los escenarios PELP.	14
1.3. Diagrama de flujo MSO.	15
2.1. Demanda horaria real del SEN para el día 07-sep-2023.	19
2.2. Curva de pérdidas linealizada por tramos.	27
3.1. Grafo del modelo SEN.	36
3.2. Número de unidades modeladas - TA	37
3.3. Número de unidades modeladas - CN	37
3.4. Número de unidades modeladas - RL	38
3.5. Demanda total anual base de datos PELP por escenario.	39
3.6. Resultado PELP para el escenario TA.	44
3.7. Resultado PELP para el escenario CN.	44
3.8. Resultado PELP para el escenario RL.	45
3.9. Resultado MSO formulación genérica para el escenario TA.	46
3.10. Resultado MSO formulación genérica para el escenario CN.	47
3.11. Resultado MSO formulación genérica para el escenario RL.	47
3.12. Diferencias absolutas y porcentuales por tecnología en el escenario TA.	50
3.13. Diferencias PELP-MSO en TWh y error porcentual por tecnología en el escenario CN.	50
3.14. Diferencias PELP-MSO en TWh y error porcentual por tecnología en el escenario RL.	51
3.15. Generación por tecnología - Resultado MSO reducido escenario: TA	54
3.16. Generación por tecnología - Resultado MSO reducido escenario: CN	55
3.17. Generación por tecnología - Resultado MSO reducido escenario: RL	55
3.18. Diferencias absolutas y porcentuales por tecnología en el escenario TA.	58
3.19. Diferencias absolutas y porcentuales por tecnología en el escenario CN.	58
3.20. Diferencias absolutas y porcentuales por tecnología en el escenario RL.	59

3.21. Diferencias resultados formulación reducida y caso base en TWh y error porcentual por tecnología - escenario TA.	61
3.22. Diferencias resultados formulación reducida y caso base en TWh y error porcentual por tecnología - escenario CN.	62
3.23. Diferencias resultados formulación reducida y caso base en TWh y error porcentual por tecnología - escenario RL.	63
3.24. Comparativa de tiempos de simulación por escenario en escala logarítmica.	64
3.25. Comparativa de gaps por escenario.	64

Índice de tablas

3.1. Tabla de elementos en la modelación PELP.	36
3.2. Hardware en que se ejecuta el MSO	41
3.3. Software utilizado en la ejecución del MSO	41
3.4. Tabla de <i>gaps</i> para resultados MSO formulación genérica.	48
3.5. Tiempo de simulación en segundos por año y escenario.	48
3.6. Tabla de elementos en la modelación MSO reducido.	52
3.7. Tabla de <i>gaps</i> para resultados de la formulación reducida.	56
3.8. Tiempo de simulación en segundos de la formulación reducida.	56
4.1. Generación por tecnología en TWh. Resultado PELP para el escenario TA. Gráfico en la Figura 3.6.	67
4.2. Generación por tecnología en TWh. Resultado PELP para el escenario CN. Gráfico en la Figura 3.7.	68
4.3. Generación por tecnología en TWh. Resultado PELP para el escenario RL. Gráfico en la Figura 3.8.	68
4.4. Generación por tecnología en TWh. Resultado formulación caso base para el escenario TA. Gráfico en la Figura 3.9.	69
4.5. Generación por tecnología en TWh. Resultado formulación caso base para el escenario CN. Gráfico en la Figura 3.10.	69
4.6. Generación por tecnología en TWh. Resultado formulación caso base para el escenario RL. Gráfico en la Figura 3.11.	70
4.7. Diferencias formulación caso base en TWh por tecnología escenario TA. Gráfico en la Figura 3.12.	71
4.8. Diferencias formulación caso base. Error porcentual por tecnología escenario TA. Gráfico en la Figura 3.18.	71
4.9. Diferencias formulación caso base en TWh por tecnología escenario CN. Gráfico en la Figura 3.13.	72
4.10. Diferencias formulación caso base. Error porcentual por tecnología escenario CN. Gráfico en la Figura 3.19.	72
4.11. Diferencias formulación caso base en TWh por tecnología escenario RL. Gráfico en la Figura 3.14.	72

4.12. Diferencias formulación caso base. Error porcentual por tecnología escenario RL. Gráfico en la Figura 3.20.	73
4.13. Generación por tecnología en TWh. Resultado formulación reducida para el escenario TA. Gráfico en la Figura 3.15.	74
4.14. Generación por tecnología en TWh. Resultado formulación reducida para el escenario CN. Gráfico en la Figura 3.16.	74
4.15. Generación por tecnología en TWh. Resultado formulación reducida para el escenario RL. Gráfico en la Figura 3.17.	75
4.16. Diferencias formulación reducida en TWh por tecnología escenario TA. Gráfico en la Figura 3.18.	76
4.17. Diferencias formulación reducida y PELP. Error porcentual por tecnología escenario TA. Gráfico en la Figura 3.18.	76
4.18. Diferencias formulación reducida en TWh por tecnología escenario CN. Gráfico en la Figura 3.19.	77
4.19. Diferencias formulación reducida y PELP. Error porcentual por tecnología escenario CN. Gráfico en la Figura 3.19.	77
4.20. Diferencias formulación reducida en TWh por tecnología escenario RL. Gráfico en la Figura 3.20.	77
4.21. Diferencias formulación reducida y PELP. Error porcentual por tecnología escenario RL. Gráfico en la Figura 3.20.	78
4.22. Diferencias formulación reducida y formulación caso base en TWh por tecnología escenario TA. Gráfico en la Figura 3.21.	78
4.23. Diferencias formulación reducida y formulación caso base en porcentaje, por tecnología escenario TA. Gráfico en la Figura 3.21.	79
4.24. Diferencias formulación reducida y formulación caso base en TWh por tecnología escenario CN. Gráfico en la Figura 3.22.	79
4.25. Diferencias formulación reducida y formulación caso base en porcentaje, por tecnología escenario CN. Gráfico en la Figura 3.22.	79
4.26. Diferencias formulación reducida y formulación caso base en TWh por tecnología escenario RL. Gráfico en la Figura 3.23.	80
4.27. Diferencias formulación reducida y formulación caso base en porcentaje, por tecnología escenario RL. Gráfico en la Figura 3.23.	80

Nomenclatura

Símbolo	Descripción
T	Conjunto de períodos de tiempo.
G	Conjunto de unidades generadoras.
G_{ERV}	Conjunto de unidades generadoras de energía renovable variable.
G_{ESS}	Conjunto de sistemas de almacenamiento de energía.
$TECH$	Conjunto de todos los tipos de tecnología.
B	Conjunto de barras del sistema.
K	Conjunto de líneas de transmisión.
L	Conjunto de tramos para aproximar las pérdidas de transmisión.
$CF_{g,t}$	Costo fijo de operación de la unidad g en el período t .
$CU_{g,t}$	Costo de encendido de la unidad g en el período t .
$CD_{g,t}$	Costo de apagado de la unidad g en el período t .
a_g, b_g, c_g	Coefficientes de costos fijos, lineales y cuadráticos de operación de la unidad g .
$p_{g,t}$	Potencia generada por la unidad g en el período t .
$v_{g,t}$	Variable binaria que indica si la unidad g está encendida en el período t .
p_g^m, p_g^M	Límite inferior y superior de potencia de la unidad g .
$P_{ess,t}^c, P_{ess,t}^d$	Potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento en el período t .
$S_{ess,t}$	Energía almacenada en el sistema de almacenamiento en el período t .
$\eta_{ess}^c, \eta_{ess}^d$	Eficiencias de carga y descarga del sistema de almacenamiento.
$\eta_{eq,b}$	Eficiencia equivalente del sistema de almacenamiento en la barra b .
$v_{ess,t}^c, v_{ess,t}^d$	Variables binarias que indican el estado de carga y descarga de la batería en el período t .
D_t	Demanda de energía en el período t .
R_t	Reserva de energía requerida en el período t .
$P_{tec,b}^M$	Potencia máxima del generador equivalente por tecnología tec en la barra b .
$P_{tec,b}^m$	Potencia mínima del generador equivalente por tecnología tec en la barra b .
$Gen_{g,t}$	Perfil de generación renovable del generador ERV en el período t .
$F_{k,t}$	Flujo de potencia en la línea de transmisión k en el período t .
F_k^M	Capacidad máxima de la línea de transmisión k .
$pl_{k,t}$	Potencia de pérdidas en la línea de transmisión k en el período t .
$f_{p,k}, f_{n,k}$	Flujos de potencia positivos y negativos en la línea k .
$\Delta f_{k,l}$	Flujo de potencia por tramo l en la línea k .
$n_f, n_{\Delta f}$	Variables binarias que activan los flujos de potencia en los tramos.
$S_{ess,0}, S_{ess,T}$	Energía inicial y final almacenada en el sistema de almacenamiento.
PN	Vector de potencia neta inyectada en las barras.
SF_k	Matriz de factores de sensibilidad para la línea k .

$ENS_{b,t}$	Energía no suministrada en la barra b en el período t .
C_{ENS}	Costo de la energía no suministrada.
I	Matriz identidad.
C_g	Matriz que guarda información sobre la conexión de unidades generadoras.
$C_{g,ESS}$	Matriz que guarda información sobre la conexión de unidades de almacenamiento.

Capítulo 1

Introducción

La transición energética en Chile, impulsada por la descarbonización y la incorporación masiva de energías renovables, presenta desafíos importantes para la planificación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En este contexto, la capacidad de realizar simulaciones que sean precisas y eficientes es crucial para evaluar los impactos técnicos, económicos y ambientales de las diferentes políticas energéticas a largo plazo.

Este trabajo se enmarca en el proyecto FONDEF "Desarrollo de una plataforma de información interactiva –ecoEnergy3e– basada en un modelo IO híbrido de equilibrio (IO-HE) del sector eléctrico para la evaluación del impacto de transformaciones en la matriz energética". El objetivo de este proyecto es proporcionar herramientas que permitan analizar las consecuencias de las transformaciones en la matriz energética chilena.

El desarrollo de este documento comienza con la formulación de un modelo de programación lineal entera-mixta (MILP) basado en la planificación energética de largo plazo (PELP). Esta formulación aborda el problema de predespacho, conocido también como *unit commitment* (UC), incorporando adicionalmente centrales renovables y líneas de transmisión. El objetivo principal de esta etapa es modelar de manera integral el SEN, permitiendo realizar comparaciones detalladas con los resultados obtenidos en la PELP. Estos resultados permitirán verificar y validar la precisión del modelo propuesto.

Posteriormente, se aborda el desafío de optimizar el tiempo de simulación. Para ello, se realiza una reducción tanto en la formulación del problema como en el número de elementos considerados en el modelo. Esta reducción busca mantener un equilibrio entre la precisión y la eficiencia computacional, permitiendo que las simulaciones se realicen en tiempos considerablemente reducidos sin comprometer la exactitud del modelo.

La justificación de este enfoque radica en la necesidad de desarrollar herramientas que no solo aseguren precisión en los resultados, sino que también sean capaces de ofrecer simulaciones rápidas, esenciales para evaluar múltiples escenarios de manera eficiente. Este equilibrio es particularmente relevante para representar las decisiones energéticas tomadas por las políticas públicas y las condiciones cambiantes del mercado.

El desarrollo de este estudio incluye la implementación de la formulación MILP en un entorno computacional utilizando herramientas de programación y optimización como Python y Gurobi. Posteriormente, se analizan los resultados obtenidos con la formulación del caso base y con la formulación reducida, comparando ambos enfoques para evaluar las diferencias en términos de precisión y tiempo de simulación.

Este estudio no solo contribuye al proyecto FONDEF mencionado, sino que también establece una base metodológica para futuras investigaciones en simulación y optimización de sistemas eléctricos, aportando valor tanto a nivel académico como práctico en la planificación energética nacional.

El programa de simulación desarrollado para la operación del Sistema Eléctrico Nacional, basado en la PELP, estará disponible para su uso a través de la plataforma web creada en el marco del proyecto FONDEF. Esta plataforma interactiva permitirá a los usuarios realizar análisis de sensibilidad sobre una variedad de variables críticas, tales como los precios de los combustibles, las eficiencias de los generadores, la disponibilidad hídrica, la demanda del sistema eléctrico, y la demanda de hidrógeno verde (H2V).

Adicionalmente, la plataforma ofrecerá la posibilidad de cargar bases de datos personalizadas, permitiendo a los usuarios ejecutar simulaciones adaptadas a sus necesidades específicas. Esta flexibilidad se extiende también a las restricciones del problema de optimización, las cuales podrán ser ajustadas o modificadas según los requerimientos del análisis, brindando así una herramienta robusta y adaptable para la planificación energética. Este enfoque modular y personalizable no solo facilita el análisis detallado de escenarios energéticos complejos, sino que también potencia la capacidad de los usuarios para explorar y evaluar una amplia gama de estrategias de operación y desarrollo en el contexto del SEN.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Desarrollar una formulación MILP para resolver problemas de operación utilizando un modelo reducido del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que permita obtener resultados de simulación de largo plazo de manera rápida y precisa, para su posterior uso en un modelo macroeconómico del país.

1.1.2. Objetivos específicos

- Formular un problema de optimización MILP para obtener los porcentajes de generación por tecnología a ser usados por un modelo macroeconómico, considerando como información de entrada los escenarios de operación provenientes de la planificación energética de largo plazo (PELP) realizada por el Ministerio de Energía.
- Implementar en el SEN el modelo de predespacho utilizando Python como lenguaje de programación y Gurobi como solver para resolver el problema MILP.
- Analizar los efectos en ciertas variables de interés que ocasionan la incorporación de cada una de las restricciones del predespacho, donde será de mucha importancia el determinar la influencia en el desempeño computacional junto con la precisión.
- Aplicar el modelo y la formulación desarrollada para realizar simulaciones de escenarios futuros en el SEN.

1.2. Antecedentes y motivación

1.2.1. Proyecto FONDEF ID22I10341

El proyecto FONDEF ID22I10341, titulado **“Desarrollo de una plataforma de información interactiva –ecoEnergy3e- basada en un modelo IO híbrido de equilibrio (IO-HE) del sector eléctrico para la evaluación del impacto de transformaciones en la matriz energética”**, en adelante proyecto FONDEF, representa un esfuerzo dirigido a comprender y facilitar la planificación de inversiones siguiendo la política de transición energética de Chile de cara a un futuro más sostenible y resiliente.

Este proyecto tiene como objetivo desarrollar una plataforma de información interactiva (platform-as-a-service) basada en un modelo input-output híbrido de equilibrio (IO-HE) del sector eléctrico para la evaluación de los potenciales impactos (e.g. macroeconómicos, emisiones, empleo) de transformaciones en la matriz energética, tales como la electrificación de la minería, el transporte y la industria; el almacenamiento de energía y el H2 verde; y la descarbonización de la actividad económica. [1]

Este proyecto surge en respuesta a la creciente necesidad de desarrollar herramientas avanzadas que permitan evaluar de manera integral los impactos económicos, sociales y ambientales de la adopción de tecnologías emergentes en el sector energético. A través del modelo IO-HE, el proyecto busca incorporar explícitamente tecnologías como el almacenamiento de energía, la generación de energía renovable y el hidrógeno verde, mediante la desagregación del sector eléctrico en la matriz de insumo-producto para la economía chilena proporcionada por el Banco Central de Chile.

1.2.2. Modelo IO-HE: Integrando Enfoques Top-Down y Bottom-Up

El corazón del proyecto es el desarrollo e implementación de un modelo IO-HE que combina las fortalezas de los modelos top-down (TD) y bottom-up (BU) mediante un proceso de calibración riguroso, el cual es resuelto mediante métodos de optimización. Este enfoque híbrido permite una representación más precisa y matizada de la economía y el sector energético, destacando la interacción entre diferentes tecnologías de generación y el resto de la economía.

- **Top-down vs. bottom-up:** Mientras los modelos TD ofrecen una vista agregada de los agentes económicos y los efectos generales de las políticas climáticas o gubernamentales en la economía, los modelos BU proporcionan información detallada sobre sectores específicos, pero pueden no capturar completamente los efectos generalizados de las políticas energéticas en la economía.
- **Enfoque híbrido:** La integración de ambos modelos en un marco híbrido permite una evaluación más completa y detallada de los impactos económicos y ambientales de las transiciones energéticas, superando las limitaciones asociadas con cada enfoque por separado.

1.2.3. Contribuciones claves del proyecto

El proyecto FONDEF propone un modelo teórico avanzado y lleva a cabo un estudio piloto utilizando datos reales, demostrando el potencial del enfoque para informar a los responsables de la formulación de políticas sobre los efectos de diferentes escenarios de transición energética en el contexto chileno. A continuación, se describen los principales bloques y componentes del proceso en el que se enmarca este proyecto, conforme al esquema presentado en la Figura 1.1.

El Modelo Simulación de la Operación (MSO) está ubicado como una parte esencial del esquema general, donde interactúa directamente con la PELP para realizar simulaciones que permitan evaluar los impactos de la operación del SEN. El MSO toma los datos de entrada proporcionados por la PELP, y a partir de ellos, modela el comportamiento del sistema bajo distintos escenarios energéticos futuros.

El esquema mostrado en la Figura 1.1 también destaca varias fases clave en el proceso de evaluación de impactos en la matriz energética. A continuación se describen brevemente:

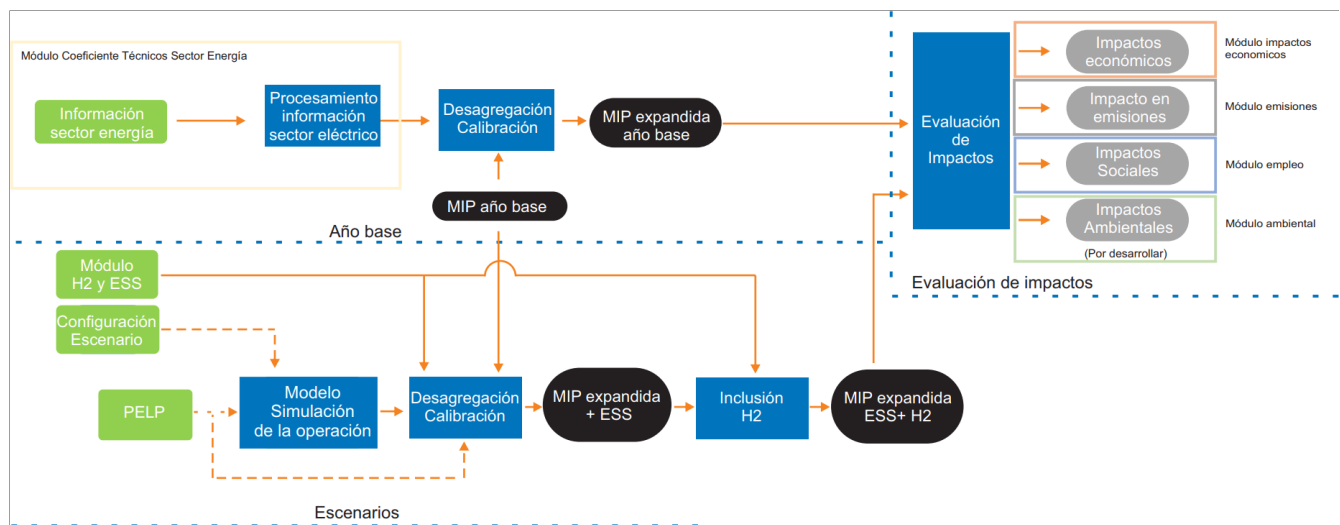


Figura 1.1: Esquema del proceso de evaluación de impactos en la matriz energética utilizando el MSO y la PELP. Incluye la desagregación y calibración de datos, evaluación de impactos económicos, sociales y ambientales, y el módulo de hidrógeno verde y almacenamiento de energía

1. **Incorporación del sector hidrógeno verde (H2V):** Un aspecto innovador del proyecto es la adición de un sector de H2V al modelo, lo que refleja la importancia emergente de esta tecnología en la descarbonización del sector energético.
2. **Desagregación y calibración de datos:** El modelo desagrega el sector de generación eléctrica por tecnología, permitiendo una evaluación más detallada de los impactos económicos y ambientales de cada tecnología de generación.
3. **Configuración de Escenarios y Simulación Base:** Aquí se establecen las bases de los escenarios energéticos futuros, donde se incluyen módulos adicionales como el de almacenamiento de energía y el sector de hidrógeno verde (H2). Estos escenarios configuran las condiciones iniciales bajo las cuales se llevará a cabo la simulación del MSO.
4. **Evaluación de Impactos:** Los resultados obtenidos en la simulación del MSO son utilizados para evaluar los impactos en diferentes dimensiones: económicos, sociales, ambientales, e incluso sobre las emisiones de gases de efecto invernadero. Este bloque integra los resultados para que los responsables de las políticas energéticas puedan entender las consecuencias de diferentes trayectorias tecnológicas y de operación del sistema eléctrico.

5. **Módulo de Hidrógeno Verde y Almacenamiento de Energía:** Dada la creciente importancia del hidrógeno verde (H₂) y el almacenamiento energético en la transición hacia una matriz energética limpia, el proyecto incorpora un módulo que permite modelar y evaluar el impacto de estas tecnologías emergentes en la economía del país.

En resumen, el esquema refleja un proceso integral que comienza desde la obtención y preparación de los datos hasta la evaluación de los impactos de la operación eléctrica y económica, además de la implementación de tecnologías emergentes. El MSO juega un papel clave dentro de este esquema, interactuando directamente con los escenarios energéticos propuestos por la PELP y proporcionando simulaciones que informan decisiones sobre la evolución futura del sistema energético chileno.

1.3. Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)

La PELP juega un papel fundamental en el desarrollo del sector energético en Chile, proporcionando una base de datos pública crucial para el MSO. Este proceso es liderado por el Ministerio de Energía y su principal objetivo es proyectar el futuro energético del país en un horizonte de 40 años. La PELP establece tres escenarios de operación hasta 2060. Estos escenarios, que detallan diferentes trayectorias de desarrollo energético, son importantes para continuar con la integración masiva de energías renovables, orientar a los diversos sectores del país respecto a las alternativas energéticas más limpias, junto con anticipar situaciones y poder contar con un sistema energético confiable [2]. En la Figura 1.2 se esquematiza cada uno de los tres escenarios definidos por el Ministerio. A continuación se presentan detalles de cada uno:

- **Transición Acelerada (TA):** Este escenario presupone una rápida implementación de tecnologías limpias y un compromiso firme hacia la sostenibilidad, anticipando la transición hacia fuentes de energía renovables.
- **Carbono Neutralidad al 2050 (CN):** Centrado en lograr la meta de carbono neutralidad para 2050, este escenario enfatiza en la adopción de políticas y tecnologías que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero en todos los sectores de la economía, eliminando por completo el uso de carbón como fuente de energía para el año 2050.
- **Recuperación Lenta Post COVID-19 (RL):** Considera el impacto prolongado de la pandemia en el desarrollo económico y energético, proyectando un avance más conservador hacia los objetivos de sostenibilidad debido a restricciones financieras y sociales.

Cada escenario proporciona una visión diferente en la transición hacia fuentes de energía renovables, las cuales serán dispuestas al MSO para analizar el impacto de diversas políticas y tecnologías en la matriz energética chilena.

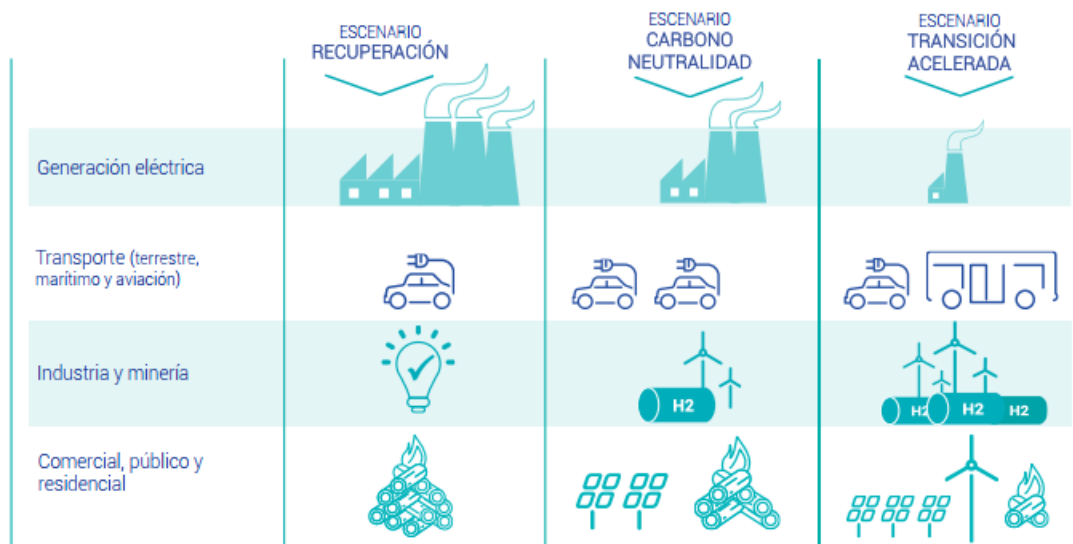


Figura 1.2: Representación de los escenarios PELP.

1.4. Modelo Simulación de la Operación (MSO)

1.4.1. Definiciones

El MSO constituye una herramienta clave en la evaluación de la matriz energética y la planificación de inversiones en el sector eléctrico chileno. Este modelo se fundamenta directamente sobre la base de datos proporcionada por la PELP, permitiendo a usuarios simular y analizar diversos escenarios futuros de operación del SEN. Este modelo destaca por su capacidad para adaptarse a cambios y proyecciones en el sector, ofreciendo una visión detallada de las potenciales transformaciones energéticas incluyendo la variabilidad dada por los diferentes escenarios proporcionados por la PELP.

1. **Verificación de precisión:** Inicialmente, el MSO se somete a un proceso de verificación para asegurar que su precisión esté alineada con los datos y proyecciones de la PELP. Esto es esencial para validar la correcta representación del sector eléctrico chileno.
2. **Simplificación y optimización:** Posteriormente, se busca simplificar y optimizar el modelo sin comprometer significativamente su precisión. Este proceso es crucial para mejorar la eficiencia en los tiempos de simulación, facilitando el análisis de escenarios complejos en tiempos razonables.
3. **Flexibilidad y adaptabilidad:** El MSO está diseñado para permitir modificaciones y ajustes por parte de los usuarios, habilitando la simulación de escenarios personalizados que reflejen cambios en políticas energéticas, introducción de nuevas tecnologías, o variaciones en la demanda energética.

La metodología de resolución del MSO tiene tres partes:

1. **Base de datos de los escenarios PELP:** En esta etapa se toman las bases de datos de la PELP, donde se pueden configurar aspectos de los escenarios a conveniencia del usuario. Además, se debe elegir

el año de resolución, ya que el MSO está configurado para resolver un año de operación eléctrica con resolución horaria para 12 días tipo. Es decir, un día para cada mes del año.

2. **Modelado y resolución:** Con las bases de datos previamente configuradas, se procede a modelar matemáticamente el sistema eléctrico para la resolución del UC, el cual posteriormente se resuelve mediante el solver Gurobi.
3. **Resultados:** Los resultados de salida del MSO incluyen el costo y resultado de la operación eléctrica en el año, los porcentajes de generación por tecnología (principalmente útil para los procesos de evaluación del proyecto) y el tiempo de la simulación.

En la Figura 1.3, se presenta el diagrama de flujo del MSO.

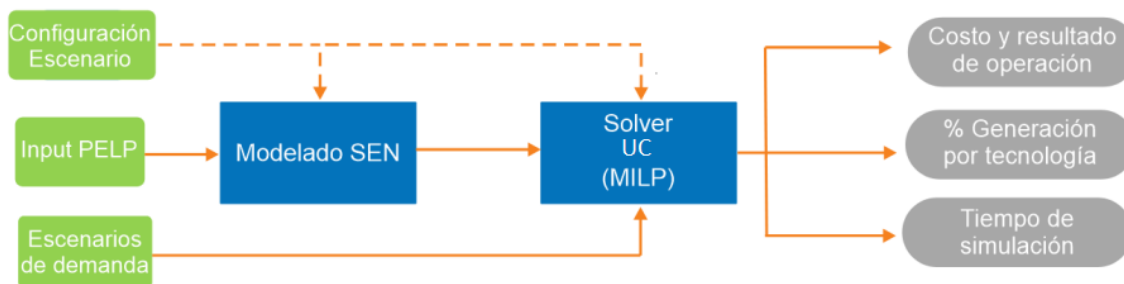


Figura 1.3: Diagrama de flujo MSO.

1.4.2. Arquitectura

La arquitectura del MSO ha sido diseñada para permitir una integración eficiente entre la extracción de datos, la configuración de escenarios y la resolución del problema de optimización. A continuación, se detallan las principales etapas que conforman la estructura del MSO.

1. **Extracción de base de datos del proceso PELP 2023-2027:** La primera etapa del MSO consiste en la extracción y procesamiento de los datos correspondientes a la PELP para el período 2023-2027. Este proceso se lleva a cabo mediante Python, utilizando la librería `pandas` para manipular los datos de entrada, realizar las conversiones necesarias y llevar a cabo los cálculos preliminares que alimentarán el modelo de optimización.

Adicionalmente, la librería `numpy` se emplea para generar las matrices del sistema, que posteriormente serán implementadas en la modelación de restricciones y variables. Estas matrices representan la estructura del problema de optimización y son fundamentales para programar el modelo. Todas las matrices resultantes son almacenadas en una carpeta específica, desde donde serán importadas por el solver Gurobi para su resolución. Se implementa, de igual forma, el plan de obras propuesto por la PELP, el cual se utiliza para la entrada y salida de servicio de unidades generadores y líneas de transmisión.

2. **Configuración del modelo:** Una de las características más importantes del MSO es su capacidad de flexibilidad. Los usuarios pueden configurar distintos aspectos del modelo antes de iniciar la simulación, seleccionando el año y el escenario de la PELP que desean evaluar. Además, el sistema permite modificar diversas magnitudes que impactan directamente en el resultado de la simulación. Entre los parámetros ajustables se incluyen:

- La demanda eléctrica proyectada.
- Precios de combustibles.
- Eficiencias de las unidades generadoras.
- Energía inicial disponible en sistemas de almacenamiento (baterías).
- Energía disponible en embalses.
- Restricciones específicas del modelo de optimización, como costos de encendido, tiempos mínimos, rampas de generación, pérdidas, entre otras.

Estas capacidades de personalización hacen del MSO una herramienta sumamente versátil para la evaluación de escenarios diversos en el sistema eléctrico.

3. **Resolución del problema de optimización:** Una vez configurado el escenario a simular, el MSO procede a resolver el problema de optimización utilizando el solver Gurobi, a través de una interfaz programada en Python. La simulación del año seleccionado se realiza en pasos mensuales, descomponiendo el problema en 12 simulaciones que corresponden a los días tipo de 24 horas de cada mes. Esto permite una mayor precisión en la representación de las variaciones estacionales de la demanda y oferta energética.

Durante este proceso, el solver Gurobi optimiza la operación del sistema eléctrico para cumplir con la demanda de energía al menor costo posible, respetando todas las restricciones técnicas y económicas del sistema.

4. **Outputs:** Los resultados generados por el MSO se presentan tanto en la consola del usuario como en archivos CSV que contienen los datos detallados de la simulación. Entre los principales resultados que se obtienen se incluyen:

- El costo total de operación del sistema eléctrico para el año simulado.
- La distribución porcentual de la generación por tecnología.
- Los tiempos de simulación y el desempeño del solver Gurobi.

Estos resultados son esenciales para los análisis de viabilidad económica y técnica en el contexto de la planificación energética y las decisiones de inversión en el sector eléctrico chileno.

1.5. Estructura del documento

Este documento está estructurado de la siguiente forma.

- Capítulo 2: Revisión bibliográfica. Se exponen los fundamentos teóricos y metodológicos que soportan la formulación del problema:

- Formulación del Unit Commitment (UC) en versión 1-bin, incluyendo sus costos y restricciones operacionales.
 - Modelación de sistemas de almacenamiento de energía (baterías) con esquemas 2-bin y 1-bin.
 - Representación del sistema de transmisión: factores de transferencia, transmission switching y pérdidas linealizadas por tramos.
 - Formulación matemática completa (caso base) y la formulación reducida del problema de optimización para el SEN.
- Capítulo 3: Aplicación y análisis de la formulación al SEN modelado por la PELP.
- Formulación caso base: se implementa la MILP completa sobre la base de datos de la PELP, indicando parámetros del solver, hardware y la demanda representada por 12 días tipo.
 - Se presentan los resultados de simulación por tecnología para los tres escenarios PELP (Transición Acelerada, Carbono Neutralidad 2050 y Recuperación Lenta) y los tiempos de cómputo alcanzados.
 - Se comparan los resultados del MSO caso base con los publicados por el Ministerio, cuantificando las diferencias absolutas y relativas y discutiendo sus causas.
- Capítulo 4: Aplicación de la formulación reducida al SEN modelado por la PELP.
- Se describe la estrategia de reducción (agrupación de ERV por barra, baterías equivalentes, agrupación de líneas) y el uso del esquema 1-bin para el almacenamiento.
 - Se ejecutan las simulaciones con límites de tiempo más estrictos, presentando los nuevos gaps, los tiempos de solución y la precisión alcanzada.
 - Se comparan los resultados del MSO reducido con la PELP y, en paralelo, con la formulación caso base para evaluar la pérdida de precisión y la ganancia en eficiencia computacional.
- Capítulo 5: Resumen final y conclusiones. Se sintetizan los hallazgos principales: validez de la MILP propuesta, impacto de las pérdidas y del transmission switching, ventajas de la formulación reducida y recomendaciones para futuras extensiones (extracción de costos marginales, despacho horario, etc.).
- Anexos. Se incluyen tablas detalladas de resultados (generación por tecnología, diferencias PELP–MSO, tiempos de simulación, etc.) que respaldan los gráficos y análisis del texto principal.

Capítulo 2

Revisión bibliográfica

El MSO resuelve el problema del Unit Commitment (UC) aplicado al SEN. Por tanto, debe integrar el sistema de transmisión, incluir de unidades de energía renovable y almacenamiento. En este capítulo se desarrollarán y revisarán cada uno de los conceptos que se aplican en la resolución del MSO. Estos conceptos, en su conjunto, permiten la formulación matemática del problema de optimización utilizado en la resolución del MSO.

2.1. Unit Commitment

El UC es un problema de optimización usado en la planificación y operación de sistemas eléctricos. El objetivo del UC es determinar el cronograma de encendido y apagado de las unidades generadoras, así como la consigna de potencia que cada una debe generar en intervalos de tiempo específicos. Este proceso se realiza para minimizar el costo total de operación del sistema mientras se cumplen diversas restricciones técnicas y de seguridad.

2.1.1. Consideraciones del UC

- **Demanda variable:** La demanda de electricidad varía de forma horaria a lo largo del día, tal como muestra el ejemplo de la Figura 2.1, lo que implica que el número de centrales en operación debe ajustarse constantemente para satisfacer esta demanda de manera óptima.
- **Restricciones técnicas de unidades generadoras:**
 - **Límites de potencia mínima y máxima:** Se modelan estableciendo el rango operativo de cada unidad, asegurando que no opere por debajo de su potencia mínima ni exceda su capacidad máxima.
 - **Tiempos mínimos de encendido y apagado:** Se implementan como restricciones que imponen un tiempo mínimo continuo de operación o de desconexión entre el encendido y apagado de una unidad.
 - **Restricciones de rampas de carga:** Estas limitaciones establecen la velocidad máxima a la que un generador puede incrementar o reducir su potencia, modelando su capacidad para adaptarse

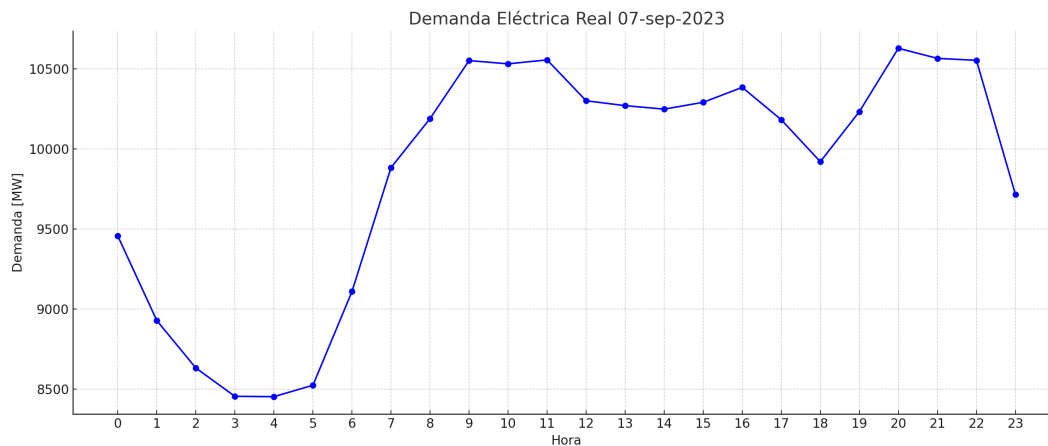


Figura 2.1: Demanda horaria real del SEN para el día 07-sep-2023.

a los cambios en la demanda.

- **Costos de arranque y parada:** Al modelarlos, se incluyen como costos adicionales en la optimización cada vez que una unidad se enciende o apaga, reflejando el consumo extra de recursos en estos eventos.
- **Reserva operativa:** En la modelación del UC existen varios criterios para la modelación de la restricción de reserva del sistema; por ejemplo un porcentaje de la demanda horaria o un porcentaje de la potencia nominal.
 - **Reserva en giro:** Es la capacidad adicional que está disponible en las unidades generadoras que ya están en operación, pero que no están utilizando toda su capacidad disponible. Esta reserva puede activarse rápidamente en respuesta a una caída en la frecuencia del sistema, permitiendo un ajuste inmediato de la generación para estabilizar la red. La reserva en giro se utiliza principalmente para el control primario de frecuencia, lo que significa que puede ser despachada de manera automática en muy pocos segundos para contrarrestar desequilibrios entre la generación y la demanda.
 - **Reserva de operación:** Es la capacidad adicional disponible en las unidades generadoras que no están necesariamente operando, pero que pueden entrar en funcionamiento en caso de que sea necesario. Esta capacidad está relacionada con la diferencia entre la capacidad nominal de la unidad y su generación actual. La reserva de operación generalmente se activa en un plazo mayor que la reserva en giro y es utilizada para mantener el equilibrio a mediano plazo, estabilizando el sistema tras contingencias o cambios en la demanda, y puede involucrar el encendido de nuevas unidades generadoras.

2.1.2. Formulación del problema de predespacho

La formulación del UC como un problema de programación lineal entera-mixta (MILP) se formula en base a lo desarrollado por Carrión y Arroyo en [3]. A esta formulación se le conoce como 1-bin y contiene una variable binaria de activación de las unidades de generación. A continuación, se presenta la

formulación matemática del problema UC.

Función objetivo:

La función objetivo del UC, ver ecuación (2.1.1), es minimizar el costo total de operación, que incluye respectivamente costos de generación, arranque y parada de las unidades generadoras:

$$\text{Min} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} CF_{g,t} + CU_{g,t} + CD_{g,t} + CENS \sum_{b \in B} ens_{b,t} \quad (2.1.1)$$

Con:

$$CF_{g,t} = a_g v_{g,t} + b_g p_{g,t} + c_g p_{g,t}^2 \quad (2.1.2)$$

$$CU_{g,t} \geq c_{g,t}^U [v_{g,t} - v_{g,t-1}] \quad (2.1.3)$$

$$CU_{g,t} \geq 0 \quad (2.1.4)$$

$$CD_{g,t} \geq c_{g,t}^D [v_{g,t-1} - v_{g,t}] \quad (2.1.5)$$

$$CD_{g,t} \geq 0 \quad (2.1.6)$$

Donde:

- $CF_{g,t}$ Costo de operación de la unidad g en el periodo t .
- a_g, b_g, c_g son los coeficientes fijo, lineal y cuadrático, respectivamente, del costo de operación de la unidad g .
- $p_{g,t}$ es la potencia generada por la unidad g en el periodo t .
- $v_{g,t}$ es una variable binaria que indica si la unidad g está encendida en el periodo t .
- CU_g y CD_g son los costos de arranque y parada de la unidad g .
- $CENS$ Costo unitario de la Energía No Suministrada (ens).
- $ens_{b,t}$ Energía no suministrada en la barra b durante el periodo t .

Restricciones:

- **Balance de potencia:** La restricción de balance de potencia garantiza que la generación de energía y la demanda en el sistema estén equilibradas en cada intervalo de tiempo.

$$\sum_{g \in G} p_{g,t} = \sum_{b \in B} D_{b,t} \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (2.1.7)$$

- **Reserva de operación:** Esta restricción asegura la existencia de suficiente capacidad de reserva en los generadores para hacer frente a cambios imprevistos en la demanda o eventos inesperados, lo que contribuye a la seguridad del sistema.

$$\sum_{g \in G} \bar{p}_{g,t} \geq \sum_{b \in B} D_{b,t} + R_t \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (2.1.8)$$

- **Límites de potencia de los generadores:** Las expresiones (2.1.9) y (2.1.10) representan los límites técnicos de potencia generada $p_{g,t}$ por cada unidad g y su potencia disponible $\bar{p}_{g,t}$. En este contexto, la variable $\bar{p}_{g,t}$ indica la potencia máxima que puede alcanzar una unidad generadora en un determinado momento, tomando en cuenta las limitaciones impuestas por las rampas de subida (RU) y de encendido (SU). Estas rampas representan la capacidad máxima de cambio de potencia entre dos intervalos de tiempo consecutivos, ya sea cuando la unidad está operativa o cuando está siendo activada. Por lo tanto, $\bar{p}_{g,t}$ se ajusta de acuerdo con las limitaciones de las rampas, asegurando que las unidades generadoras no excedan sus capacidades técnicas.

Finalmente, la variable binaria de activación $v_{g,t}$ permite controlar el estado de encendido o apagado de las unidades. Si $v_{g,t} = 0$, la potencia generada $p_{g,t}$ se fuerza a cero, lo que implica que la unidad no estará en operación durante ese período. Por el contrario, si $v_{g,t} = 1$, la unidad estará disponible para generar dentro de sus límites técnicos.

$$P_g^m v_{g,t} \leq p_{g,t} \leq \bar{p}_{g,t} \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (2.1.9)$$

$$0 \leq \bar{p}_{g,t} \leq P_g^M v_{g,t} \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (2.1.10)$$

- **Restricciones de rampa:** Representan limitaciones técnicas de generadores a la tasa de cambio de potencia en el tiempo (velocidad de toma de carga). La expresión (2.1.11) restringe la potencia disponible según los límites de rampas de encendido y de subida para cada unidad g . La expresión (2.1.12), restringe también la potencia disponible según los límites de rampa de apagado. La expresión (2.1.13) restringe la potencia generada según los límites de rampa de bajada y de apagado para cada unidad.

$$\bar{p}_{g,t} \leq p_{g,t-1} + RU_g v_{g,t-1} + SU_g [v_{g,t} - v_{g,t-1}] + P_g^M [1 - v_{g,t}] \quad \forall t \in T \quad (2.1.11)$$

$$\bar{p}_{g,t} \leq P_g^M v_{g,t+1} + SD_g [v_{g,t} - v_{g,t+1}] \quad \forall t = 1, \dots, |T| - 1 \quad (2.1.12)$$

$$p_{g,t-1} - p_{g,t} \leq RD_g v_{g,t} + SD_g [v_{g,t-1} - v_{g,t}] + P_g^M [1 - v_{g,t-1}] \quad \forall t \in T \quad (2.1.13)$$

- **Tiempos mínimos de encendido y apagado:** Estas restricciones reflejan la limitación física y técnica de que los generadores cambien su estado de encendido a apagado (y viceversa) de forma inmediata. La expresión (2.1.15) permite a la unidad g mantenerse encendida tantas horas como su tiempo mínimo de encendido indique. Luego de este período, puede apagarse o mantenerse encendida si es despachada. Una vez encendida la unidad g , la expresión (2.1.16) fuerza a que esta se mantenga en dicho estado según su limitación de tiempo mínimo de encendido.

$$\sum_{t=1}^{F_g} [1 - v_{g,t}] = 0 \quad \forall t \in T \quad (2.1.14)$$

$$\sum_{n=t}^{t+UT_g-1} v_{g,n} \geq UT_g [v_{g,t} - v_{g,t-1}] \quad \forall t = F_g + 1, \dots, |T| - UT_g + 1 \quad (2.1.15)$$

$$\sum_{n=t}^{|T|} (v_{g,n} - [v_{g,t} - v_{g,t-1}]) \geq 0 \quad \forall t = |T| - UT_g + 2, \dots, |T| \quad (2.1.16)$$

Donde, $F_g = \text{Min}\{|T|, [UT_g - U_{g,0}]V_{g,0}\}$.

De forma análoga, las restricciones de tiempos mínimos de apagado se observan en las expresiones (2.1.17)-(2.1.19).

$$\sum_{t=1}^{L_g} v_{g,t} = 0 \quad \forall t \in T \quad (2.1.17)$$

$$\sum_{n=t}^{t+DT_g-1} [1 - v_{g,n}] \geq DT_g[v_{g,t-1} - v_{g,t}] \quad \forall t = L_g + 1, \dots, |T| - DT_g + 1 \quad (2.1.18)$$

$$\sum_{n=t}^{|T|} (1 - v_{g,n} - [v_{g,t-1} - v_{g,t}]) \geq 0 \quad \forall t = |T| - DT_g + 2, \dots, |T| \quad (2.1.19)$$

Donde, $L_g = \text{Min}\{|T|, [DT_g - O_{g,0}]V_{g,0}\}$.

- **Variables binarias de activación de unidades generadoras:** Esta variable de activación modela el encendido (o apagado) de unidades en el UC.

$$v_{g,t} \in \{0, 1\} \quad g \in G, \forall t \in T \quad (2.1.20)$$

2.2. Modelación de unidades de almacenamiento

La modelación de unidades de almacenamiento, *ESS* por sus siglas en inglés, específicamente baterías, es esencial para optimizar la operación del sistema eléctrico y apoyar el crecimiento energético renovable del SEN. El uso de baterías permite almacenar energía variable, lo que disminuye los niveles de vertimiento y optimiza el aprovechamiento de los recursos renovables disponibles. Chile tiene un gran potencial renovable, lo que hace aún más relevante la integración de tecnologías de almacenamiento en su matriz energética.

Inicialmente, se utilizan dos variables binarias para representar los estados de carga y descarga de las baterías [7]. Una variable binaria se activa cuando la batería se está cargando y otra cuando se está descargando. Sin embargo, para simplificar la modelación y reducir el número de variables enteras en la formulación MILP, se adopta una única variable binaria que se activa durante la carga y se desactiva durante la descarga. Esta simplificación mejora los tiempos de simulación sin comprometer la precisión del modelo [8].

2.2.1. Restricciones de operación en ESS incorporando dos variables binarias

La restricción (2.2.1) describe el balance de energía en la batería en cada intervalo de tiempo t , considerando la carga y descarga, con sus respectivas eficiencias. El resultado se suma a la carga almacenada en el intervalo anterior para obtener la carga total actual de la batería.

La restricción (2.2.2) establece límites para la energía almacenada en la batería en el intervalo t .

Las restricciones (2.2.3) y (2.2.4) imponen límites a la potencia de carga y descarga, respectivamente. La potencia de carga y descarga está limitada por p_{ess}^M . La activación de la carga se realiza por la variable binaria $v_{ess,t}^c$, mientras que la descarga de la unidad se activa por la variable binaria $v_{ess,t}^d$.

La restricción (2.2.5) asegura que la carga final de la batería ($t = T$) sea igual a la carga inicial del periodo analizado ($t = 0$).

La restricción (2.2.6) garantiza que en cada intervalo de tiempo, ya sea la carga o la descarga de la batería esté activa, pero no ambas simultáneamente.

Las variables $v_{ess,t}^c$ y $v_{ess,t}^d$ son las binarias de activación de carga y descarga, respectivamente, como se indica en (2.2.7).

$$s_{ess,t} = s_{ess,t-1} + p_{ess,t}^c \cdot \eta_{ess}^c - \frac{p_{ess,t}^d}{\eta_{ess}^d} \quad (2.2.1)$$

$$s_{ess}^m \leq s_{ess,t} \leq s_{ess}^M \quad (2.2.2)$$

$$0 \leq p_{ess,t}^c \eta_c \leq p_{ess}^M v_{ess,t}^c \quad (2.2.3)$$

$$0 \leq \frac{p_{ess,t}^d}{\eta_d} \leq p_{ess}^M v_{ess,t}^d \quad (2.2.4)$$

$$s_{ess,0} = s_{ess,T} \quad (2.2.5)$$

$$v_{ess,t}^c + v_{ess,t}^d \leq 1 \quad (2.2.6)$$

$$v_{ess,t}^c, v_{ess,t}^d \in \{0, 1\} \quad (2.2.7)$$

2.2.2. Restricciones de operación ESS incorporando una variable binaria

Para reducir la formulación del problema de optimización, se disminuye la cantidad de variables enteras al hacer uso de solo una variable binaria para modelar la carga y descarga de la unidad. Este enfoque busca mejorar significativamente los tiempos de simulación y reduce la complejidad computacional del modelo, lo cual es crucial para grandes sistemas eléctricos.

El principal cambio se produce en las restricciones (2.2.3) y (2.2.4), modificándolas por las nuevas expresiones (2.2.8) y (2.2.9), respectivamente. En estas expresiones se aprecia que la activación de la variable binaria $v_{ess,t}$ permite la carga de la batería, limitada por p_{ess}^M . Es por esta razón que en la restricción (2.2.9) existe un término $(1 - v_{ess,t})$ que invierte el valor lógico cuando $v_{ess,t} = 0$, permitiendo que la descarga esté limitada por p_{ess}^M . Las restricciones (2.2.1) y (2.2.2) se mantienen sin cambios para esta formulación.

$$0 \leq p_{ess,t}^c \eta_{ess}^c \leq p_{ess}^M v_{ess,t} \quad (2.2.8)$$

$$0 \leq \frac{p_{ess,t}^d}{\eta_{ess}^d} \leq p_{ess}^M (1 - v_{ess,t}) \quad (2.2.9)$$

$$s_{ess,0} = s_{ess,T} \quad (2.2.10)$$

$$v_{ess,t} \in \{0, 1\} \quad (2.2.11)$$

2.3. Modelación del sistema de transmisión

Hasta ahora, la modelación del UC y de las unidades de almacenamiento se ha considerado en un sistema uninodal, es decir, sin tener en cuenta las restricciones y características del sistema de transmisión. Sin embargo, para obtener una representación más realista y precisa del sistema eléctrico, es esencial incorporar la modelación del sistema de transmisión. Esta sección aborda la modelación del sistema de transmisión, considerando las restricciones técnicas y de seguridad de las líneas de transmisión.

En la modelación del sistema de transmisión, se deben tener en cuenta varios aspectos claves:

- **Capacidad de flujos:** Las líneas de transmisión tienen límites de capacidad que no deben ser superados para evitar sobrecargas y posibles fallos.
- **Desconexión de líneas:** Es posible que algunas líneas de transmisión deban ser desconectadas temporalmente por razones operativas o mantenimientos, lo que afecta la capacidad del sistema para transmitir energía.
- **Pérdidas de transmisión:** La transmisión de energía eléctrica a través de líneas implica pérdidas, que deben ser modeladas y consideradas en la optimización del sistema.

2.3.1. Flujos de línea

Los flujos de potencia en DC por las líneas de transmisión se pueden determinar en función de las potencias netas inyectadas en las barras y los factores de sensibilidad, también conocido *shift-factors* (SF). Los SF modelan, mediante parámetros de líneas y la topología del sistema, las sensibilidades individuales de las líneas a las inyecciones de potencia en las barras [9]. Dicho lo anterior, la formulación de restricciones de flujo está dada por la ecuación (2.3.1).

$$\left| \sum_{b \in B} S F_{k,b} \left(\sum_{g \in G_b} p_{g,t} - D_{b,t} \right) \right| \leq F_k^M \quad \forall b \in B, \forall k \in K, \forall t \in T \quad (2.3.1)$$

Donde:

- $S F_k$ Factores de sensibilidad para la línea k .
- $F_{k,t}$ es el flujo de potencia en la línea k en el intervalo de tiempo t .
- F_k^M es la capacidad máxima de la línea de transmisión k .
- P_N es el vector de potencia neta inyectada en las barras del sistema.

2.3.2. Transmission switching

La desconexión de líneas de transmisión, o *transmission switching* (TS), es una herramienta operativa que permite la reconfiguración de la red para disminuir la congestión en el sistema de transmisión. Para modelar la condición de operación de líneas se añade la variable binaria $s_{k,b}$, cuya activación representa que la línea está en operación [4].

En la ecuación (2.3.2) se define la variable binaria $s_{k,b}$, que permite modelar la desconexión de una línea de transmisión. La ecuación (2.3.3) define los flujos por las líneas de transmisión, añadiendo la variable binaria y la variable de flujo virtual $\tilde{f}_{k,b}^{TS}$ a las líneas candidatas a desconexión. Esta última variable permite modelar el impacto de la desconexión de una línea al simular el flujo que hubiera circulado por ella en condiciones normales. De este modo, los flujos virtuales $\tilde{f}_{k,b}^{TS}$ representan el desvío necesario para equilibrar el sistema tras desconectar una línea, garantizando que se capturen correctamente los efectos de la redistribución de cargas en el sistema cuando una línea no está operativa.

$$s_{k,b,t} \in \{0, 1\} \quad (2.3.2)$$

$$(I - S F_{k,b} A_{k,b}^T) \tilde{f}_{k,b,t}^{TS} s_{k,b,t} - S F_{k,b} P_N = 0, \quad \forall k \in K, \forall b \in B, \forall t \in T \quad (2.3.3)$$

Sin embargo, esta restricción es no lineal, por lo que es reemplazada por las restricciones disyuntivas (*big M*) (2.3.4) y (2.3.5) [5]. En la ecuación (2.3.5) se añade el parámetro M para permitir que exista el flujo virtual $\tilde{f}_{k,b}^{TS}$ y pueda restringirse a cero en caso de que la línea esté en operación, obteniéndose la condición de la ecuación (2.3.1).

$$\left| (I - S F_{k,b} A_{k,b}^T) \tilde{f}_{k,b,t}^{TS} - S F_{k,b} P_N \right| \leq s_{k,b,t} F_k^M \quad (2.3.4)$$

$$|\tilde{f}_{k,b,t}^{TS}| \leq (1 - s_{k,b,t}) M \quad (2.3.5)$$

Dado que los flujos virtuales $\tilde{f}_{k,b}^{TS}$ son inyecciones de potencia, también impactan en los flujos de las líneas k, l que no son candidatas a TS. Obteniéndose la restricción de la ecuación (2.3.6).

$$|S F_{kl} P_N + S F_{k,b} A_{k,b}^T \tilde{f}_{k,b,t}^{TS}| \leq F_{kl}^M \quad (2.3.6)$$

2.3.3. Modelación de pérdidas de transmisión

Las pérdidas de transmisión ocurren debido a la resistencia de las líneas y deben ser consideradas para una modelación precisa del sistema. La representación considera una curva de pérdidas lineal aproximada por tramos. Las pérdidas se pueden modelar con las siguientes restricciones [6]:

- **Restricción de Balance:** La restricción de balance debe incluir el efecto de pérdidas en líneas, ya que son las unidades generadoras que deben suministrar no solo la demanda, sino también las pérdidas de transmisión.

$$\sum_{g \in G} p_{g,t} = \sum_{b \in B} D_{b,t} + \sum_k pl_{k,t}, \quad \forall t \in T \quad (2.3.7)$$

Donde:

- $p_{g,t}$ es la potencia generada por cada unidad g en el intervalo t .
- $D_{g,t}$ es la demanda de la barra b en el intervalo t .
- $pl_{k,t}$ es la potencia de pérdida de la línea k en el intervalo t .

- **Ecuación de flujo:** La ecuación de flujo considera que las pérdidas se añaden como consumos en las barras de salida y llegada de la línea k .

$$f_k = SF_k \left[C_g P_g - \left(P_d + \frac{1}{2} |A^T| pl_k \right) \right] \quad (2.3.8)$$

Donde:

- C_g es la matriz que guarda información sobre la conexión de unidades generadoras.
- P_g es el vector de potencia generada por las unidades g .
- P_d es el vector de consumos en las barras.

En la formulación se observa que las pérdidas se reparten a mitades entre las barras de conexión de cada línea de transmisión.

- **Linealización del problema de pérdidas:** Debido a la naturaleza cuadrática de la curva de pérdidas en líneas de transmisión, es necesario realizar una aproximación lineal por tramos para ser ingresada al modelo (ver Figura 2.2). La formulación para pérdidas utilizando SF se presenta en las ecuaciones (2.3.9)-(2.3.19). Primero se crean las variables f_k^p y f_k^n que representan los flujos por la línea k en el sentido positivo y el negativo en la ecuación (2.3.9). La restricción (2.3.10) modela que el valor absoluto del flujo, el cual debe ser igual a la suma de los tramos considerados en la ecuación de pérdidas. La restricción (2.3.11) es la ecuación de pérdidas aproximada por tramos lineales, relacionando los elementos de flujo Δf_k con la pendiente de las pérdidas para el tramo correspondiente que, junto a los parámetros de conductancia (g_k) y susceptancia (b_k), dan lugar a las pérdidas de transmisión para la línea k . La restricción (2.3.12) limita el flujo de la línea incluyendo las pérdidas. La restricción (2.3.13) limita los tramos a las L -ésima parte del flujo máximo. Las restricciones (2.3.14) y (2.3.15) modela que solo uno de estos flujos se active (positivo o negativo), restringiendo la posibilidad de que haya flujos en ambos sentidos en la línea por medio de la variable binaria n_l^f . Notar que, en caso de estar activa, habilita el flujo en el sentido positivo. Al estar inactiva, permite el flujo en el sentido negativo.

$$f_k = f_k^p - f_k^n \quad (2.3.9)$$

$$\sum_{l=1}^L \Delta f_k(l) = f_k^p + f_k^n \quad (2.3.10)$$

$$pl_k = \frac{g_k}{b_k^2} \sum_{l=1}^L k(l) \Delta f_k(l); \quad k(l) = (2l-1) \frac{F_k^M}{L} \quad (2.3.11)$$

$$(f_k^p + f_k^n) + \frac{1}{2} pl_k \leq F_k^M \quad (2.3.12)$$

$$0 \leq \Delta f_k(l) \leq \frac{F_k^M}{L} \quad (2.3.13)$$

$$0 \leq f_k^p \leq n_l^f F_k^M \quad (2.3.14)$$

$$0 \leq f_k^n \leq (1 - n_l^f) F_k^M \quad (2.3.15)$$

Las restricciones de adyacencia (2.3.16)-(2.3.19) restringen mediante la variable binaria $n_l^{\Delta f}$ que los Δf_k sean utilizados de acuerdo a la pendiente correspondiente, es decir, tomen solo un tramo en la aproximación. De no existir esta última restricción se podrían considerar pérdidas en más de un tramo de aproximación, llevando a una modelación con pérdidas con poco sentido físico.

$$\Delta f_{k,l} \leq n_l^{\Delta f} \frac{F_k^M}{L}; \quad \forall l = 2, \dots, L \quad (2.3.16)$$

$$\Delta f_{k,l} \leq n_{l+1}^{\Delta f} \frac{F_k^M}{L}; \quad \forall l = 1, \dots, L - 1 \quad (2.3.17)$$

$$n_l^{\Delta f} \leq n_{l-1}^{\Delta f}; \quad \forall l = 2, \dots, L - 1 \quad (2.3.18)$$

$$n_l^f, n_l^{\Delta f} \in \{0, 1\} \quad (2.3.19)$$

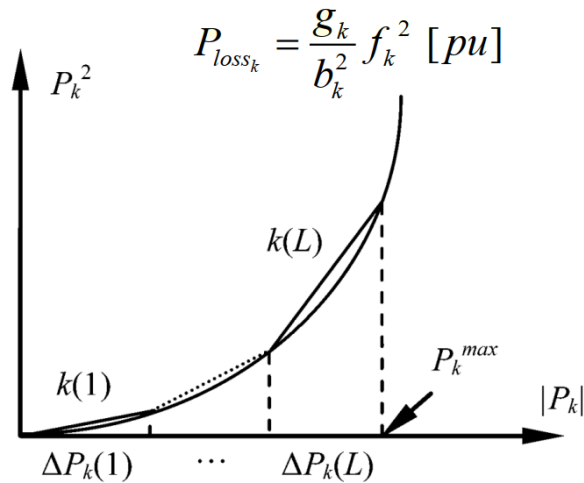


Figura 2.2: Curva de pérdidas linealizada por tramos.

2.4. Formulación matemática del problema de optimización aplicado al modelo PELP del Sistema Eléctrico Nacional

En esta sección se presenta la modelación y formulación matemática del problema de operación aplicado al modelo de la PELP que publican en su página web [2]. La formulación se basa en el problema de predespacho 1-bin de Carrión-Arroyo. Este modelo genera consignas de potencia de los generadores para minimizar los costos de abastecimiento en un intervalo de demanda específico, respetando las restricciones técnicas del sistema. Adicionalmente, se incorpora una variable binaria para el encendido y apagado de líneas de transmisión, permitiendo el *transmission switching*. Esta variable puede usarse para forzar la desconexión de líneas que no estén en servicio según el período de operación simulado. Esta formulación será el caso base para los análisis posteriores.

2.4.1. Función objetivo

En la expresión (2.4.1) se presenta la función objetivo del problema de operación. El objetivo del modelo es la minimización de los costos de producción, costos de encendido y apagado en condiciones normales de operación.

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_t} CF_{g,t} + CU_{g,t} + CD_{g,t} + CENS \cdot \sum_{b \in B} ens_{b,t} \quad (2.4.1)$$

Para el caso, esta función se compone principalmente de cuatro términos. Los primeros tres términos corresponden a los costos variables, costos de encendido y costos de apagado exclusivamente de unidades generadoras térmicas. El cuarto término corresponde al costo de generación de unidades virtuales de energía no suministrada (ENS).

2.4.2. Restricciones

Las restricciones desempeñan un papel fundamental en la viabilidad del modelo, ya que aseguran coherencia con las limitaciones reales que tiene el SEN, contribuyendo a una modelación representativa.

Balance de potencia

La restricción de balance de potencia garantiza que la generación de energía, la demanda y las pérdidas en el sistema estén equilibradas en cada intervalo de tiempo, fundamentando la seguridad del sistema.

$$\sum_{g \in G} p_{g,t} + \sum_{ess \in ESS} (p_{ess,t}^d - p_{ess,t}^c) + \sum_{b \in B} ens_{b,t} = \sum_{b \in B} D_{b,t} + \sum_{k \in L} pl_{k,t}, \quad \forall t \in T \quad (2.4.2)$$

Los términos a la izquierda de la igualdad, en orden, corresponden a la potencia total generada por los generadores conectados al sistema, la potencia de descarga y de carga de baterías y potencia total de generadores de ENS. A la derecha se tiene la suma de todas las demandas del sistema y las pérdidas de todas las líneas de transmisión.

Reserva de potencia

Esta restricción está dada por la ecuación (2.1.8). En la potencia de reserva, la cual está representada por la variable $\bar{p}_{g,t}$, solo participan los generadores térmicos e hidro-embalse. Tanto los generadores renovables como baterías no contribuyen con reserva de potencia al no estar considerados para un eventual control de frecuencia.

A la derecha, el término R_t es el criterio de reserva, el cual toma un valor de 1,1 al considerar un 10 % de capacidad de reserva como criterio general.

Restricciones de generación

Las restricciones de generación modelan las limitaciones técnicas que tienen las unidades generadoras conectadas al sistema, tales como potencias máximas y mínimas de operación, tiempos mínimos de encendido y apagado y rampas de cambio de potencia. En los generadores ERV sólo se incluyen las limitaciones de potencia.

- **Límites de generadores:** Las expresiones (2.1.9) y (2.1.10) representan los límites para la potencia generada $p_{g,t}$ por cada unidad g y su potencia disponible $\bar{p}_{g,t}$. La expresión adicional (2.4.3) representa los límites de potencia generada para generadores de energías renovables variables (ERV), los cuales no son considerados en el criterio de reserva.

$$0 \leq p_{g,t} \leq P_g^M \forall g \in G_{ERV}, \forall t \in T \quad (2.4.3)$$

- **Restricciones de rampas:** Representan limitaciones técnicas de generadores térmicos e hidro-embalse a la tasa de cambio de potencia. Las expresiones que modelan las rampas de las unidades están dadas en las ecuaciones (2.1.11)-(2.1.13) de la Sección 2.1.2. Cabe destacar que según la naturaleza de los datos entregados por la PELP, se permite que en la primera hora de operación (hora cero) las unidades entren en operación sin restricciones de rampa.
- **Tiempos mínimos de encendido y apagado:** La modelación de los tiempos mínimos sigue las restricciones (2.1.14)-(2.1.19) de la Sección 2.1.2.

Las restricciones de tiempos mínimos de encendido y apagado consideran el estado inicial de las unidades y el tiempo que llevan encendidas (o apagadas) en la primera hora de la operación a simular. Como la PELP modela un día tipo por mes del año, se propone que al inicio de cada día (hora cero) todas las unidades se han mantenido apagadas durante un tiempo mayor a cada uno de sus tiempos mínimos de apagado.

Cabe destacar que la PELP entrega información de tiempos mínimos de encendido/apagado solo para los generadores térmicos del SEN, por lo que estas restricciones tienen validez exclusivamente para estas unidades.

- **Restricciones de generación de energías renovables:** La PELP posee perfiles de generación de energías renovables ($Gen_{g,t}$) que limitan la potencia máxima que entregan los generadores ERV.

$$0 \leq p_{g,t} \leq Gen_{g,t} \quad \forall g \in G_{ERV}, \forall t \in T \quad (2.4.4)$$

- **Variables binarias de activación de unidades generadoras:** Se añade una variable binaria de encendido para cada generador térmico conectado al SEN, siguiendo la ecuación (2.1.20)

Restricciones de transmisión

Los flujos de potencia en las líneas de transmisión son modelados mediante los factores de sensibilidad SF (*Shift-Factors*) y PTDF (*Power Transfer Distribution Factors*) del sistema eléctrico. La formulación completa del problema incluye la capacidad de desconexión de líneas (transmission switching) y pérdidas de transmisión.

- **Flujo máximo incluyendo transmission switching:** En la expresión (2.4.5) se define el flujo de potencia $f_{k,t}$ en la línea k para el periodo de tiempo t siguiendo la relación $f = SF \cdot P_N$, donde la potencia neta por barra (P_N) se calcula considerando los siguientes componentes:
 - $C_g p_{g,t}$ representa la generación de las unidades convencionales.
 - $C_{gens} ens_{ens,t}$ es la generación de las unidades virtuales asociadas a la energía no suministrada.
 - $C_{gESS} (p_{ess,t}^d - p_{ess,t}^c)$ es la potencia aportada por carga y descarga de baterías.
 - $D_{b,t}$ es la demanda en la barra b el periodo t .
 - $0,5 \cdot |A| pl_{k,t}$ considera las pérdidas en la línea de transmisión k .
 - $[I - PTDF] f_{k,t}^{ts}$ es el término relacionado con Transmission Switching, donde los flujos virtuales de líneas están representados por $f_{k,t}^{ts}$.

Las restricción (2.4.6) establece que el los flujos de cada línea no deben superar su capacidad máxima, considerando la posibilidad de desconexión mediante la variable binaria de activación $s_{k,t}^{ts}$. La restricción (2.4.7) permite la modelación de la desconexión de la línea utilizando la técnica de big-M. Esta relación establece que el flujo virtual en la línea de transmisión a desconectar debe ser limitado por un valor M , el cual es una cota superior suficientemente grande para garantizar que el flujo virtual pueda tomar cualquier valor. En caso de que no ocurra desconexión, la variable binaria se activa haciendo que los flujos virtuales en estas líneas sean cero.

$$f_{k,t} = SF \left[C_g p_{g,t} + C_{gESS} (p_{ess,t}^d - p_{ess,t}^c) + C_{gens} ens_{ens,t} - D_{b,t} - 0,5 \cdot |A| pl_{k,t} - [I - PTDF] f_{k,t}^{ts} \right] \quad (2.4.5)$$

Donde, $I = [I]_{nl \times nb}$ es la matriz identidad.

$$|f_{k,t}| \leq s_{k,t}^{ts} F^M \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (2.4.6)$$

$$|f_{k,t}^{ts}| \leq (1 - s_{k,t}^{ts}) M \quad \forall k \in K, \forall t \in T \quad (2.4.7)$$

- **Pérdidas:** En esta formulación se utilizan pérdidas linealizadas en las líneas de transmisión para simplificar la formulación y facilitar la solución en el problema MILP. Estas restricciones se detallan en las expresiones (2.3.9)-(2.3.19) de la Sección 2.1.2

Cabe destacar que las pérdidas solo se asocian a la variable de flujo de líneas $f_{k,t}$ y no se consideran para los flujos virtuales $f_{k,t}^{ts}$.

Restricciones de almacenamiento

La principal ventaja de las baterías es desarrollar capacidad de almacenamiento de energía a la red eléctrica. A medida que la energía renovable a gran escala se integre en el SEN, los sistemas de almacenamiento de energía (ESS, por sus siglas en inglés) pueden representar un eslabón crucial entre las cadenas de suministro y demanda de energía, lo que convierte a los ESS en el elemento clave para aumentar la penetración de energía renovable en la red. En este contexto, las restricciones se centran en el uso de baterías, categorizadas en corto y largo plazo. La distinción se establece según la capacidad de la batería para suministrar energía durante períodos prolongados, con la clasificación de largo plazo aplicada a aquellas capaces de operar a potencia máxima durante más de 10 horas continuas. A pesar de esta distinción, las ecuaciones (2.2.1)-(2.2.7) abordan ambas categorías en un conjunto único.

2.5. Criterio de reducción aplicado a la formulación matemática.

En esta sección se presenta la formulación matemática del problema de operación en el SEN con un enfoque reducido que simplifica ciertos aspectos del modelo completo anteriormente descrito, con la finalidad de reducir el coste computacional de la simulación. La reducción de tanto la formulación como de los elementos del sistema eléctrico puede ser controlada por un usuario.

La formulación reducida elimina variables y restricciones asociadas a tiempos mínimos de los generadores térmicos, así como las relacionadas con las rampas de generadores térmicos. Además, se realiza una reducción de la modelación del SEN, la cual puede ser controlada por el usuario:

- **Agrupación de generación renovable variable por tipo de tecnología en cada barra:** En lugar de representar individualmente cada generador ERV en cada barra, la formulación reducida considera un generador equivalente para cada tipo de tecnología de ERV por barra. Esto simplifica la representación del modelo sin perder de vista la diversidad de tecnologías presentes en el sistema eléctrico.

De esta forma, el generador equivalente por tecnología para una barra en específico queda modelado por las restricciones técnicas (2.5.1) - (2.5.3):

- Potencia máxima:

$$P_{tec,b}^M = \sum_{g \in G_{ERV} \cap tec} P_g^M, \quad \forall tec \in TEC, \quad \forall b \in B \quad (2.5.1)$$

- Potencia mínima:

$$P_{tec,b}^m = 0, \quad \forall tec \in TEC, \quad \forall b \in B \quad (2.5.2)$$

- Perfil renovable:

$$Gen_{tec,b,t} = \sum_{g \in G_{ERV} \cap tec} Gen_{g,t}, \quad \forall tec \in TEC, \quad \forall b \in B, \quad \forall t \in T \quad (2.5.3)$$

Donde,

- $P_{tec,b}^M$ es la potencia máxima de cada generador equivalente por tecnología ERV tec conectado a la barra b .

- $P_{tec,b}^m$ es la potencia mínima de cada generador equivalente por tecnología ERV tec conectado a la barra b .
 - $Gen_{tec,b,t}$ es el perfil renovable del generador equivalente por cada tecnología tec conectado a la barra b .
 - TEC es el conjunto de las distintas tecnologías renovables.
- **Agrupación de baterías por barra:** El usuario puede agrupar las baterías modeladas por barra, diferenciando entre aquellas de largo y corto plazo. Esta agrupación facilita la gestión y análisis de las baterías al considerarlas como un único elemento equivalente por tipo, simplificando así la complejidad del modelo. Para la agrupación, se considera que tanto la capacidad total, como la potencia máxima de la batería equivalente es la suma de la capacidad y potencia máxima de las baterías conectadas en la barra, respectivamente. Para la eficiencia de la batería equivalente se realiza un promedio ponderado entre las baterías conectadas en la barra según la capacidad de carga de cada una de ellas, como muestra la ecuación (2.5.4).

$$\eta_{eq,b} = \frac{\sum_{ess \in ESS} s_{ess}^M \cdot \eta_{ess}}{\sum_{ess \in ESS} s_{ess}^M}, \quad \forall ess \in ESS, \quad \forall b \in B \quad (2.5.4)$$

- **Agrupación de líneas de transmisión:** El usuario tiene la posibilidad de agrupar las líneas de transmisión que tienen nodos de salida y llegada iguales. Esta simplificación permite un manejo más eficiente del modelo al reducir la redundancia en la representación de las conexiones entre nodos, sin perder la capacidad de controlar la transmisión de energía en el sistema. La agrupación se realiza con la suma en paralelo de resistencia y reactancia de las líneas implicadas. La capacidad máxima de la línea equivalente es la suma de las capacidades individuales de las líneas agrupadas.

La formulación reducida proporciona una representación concisa del problema de operación en el SEN, permitiendo un análisis computacional eficaz y específico para cada escenario. Al eliminar el detalle del modelo completo, se logra una mayor rapidez en la resolución, enfocado en los aspectos clave del sistema eléctrico.

2.5.1. Función objetivo

En la expresión (2.5.5) se presenta la función objetivo del problema reducido. El parámetro binario s_{CUD} se utiliza para activar o desactivar la adición de los costos de encendido y apagado de las unidades generadoras dentro de la función objetivo.

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{g \in G_t} CF_{g,t} + s_{CUD} \cdot (CU_{g,t} + CD_{g,t}) + CENS \cdot \sum_{b \in B} ens_{b,t} \quad (2.5.5)$$

2.5.2. Restricciones

Las restricciones de la formulación reducida permiten asegurar coherencia en los resultados en un entorno reducido del sistema. A continuación se detallan los cambios en referencia a la formulación completa de

la sección 2.4.

Balance de potencia

En la formulación reducida, la restricción de balance de potencia permite al usuario elegir implementar o no las pérdidas de transmisión, representado por el parámetro binario s_{pl} .

$$\sum_{g \in G} p_{g,t} + \sum_{ess \in ESS} (p_{ess,t}^c - p_{ess,t}^d) + \sum_{b \in B} ens_{b,t} = \sum_{b \in B} D_b + s_{pl} \cdot \sum_{k \in L} pl_{k,t} \quad \forall t \in T \quad (2.5.6)$$

2.5.3. Reserva de potencia

La restricción de balance se mantiene invariante en la formulación reducida, según la ecuación (2.4.2).

2.5.4. Restricciones de generación

En la formulación reducida de las restricciones de generación, las unidades generadoras térmicas se mantienen sin cambios, mientras que existe la opción de que las unidades renovables sufran una reducción si así lo decide el usuario. En este proceso de condensación, los generadores renovables de cada tecnología y barra se agrupan en una sola entidad. La potencia máxima de estos generadores agrupados se define por la capacidad instalada total en la barra para cada tecnología.

Además, se elimina la consideración de rampas y tiempos mínimos en los generadores térmicos. Esta simplificación se debe a que dichas restricciones, aunque importantes, representan un peso computacional significativo y su ausencia no compromete de manera considerable la precisión del modelo. Este ajuste permite agilizar los cálculos y la simulación, focalizando los recursos computacionales en otros aspectos críticos de la operación del sistema eléctrico.

2.5.5. Restricciones de transmisión

En la formulación del MSO, las restricciones de transmisión se mantienen inalterables en su esencia, pero se otorga al usuario la capacidad de decidir si aplicar o no las restricciones de pérdidas en las líneas a través de la variable binaria s_{pk} . Esta opción brinda flexibilidad para ajustar el nivel de detalle y complejidad del modelo según las necesidades específicas de cada estudio, lo cual es crucial para optimizar el balance entre precisión y coste computacional. Así, los elementos que componen las restricciones de transmisión, tales como generadores y líneas, pueden ser simplificados o reducidos por el usuario, facilitando una modelación y simulación más eficientes dentro del espectro de análisis requerido. Se mantienen restricciones de flujo máximo por las líneas de transmisión, sean o no reducidas.

Flujo máximo incluyendo Transmission Switching

$$f_{k,t} = SF \left[C_g p_{g,h} + C_{gESS} (p_{ess,t}^d - p_{ess,t}^c) + C_{gens} ens_{ens,h} - D_t - s_{pk} \cdot 0,5 \cdot |A| pl_{k,h} - [I - PTDF] f_k^{ts} \right] \quad (2.5.7)$$

Pérdidas

Las pérdidas de transmisión pueden incluirse o no en el modelo, por lo que no sufren ningún cambio respecto de las restricciones (2.3.9) - (2.3.19).

2.5.6. Restricciones de almacenamiento

Las restricciones de almacenamiento no sufren ningún cambio en la formulación respecto de las restricciones (2.2.1) - (2.2.7). Sin embargo, los elementos pueden verse reducidos según lo mencionado en este capítulo.

Capítulo 3

Aplicación y análisis de la formulación al Sistema Eléctrico Nacional modelado por la PELP

En este capítulo se implementa y analiza la formulación del modelo para el Sistema Eléctrico Nacional modelado por la PELP. Se presentan los detalles de la configuración del modelo, los parámetros iniciales y los resultados obtenidos. Este análisis incluye una comparación entre el desempeño de la formulación caso base y una versión reducida de la formulación y modelo, enfocándose en la eficiencia computacional y la precisión de las simulaciones.

3.1. Aplicación de la formulación al SEN: Caso base

En esta sección se implementa la formulación presentada en el capítulo anterior al SEN. La finalidad de esta aplicación es realizar simulaciones detalladas que permitan verificar la precisión del modelo propuesto en comparación con los resultados directos de la PELP.

En la aplicación de esta formulación, se llevan a cabo simulaciones para evaluar el desempeño del modelo en términos de precisión y eficiencia computacional. Además, se presentarán y analizarán las salidas del programa, proporcionando información detallada sobre la operación del SEN en los diferentes escenarios de condiciones y demandas.

3.1.1. Consideraciones y parámetros iniciales de la formulación

Modelo del Sistema Eléctrico Nacional

En la Figura 3.1 se muestran los elementos totales presentados en el modelo PELP, considerando todo el horizonte de operación y planificación 2020-2060.

Es importante destacar que los elementos mencionados están sujetos a operar únicamente si el año de simulación está dentro de su rango anual de servicio. Además, algunos elementos, generador y líneas, no

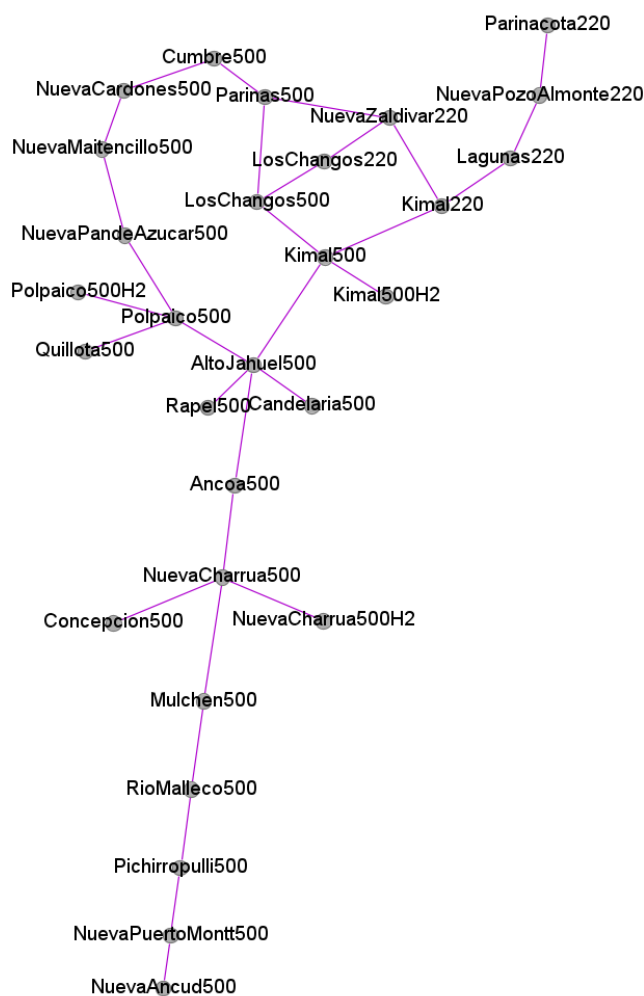


Figura 3.1: Grafo del modelo SEN.

Elemento	Unidades
Barras	29
Líneas	124
Generadores	1386
Baterías	163
Total	1702

Tabla 3.1: Tabla de elementos en la modelación PELP.

operan en todo el horizonte, ya que han sido propuestos en AMEBA como candidatos para planificación, y su construcción es decidida por el programa de optimización. Debido a esto, en ningún momento de la simulación se utiliza la totalidad de los elementos detallados en la Tabla 3.1. En las Figuras 3.2 - 3.4 se muestran los elementos generador modelados por año, donde se observa el aumento progresivo

de unidades renovables, siguiendo la política de transición energética del país para cada escenario de demanda (TA, CN y RL).

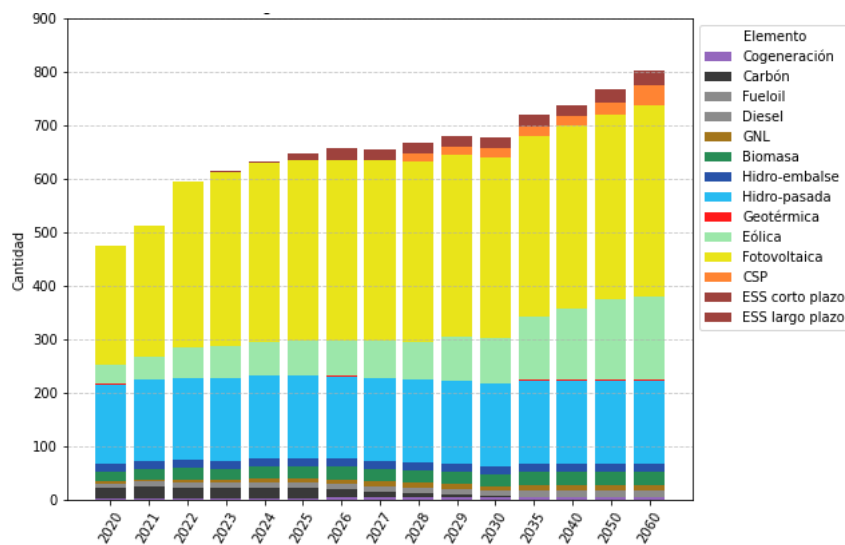


Figura 3.2: Número de unidades modeladas - TA

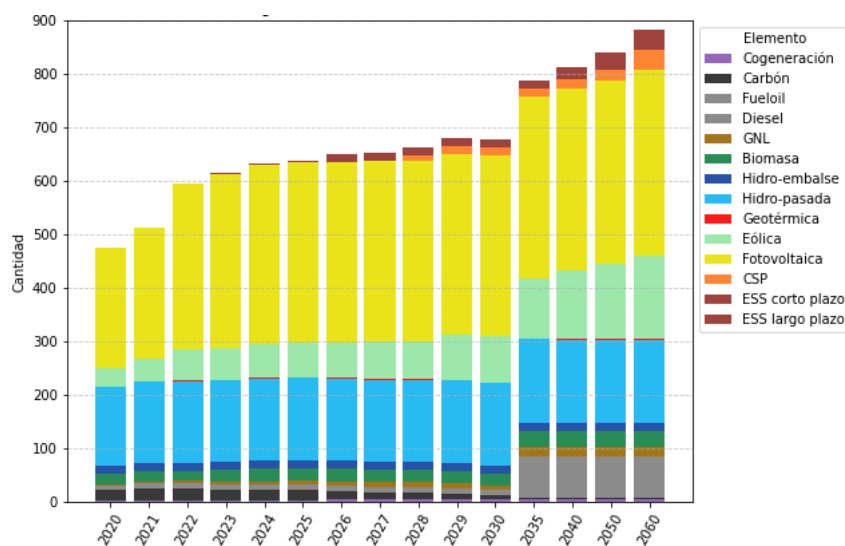


Figura 3.3: Número de unidades modeladas - CN

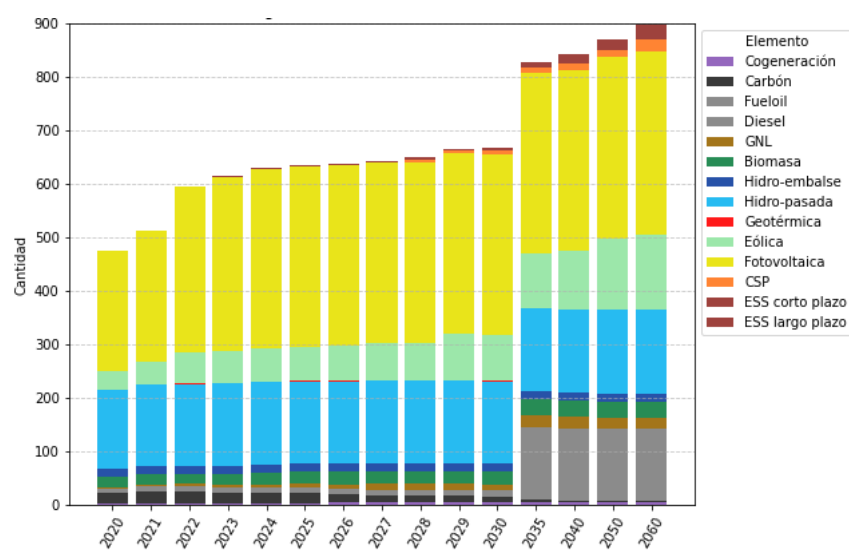


Figura 3.4: Número de unidades modeladas - RL

Demanda

Es esencial resaltar que la PELP proporciona tres escenarios de demanda para los años 2020 al 2060, con diferentes niveles de optimismo respecto al crecimiento energético del país. Cada escenario incluye un perfil de demanda único. Además, es relevante mencionar que la PELP modela la demanda horaria del SEN mediante la representación de 12 días tipo al año. En la Figura 3.5 se muestran las proyecciones de demanda para cada escenario.

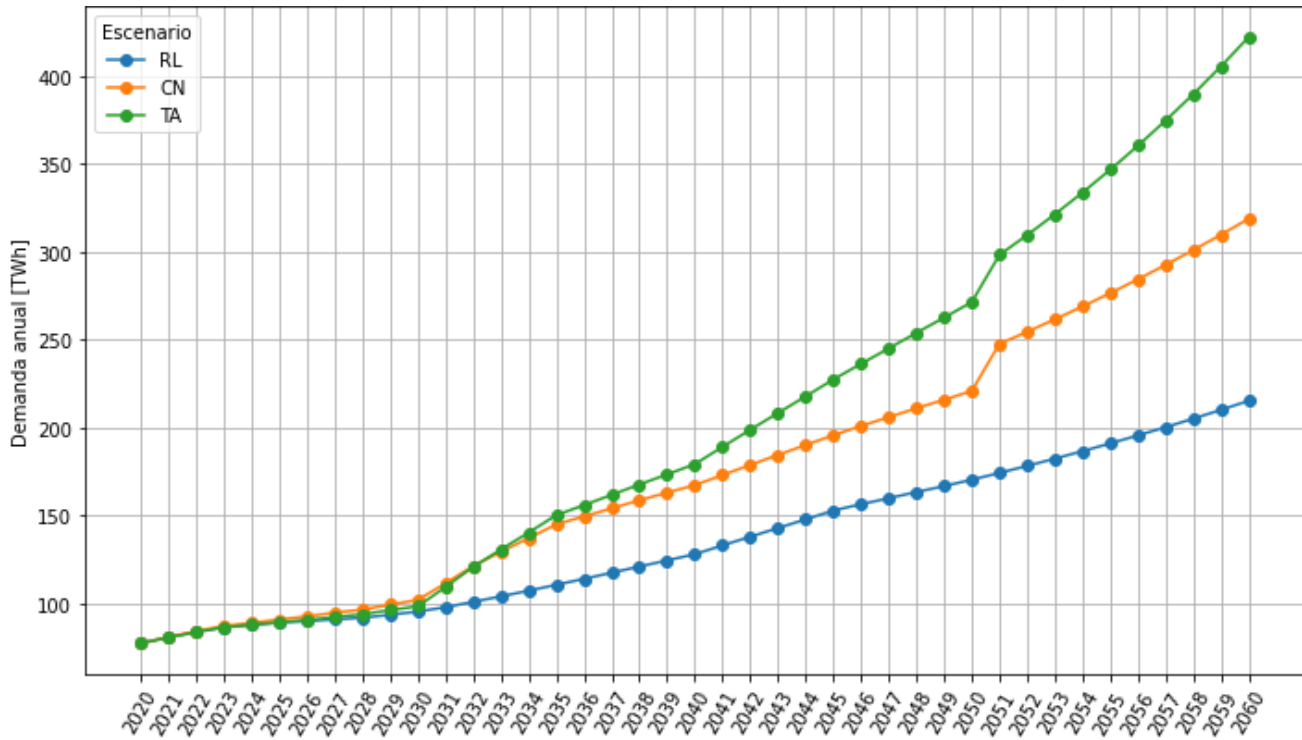


Figura 3.5: Demanda total anual base de datos PELP por escenario.

Parámetros del solver Gurobi

Los parámetros de simulación son fundamentales para ajustar el comportamiento del solver, según las características específicas del modelo y los objetivos de la simulación. Gurobi ofrece una amplia gama de parámetros que permiten controlar aspectos críticos del proceso de optimización, como la precisión de la solución, la velocidad de convergencia y el uso de recursos computacionales.

En este estudio, se han configurado los siguientes parámetros de Gurobi con el objetivo principal de hacer una primera reducción del tiempo de las simulaciones del SEN:

- **m.Params.FeasibilityTol:** Este parámetro establece una tolerancia de factibilidad, permitiendo que las soluciones puedan estar ligeramente fuera de las restricciones. Al relajar estas restricciones, se acelera el proceso de obtención de soluciones viables, lo que es beneficioso cuando se busca una aproximación rápida. Para este caso, se utiliza una tolerancia de 0,01. Los valores permitidos se encuentran en el rango de $[10^{-9}, 10^{-2}]$.

- **m.Params.Heuristics:** Este parámetro controla el nivel de heurísticas utilizadas para buscar soluciones iniciales factibles en un problema de optimización. Las heurísticas pueden ayudar a encontrar soluciones rápidamente, pero en este caso se desactivan (valor 0) para priorizar una búsqueda sistemática. Los valores permitidos están en el rango de $[0, 1]$, donde 0 desactiva las heurísticas y 1 las utiliza en su máximo nivel.
- **m.Params.Cuts:** Este parámetro regula el nivel de cortes que se aplican durante la solución de problemas de programación entera-mixta (MIP). Los cortes ayudan a mejorar la relajación lineal del modelo, acelerando la convergencia. En este caso, se selecciona un nivel moderado de cortes (2), que proporciona un balance entre eficiencia computacional y calidad de las soluciones. Los valores posibles son -1 (desactivado), 0 (automático), 1 (bajo), 2 (moderado) y 3 (agresivo).
- **m.Params.Presolve:** Este parámetro activa técnicas de presolución que simplifican el modelo eliminando redundancias antes de su resolución. Para este caso, se utiliza un nivel agresivo (2), lo cual optimiza el tiempo de cálculo. Los valores permitidos son -1 (desactivado), 0 (automático), 1 (bajo) y 2 (agresivo).
- **m.Params.Method:** Este parámetro define el método utilizado para resolver el problema, seleccionando entre estrategias como primal, dual o barrier. En este caso, se utiliza el valor 3, que permite a Gurobi elegir automáticamente el método más eficiente para cada instancia. Los valores posibles son -1 (automático), 0 (primal simplex), 1 (dual simplex), 2 (barrier) y 3 (automático avanzado).
- **m.Params.MIPFocus:** Este parámetro dirige el enfoque del solucionador en un área específica del problema. Un valor de 2 prioriza la reducción del *gap* de optimalidad, permitiendo aproximarse rápidamente al óptimo. Los valores permitidos son 0 (balanceado), 1 (encontrar soluciones factibles rápidamente), 2 (minimizar el *gap*) y 3 (resolver al óptimo).
- **m.Params.Threads:** Este parámetro especifica el número de hilos de procesamiento que Gurobi puede utilizar de forma paralela durante la solución del problema. En este caso, se configuran 8 hilos, maximizando el uso del paralelismo para reducir los tiempos de cálculo. Es importante destacar que, en el caso de la licencia académica WLS, el número máximo de hilos permitido está limitado a 8. Los valores permitidos son enteros positivos, determinados por la capacidad del hardware disponible, aunque esta limitación puede variar según la licencia utilizada.
- **m.Params.TimeLimit:** Este parámetro define el tiempo máximo en segundos que puede emplearse para resolver el modelo en cada uno de los 12 pasos de simulación. En este caso, se establece un límite de 300 segundos (5 minutos). Los valores permitidos son mayores o iguales a 0.
- **m.Params.MIPGap:** Este parámetro fija un umbral para el *gap* de optimalidad, deteniendo la resolución del problema cuando la diferencia entre la solución actual y el óptimo conocido alcanza un porcentaje especificado. En este caso, se utiliza un *gap* del 5 % (0,05), logrando un balance entre precisión y tiempo de cálculo. Los valores permitidos están en el rango de $[0, 1]$.

Los parámetros específicos del solver Gurobi han sido cuidadosamente seleccionados para optimizar el rendimiento y la precisión en función de las características del problema. Estos ajustes son esenciales para balancear el tiempo de cálculo con la calidad de la solución obtenida.

3.1.2. Simulación

Esta simulación se realiza dentro del entorno del MSO, lo que implica que los resultados dependen en gran medida de la configuración del entorno de software, la potencia del hardware utilizado, la versión del solver Gurobi implementado y los parámetros específicos configurados para Gurobi según las necesidades del problema.

La capacidad del hardware, como la cantidad de núcleos del procesador y la memoria RAM disponible, juega un rol crucial en la velocidad de cálculo y en la capacidad para manejar problemas complejos. Estos factores combinados determinan tanto el tiempo de ejecución como la viabilidad de resolver problemas de gran tamaño y complejidad.

Por lo tanto, se debe tener en cuenta que cualquier cambio en estas configuraciones, ya sea en el software, hardware, o en los parámetros del solver, podría influir en los resultados obtenidos, afectando el tiempo de cálculo, la precisión y la factibilidad de la solución. La siguiente sección detalla las configuraciones específicas de hardware, software y los parámetros de Gurobi utilizados en esta simulación, proporcionando un contexto claro para la interpretación de los resultados.

Configuración del hardware

El problema de optimización se ejecutó en un equipo con las especificaciones de hardware entregados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Hardware en que se ejecuta el MSO

Componente	Especificación
Arquitectura	AMD64
Procesador	AMD Ryzen 5 3600
Nº de núcleos	6
Nº de hilos	12
Memoria RAM total	16 GB

Configuración del software

El problema de optimización se formuló en un entorno con la configuración de software dado en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Software utilizado en la ejecución del MSO

Componente	Versión
Sistema Operativo	Windows 10
Versión de Python	3.11.3
Versión de Gurobi	10.0.3

Parámetros del MSO

En esta sección, se describen los parámetros utilizados en la formulación del MSO. Estos parámetros han sido seleccionados para garantizar una representación adecuada del sistema eléctrico, permitiendo ajustes que balancean precisión y eficiencia computacional. A continuación, se presentan los parámetros considerados, sus valores admisibles y las decisiones tomadas:

- **start_cost**: Este parámetro controla la inclusión de los costos de encendido de las unidades generadoras en la función objetivo. Los valores admisibles son **True** (habilitado) o **False** (deshabilitado). Para esta simulación, se eligió **True**, ya que la incorporación de estos costos permite una representación más realista de los costos operacionales, considerando las decisiones de encendido y apagado de las unidades.
- **mintime**: Este parámetro define si se incluyen restricciones de tiempos mínimos de operación para las unidades generadoras. Los valores posibles son **True** o **False**. En esta simulación, se seleccionó **False** para evitar un aumento significativo en el tiempo de simulación y mantener una coherencia metodológica con la PELP, que no considera esta restricción en su modelación.
- **ramp**: Este parámetro establece si se aplican restricciones de rampa, que limitan la tasa de cambio en la producción de las unidades generadoras. Los valores admisibles son **True** o **False**. Se optó por **False**, dado que las rampas no son modeladas en la PELP y su inclusión no es necesaria para la comparación.
- **ess_un_bin**: Este parámetro indica si el almacenamiento de energía mediante baterías se modela con una formulación que incluye variables binarias. Los valores disponibles son **True** o **False**. Para el caso base, se utilizó **False**, empleando la formulación base que se adapta al contexto del análisis.
- **perd**: Este parámetro controla si se modelan las pérdidas de transmisión en el sistema. Los valores admisibles son **True** o **False**. Se seleccionó **True** para incluir una modelación lineal por tramos de las pérdidas, ya que estas representan un aspecto crítico en la operación del sistema eléctrico y son esenciales para obtener resultados precisos.
 - **L**: Este subparámetro depende de la activación de **perd** y define el número de tramos utilizados en la modelación lineal de las pérdidas de transmisión. Los valores posibles son enteros positivos. En esta simulación, se eligió 2, un valor que equilibra precisión y complejidad computacional.
- **factor_costo_ens**: Este parámetro ajusta el valor del *VoLL* (Value of Lost Load) mediante un factor multiplicativo del costo del generador térmico más caro. Los valores admisibles son mayores que cero. En esta simulación, se eligió un valor de 3, que penaliza severamente la falta de suministro energético, asegurando que se priorice la cobertura de la demanda.

3.1.3. Resultados

El objetivo principal del MSO es reportar la generación y capacidad instalada por tecnología para cada año simulado. La capacidad instalada anual se obtiene directamente del plan de obras detallado en los resultados de la PELP. En esta sección se han simulado todos los años modelados por la PELP, los cuales

se componen de 12 días tipo mensuales, correspondientes a días tipo de cada mes con resolución horaria.

Los resultados obtenidos muestran las variaciones en la generación por tecnología a lo largo de los años simulados. En términos generales, se observa un aumento progresivo en la participación de tecnologías renovables, como la eólica y la solar fotovoltaica, en concordancia con la política de transición energética del país. Al mismo tiempo, la generación térmica, particularmente a base de carbón, disminuye significativamente conforme se avanza hacia años posteriores, reflejando el retiro paulatino de estas plantas.

Resultados de operación de la PELP obtenidos por el Ministerio

A continuación, se muestran los resultados obtenidos directamente desde la simulación de la PELP realizada por el Ministerio de Energía para los tres escenarios: TA, CN y RL.

En los resultados mostrados se ha decidido excluir los resultados referentes a los sistemas de almacenamiento de energía mediante BESS en los análisis, debido a la forma en que la PELP trata estas tecnologías. En la modelación operacional del sistema, las baterías son consideradas como elementos de generación, ya que la energía suministrada por ellas se contabiliza de manera similar a la generación directa de electricidad. Sin embargo, esta clasificación no refleja con precisión la realidad operativa, ya que las baterías no generan energía por sí mismas, sino que dependen de otras fuentes de generación para su carga. Por tanto, el suministro energético proporcionado por las baterías en realidad proviene de otras tecnologías que generan electricidad a partir de recursos energéticos primarios.

Dado lo anterior, se ha optado por enfocar los resultados únicamente en las tecnologías que realmente generan electricidad a partir de fuentes energéticas, con la finalidad de evitar una interpretación errónea de los aportes energéticos de las BESS. Esta decisión permite una visión más precisa de la capacidad de generación del sistema y asegura que los análisis reflejen con mayor fidelidad la realidad operativa del SEN.

Los resultados de la PELP son necesarios para comprobar la precisión y efectividad del MSO. Al comparar los resultados obtenidos de la PELP con los resultados generados por el MSO, se puede validar la exactitud del modelo de simulación y evaluar si el modelo propuesto refleja adecuadamente las condiciones propuestas del modelo del SEN en AMEBA. La correspondencia entre ambos conjuntos de resultados es clave para garantizar que las simulaciones realizadas en el MSO ofrezcan una representación fiel del comportamiento del sistema eléctrico en los distintos escenarios planteados.

En el escenario de TA, se destaca un incremento notable en la participación de ERV, alcanzando más del 50 % de la generación total para el año 2030 y superando el 80 % hacia el año 2060, como se muestra en la Figura 3.6. Este escenario refleja un compromiso fuerte con la descarbonización del sistema energético.

Por otro lado, en el escenario CN (Figura 3.7), aunque también se observa un crecimiento en la capacidad instalada de energías renovables, la reducción en la generación térmica es menos abrupta que en el escenario TA. Sin embargo, para 2050, el sistema logra un balance cercano a la neutralidad de carbono, con una dependencia mínima de los combustibles fósiles.

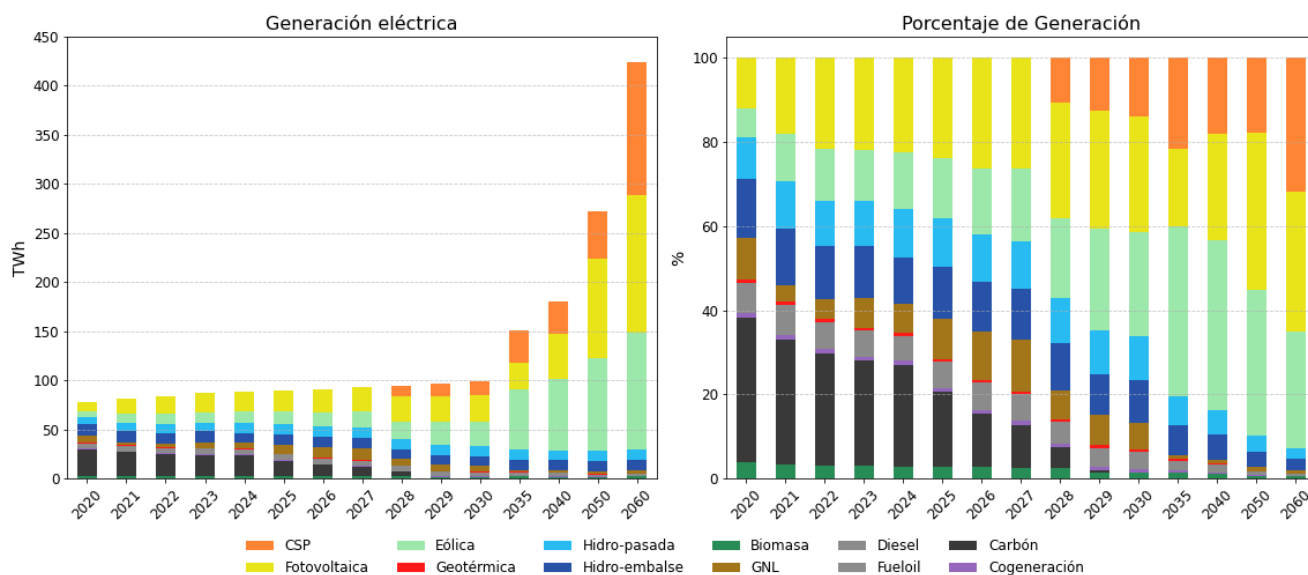


Figura 3.6: Resultado PELP para el escenario TA.

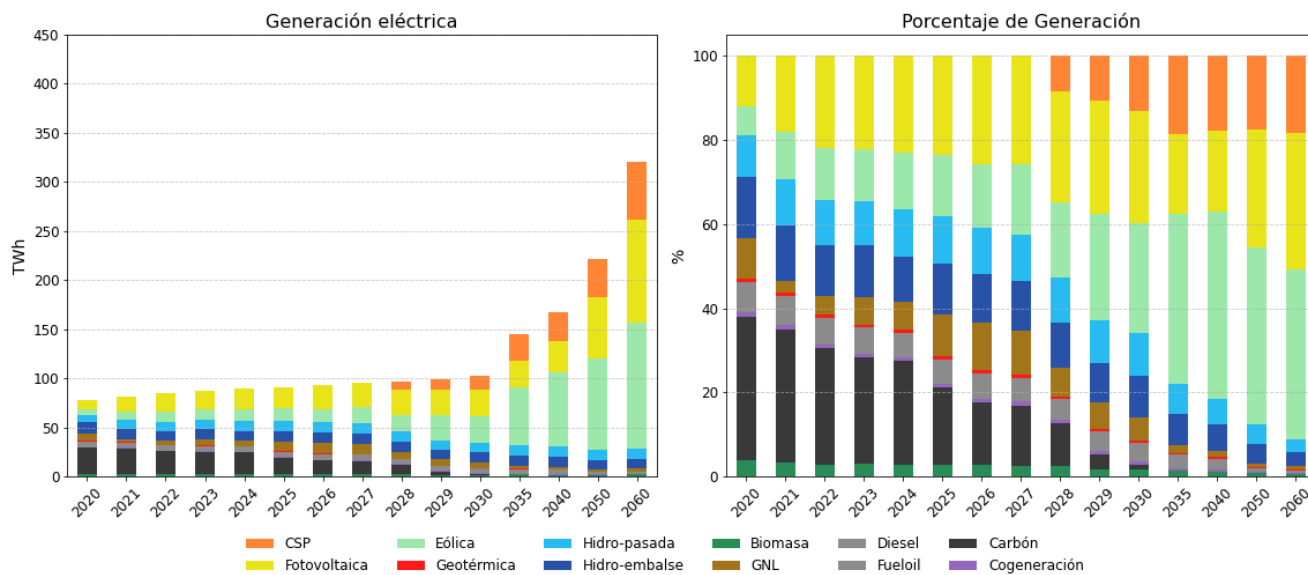


Figura 3.7: Resultado PELP para el escenario CN.

Finalmente, el escenario RL muestra, en la Figura 3.8, una transición más moderada, donde las tecnologías renovables ganan terreno a un ritmo más lento. Para 2060, se alcanza un equilibrio entre las distintas

tecnologías, aunque las energías fósiles siguen teniendo una participación considerable en la matriz de generación.

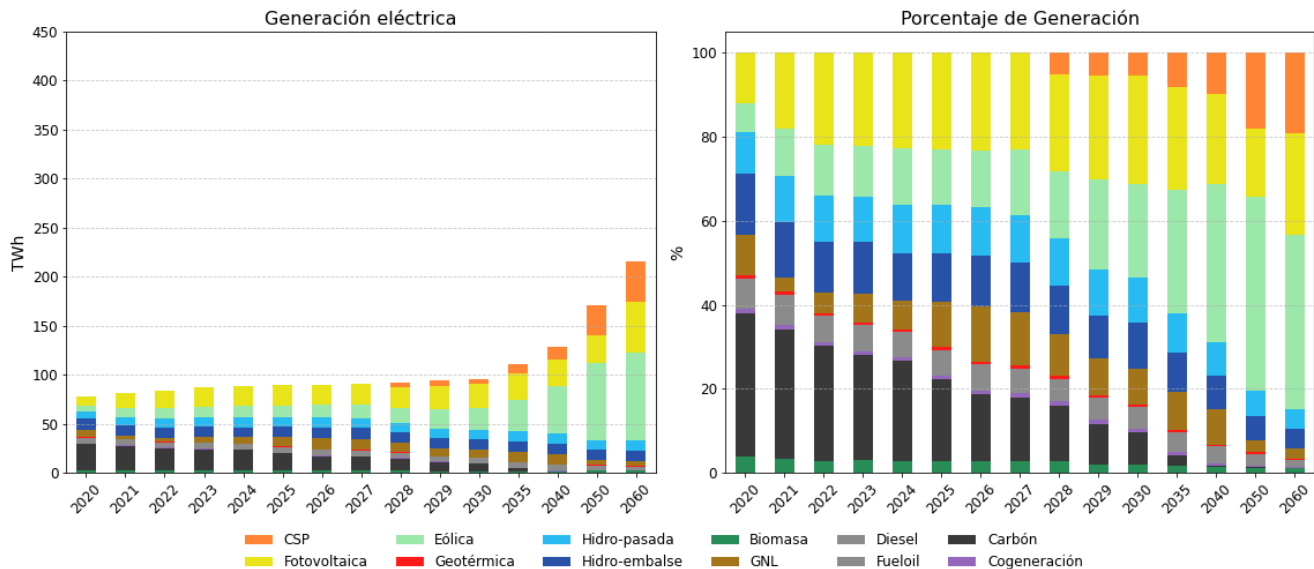


Figura 3.8: Resultado PELP para el escenario RL.

Los gráficos adjuntos detallan la evolución de la generación por tecnología para los diferentes escenarios de simulación, ofreciendo una visión clara de las tendencias a largo plazo en el SEN.

A continuación, se presentarán los resultados obtenidos del MSO y se realizará una comparación detallada con los resultados de la PELP, lo cual permitirá analizar los resultados de ambos modelos y justificar el uso de los parámetros seleccionados en la simulación.

Resultados de la formulación desarrollada (caso base)

En esta sección se presentan los resultados de la formulación caso base para la generación por tecnología. Es importante señalar que los *gaps* (ver Tabla 3.4) varían debido a las limitaciones de tiempo definidas en la Sección 3.1.1. Si bien los resultados de la mayoría de los años fueron obtenidos exitosamente, en los años 2050 y 2060 no fue posible obtener resultados dentro de un tiempo razonable. Esto se debe a que el tamaño del problema de simulación es demasiado grande y las simulaciones no finalizaron incluso después de más de 70 horas de procesamiento (ver Tabla 3.5).

Los resultados para la generación por tecnología en el escenario TA demuestran que la participación de las ERV aumenta de manera progresiva, alcanzando valores similares a los proyectados por la PELP. La reducción en la generación a base de carbón es consistente con el plan de descarbonización, aunque los valores de generación térmica son ligeramente superiores en el MSO debido a la flexibilidad de las restricciones consideradas en el solver. La Figura 3.9 muestra los resultados para este escenario.

La comparación cuantitativa de los resultados de los modelos se detalla en la Sección 3.1.4

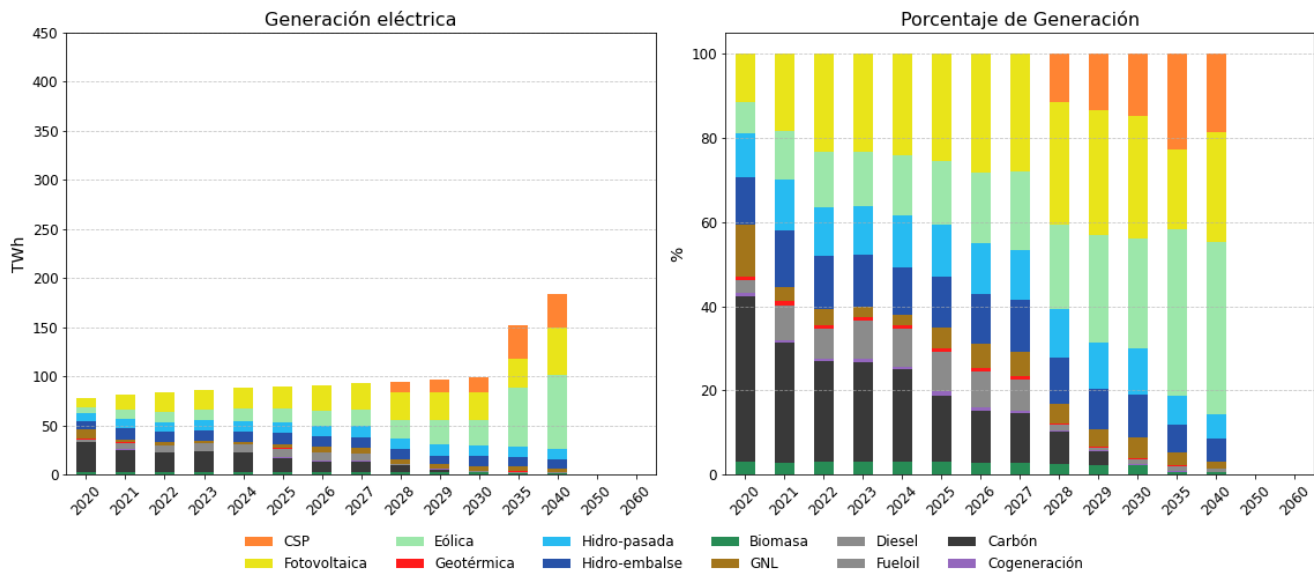


Figura 3.9: Resultado MSO formulación genérica para el escenario TA.

Para el escenario CN, las ERV dominan progresivamente la matriz de generación a partir de la década de 2030, alcanzando niveles de generación similares a los proyectados por la PELP para los años 2050 y 2060. Además, de los resultados se puede verificar que se mantiene un nivel bajo de generación térmica coherente con el plan de descarbonización gradual. La Figura 3.10 presentan los resultados para este escenario.

Para el escenario RL, los resultados del MSO muestran tendencias similares a las de los otros escenarios en cuanto a la creciente participación de las ERV. Sin embargo, el ritmo de transición es más moderado, lo que también se refleja en la generación térmica, que disminuye de forma más gradual en comparación con los otros escenarios. A pesar de esto, las similitudes con los resultados de la PELP son evidentes en las proyecciones a largo plazo. La Figura 3.11 muestran los resultados para este escenario.

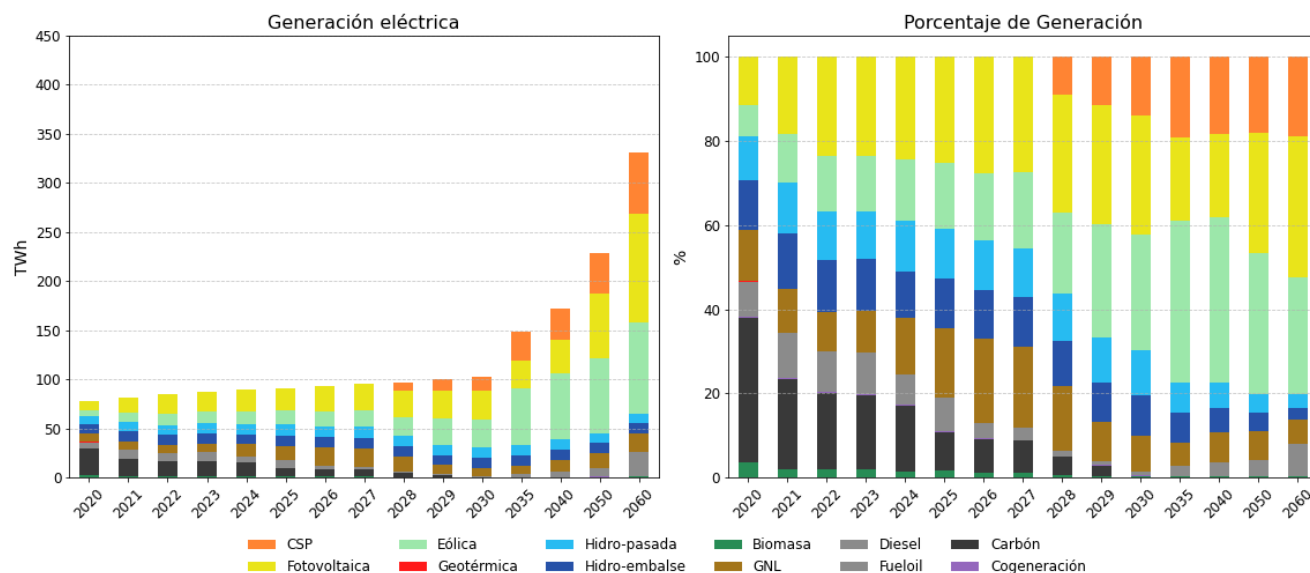


Figura 3.10: Resultado MSO formulación genérica para el escenario CN.

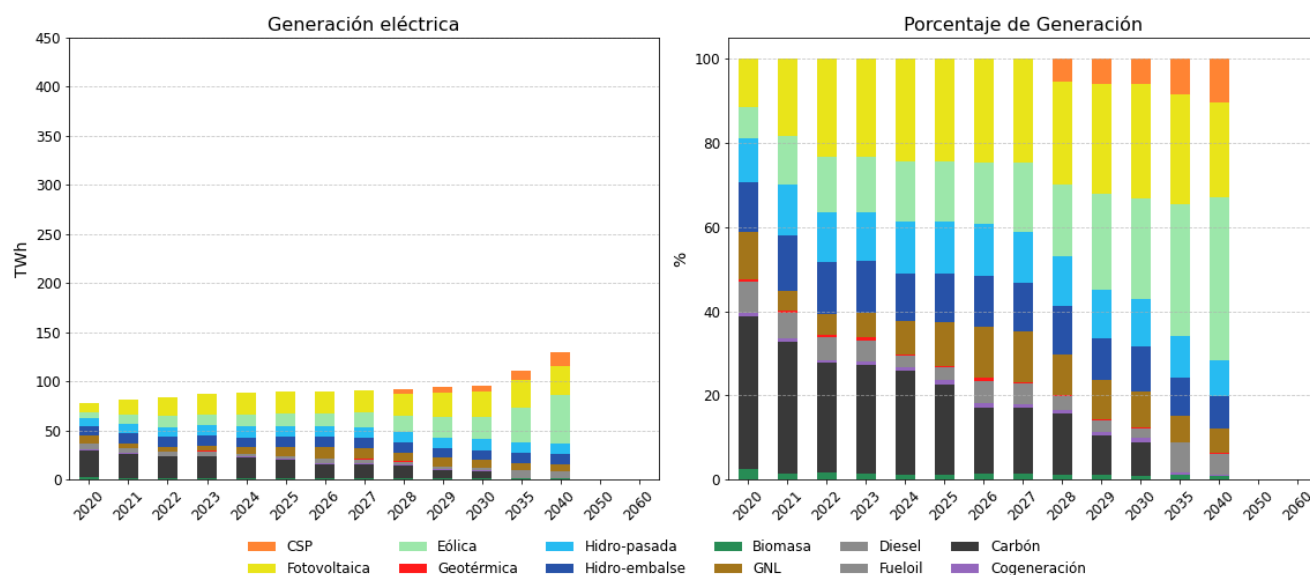


Figura 3.11: Resultado MSO formulación genérica para el escenario RL.

Año	TA	CN	RL
2020	0.03 %	0.33 %	3.26 %
2021	0.41 %	3.24 %	1.82 %
2022	0.52 %	4.27 %	3.40 %
2023	0.75 %	2.31 %	1.62 %
2024	0.82 %	0.76 %	1.71 %
2025	0.67 %	1.86 %	1.25 %
2026	0.25 %	0.55 %	1.04 %
2027	0.41 %	1.32 %	1.45 %
2028	1.61 %	1.46 %	1.16 %
2029	0.82 %	1.87 %	0.55 %
2030	0.95 %	2.46 %	1.32 %
2035	11.13 %	1.66 %	2.32 %
2040	15.61 %	29.18 %	12.55 %
2050	No CV	No CV	No CV
2060	No CV	No CV	No CV

Tabla 3.4: Tabla de *gaps* para resultados MSO formulación genérica.

Año	TA	CN	RL
2020	18.4	18.4	33.0
2021	111.1	199.0	142.6
2022	124.0	749.2	290.3
2023	135.2	644.5	186.5
2024	166.5	199.6	171.4
2025	179.4	355.5	119.7
2026	186.3	193.8	120.9
2027	191.0	198.9	115.8
2028	137.8	154.8	149.8
2029	258.6	577.2	366.9
2030	267.8	826.9	303.9
2035	3194.5	2757.2	561.5
2040	3650.3	3629.5	3686.5
2050	>180000	>180000	>180000
2060	>180000	>180000	>180000

Tabla 3.5: Tiempo de simulación en segundos por año y escenario.

3.1.4. Comparativa de los resultados de la formulación desarrollada y los de la PELP obtenidos por el Ministerio.

En este apartado se presentan las diferencias entre los resultados de ambas simulaciones en términos absolutos y porcentuales, agrupadas por tecnología. Un error positivo en los gráficos indica que el modelo MSO sobrestima la generación anual de una tecnología en comparación con la PELP, mientras que un error negativo implica una subestimación.

1. Comparativa escenario TA

La Figura 3.12 muestra las diferencias absolutas y porcentuales entre las simulaciones del MSO y las proyecciones de la PELP para el escenario TA. En las tecnologías renovables, como la fotovoltaica y la eólica, el MSO presenta sobrestimaciones bajas, con errores porcentuales menores al 2 % para estas tecnologías, lo que indica una proyección ligeramente mayor de su participación futura.

En las tecnologías térmicas, las mayores discrepancias se observan en el GNL, con errores porcentuales que llegan hasta el 6,5 % en 2027, y en el carbón, donde los errores porcentuales se sitúan en un 2,9 % en 2029. Estas diferencias reflejan ajustes relacionados con los cambios proyectados en la participación de estas tecnologías dentro de la matriz energética.

Las hidroeléctricas, tanto hidro-pasada como hidro-embalse, presentan errores porcentuales inferiores al 1 % en todos los años analizados, exceptuando 2020, el cual tiene una subestimación del 2,6 %. Esta comparativa demuestra la representación precisa por parte del modelo en estas tecnologías. De manera similar, otras tecnologías de menor participación, como la biomasa, mantienen errores porcentuales igualmente bajos, sin superar el 1 % en ningún año del horizonte temporal.

En resumen, las diferencias porcentuales más notorias se concentran en las tecnologías renovables y térmicas, mientras que las hidroeléctricas y otras fuentes mantienen errores mínimos, reflejando una buena aproximación en el modelo.

2. Comparativa escenario CN

La Figura 3.13 presenta las diferencias absolutas y porcentuales entre las simulaciones del MSO y las proyecciones de la PELP para el escenario CN. En las tecnologías renovables, como la fotovoltaica y la eólica, el MSO tiende a sobrestimar su generación. Para la fotovoltaica, los errores porcentuales no sobrepasan el 1,7 % de sobreestimación en todo el horizonte, mientras que para la eólica, los errores oscilan alrededor del 1,5 %, exceptuando por el año 2040, donde existe una subestimación del 5 %, mostrando un ajuste razonable entre ambas simulaciones en estas tecnologías.

En las tecnologías térmicas, el carbón muestra subestimaciones importantes, alcanzando errores cercanos al 9 % en los primeros 5 años del horizonte temporal. Luego, este error disminuye, reflejando una menor participación proyectada de esta tecnología en el modelo. El GNL, por su parte, presenta sobrestimaciones de hasta 8,9 % en 2026, destacando una proyección más alta por parte del MSO respecto a la PELP. El diésel muestra diferencias más moderadas, con errores porcentuales cercanos al 4 % en años como 2028, 2029 y 2030.

En cuanto a las hidroeléctricas, tanto las tecnologías hidro-pasada como hidro-embalse presentan errores porcentuales inferiores al 1 % en todos los años posteriores a 2020, indicando una representación precisa de estas tecnologías. Otras fuentes de menor participación, como la biomasa, mantienen errores porcentuales igualmente bajos, no superando el 1 % en ningún año.

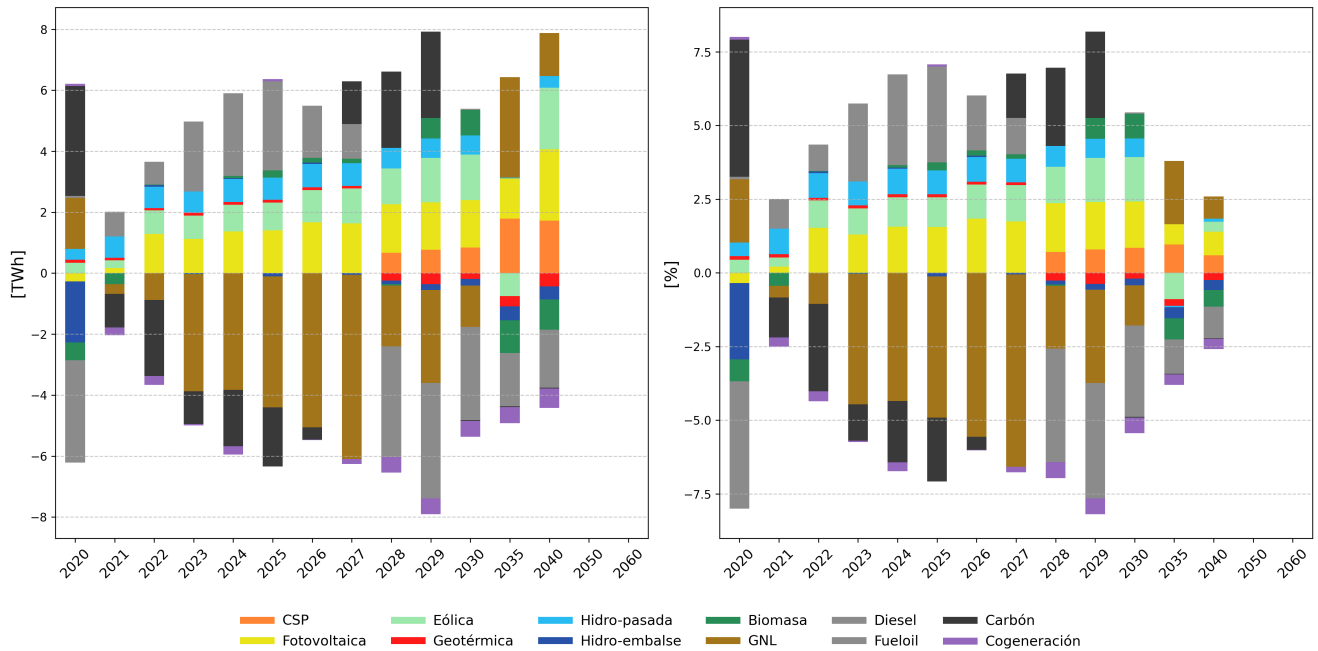


Figura 3.12: Diferencias absolutas y porcentuales por tecnología en el escenario TA.

En resumen, las mayores discrepancias porcentuales se concentran en el carbón, el GNL y las tecnologías renovables, mientras que las hidroeléctricas y otras fuentes presentan errores mínimos, reflejando una adecuada aproximación del modelo en el escenario CN.

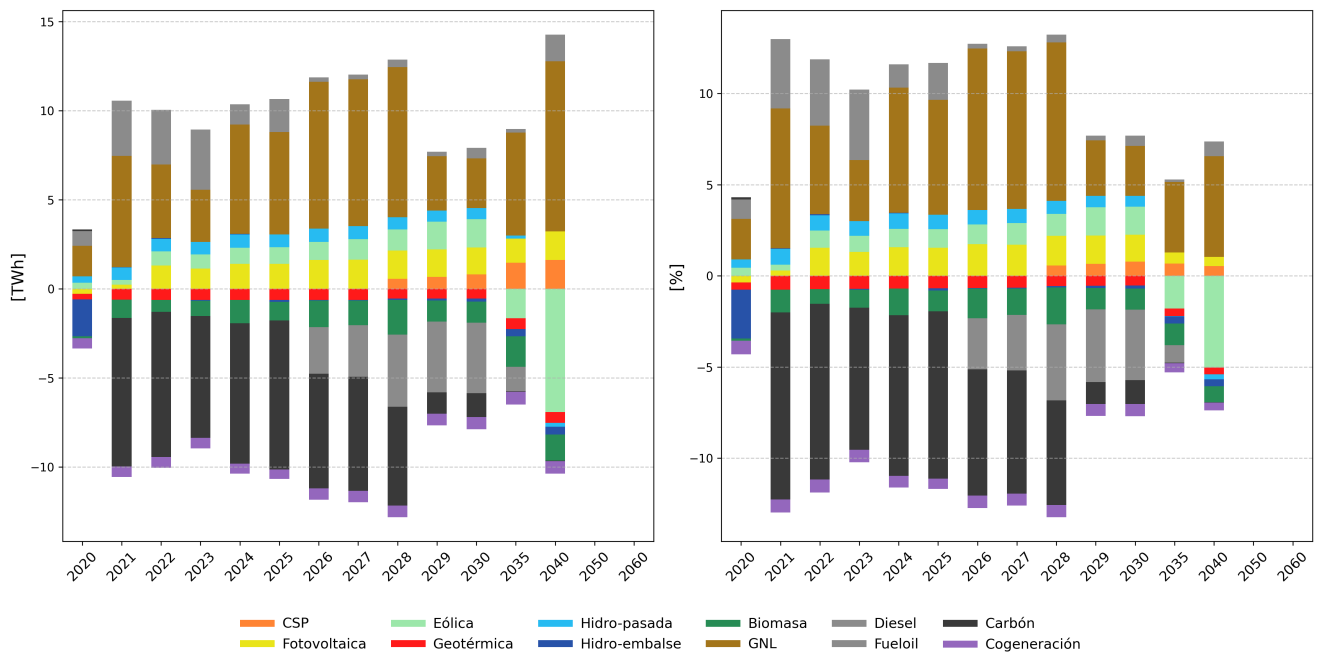


Figura 3.13: Diferencias PELP-MSO en TWh y error porcentual por tecnología en el escenario CN.

3. Comparativa escenario RL

La Figura 3.14 presenta las diferencias absolutas y porcentuales entre las simulaciones del MSO y las proyecciones de la PELP para el escenario RL. En las tecnologías renovables, como la fotovoltaica y la eólica, el MSO muestra una ligera sobrestimación. Para la fotovoltaica, los errores porcentuales alcanzan un máximo cercano al 1,5 % en años como 2024, mientras que en la eólica los errores llegan hasta el 1,8 % como en 2040, reflejando un ajuste razonable entre las proyecciones del MSO y la PELP.

En las tecnologías térmicas, el carbón presenta errores porcentuales que alcanzan valores máximos de aproximadamente 2,6 % en años como 2035, relacionados con las variaciones en su reducción proyectada dentro de la matriz energética. Por otro lado, el GNL presenta diferencias más moderadas, con errores cercanos al 2,8 % en 2035. El diésel, en cambio, mantiene una subestimación porcentual inferior al 3,5 % durante la todos los años analizados.

Las hidroeléctricas, tanto tecnologías hidro-pasada como hidro-embalse, mantienen errores porcentuales bajos, que no superan el 1 % en ningún año del horizonte. De manera similar, tecnologías de menor participación, como la biomasa, presentan errores igualmente bajos, reflejando una buena correspondencia del MSO con las proyecciones de la PELP.

En conclusión, las diferencias porcentuales más notorias se concentran en las tecnologías renovables y térmicas, con valores que no superan el 4 % individualmente.

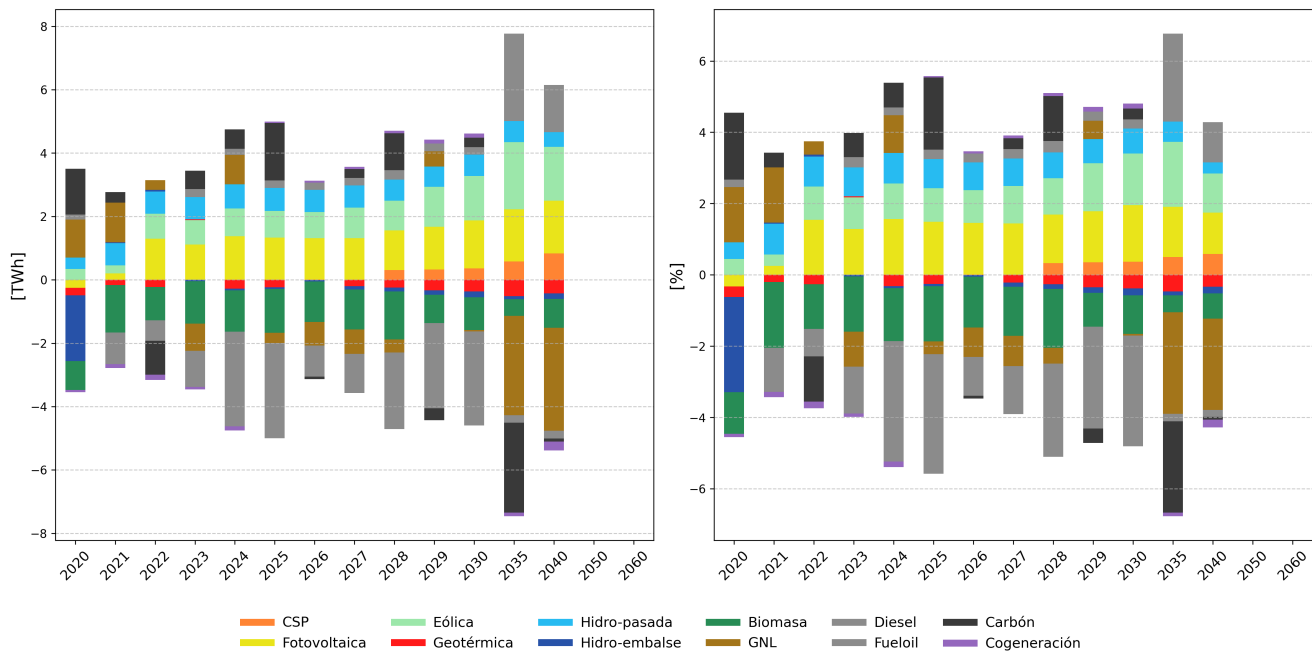


Figura 3.14: Diferencias PELP-MSO en TWh y error porcentual por tecnología en el escenario RL.

En resumen, las comparaciones entre la PELP y el MSO genérico muestran diferencias principalmente en tecnologías térmicas como carbón y GNL, pero estas variaciones son razonables dentro del contexto de la modelación. Por lo tanto, el MSO reproduce adecuadamente las tendencias generales proyectadas por la PELP.

3.2. Aplicación del criterio de reducción al SEN

En este capítulo se desarrolla la implementación de la formulación reducida para la simulación del SEN modelado por la PELP. El objetivo de esta aplicación es comparar los resultados obtenidos mediante la formulación reducida con los resultados de la PELP y con los obtenidos utilizando la formulación caso base. Durante esta aplicación, se llevan a cabo simulaciones para evaluar el desempeño del modelo tanto en términos de precisión como de eficiencia computacional.

3.2.1. Consideraciones y parámetros iniciales del modelo

Modelo del Sistema Eléctrico Nacional

En el modelo se considera una reducción del número de elementos que participan en la optimización empleando la metodología presentada en la Sección 2.5. Esta metodología selecciona elementos representativos de las tecnologías ERV y almacenamiento, asegurando que las características esenciales del sistema eléctrico se mantengan. Esto permite reducir el tiempo de simulación sin que se produzcan impactos significativos en la precisión del modelo.

Elemento	Unidades
Barra	29
Línea	30
Generador	358
Batería	28
Total	445

Tabla 3.6: Tabla de elementos en la modelación MSO reducido.

Todos los elementos representados en la tabla anterior constituyen un máximo de los que estarán disponibles durante la simulación, dado que muchos de ellos entran en operación solo en años específicos. Este enfoque es similar al observado en el capítulo anterior que se refiere a la formulación genérica.

Demanda

La demanda en esta formulación reducida no sufre modificaciones y se mantiene idéntica a la presentada en la sección 3.1.1.

Parámetros de simulación del solver

Los parámetros de simulación son los mismos que los utilizados en la Sección 3.1.1, con la excepción del tiempo de simulación, que se ha ajustado específicamente para este caso.

- `m.Params.TimeLimit`: Para esta simulación, se fijó en 60 segundos por paso, lo que resulta razonable considerando que el problema es más pequeño. Este límite permite completar cada año de simulación en un tiempo estimado máximo de 12 minutos. Es importante señalar que en la práctica, el tiempo total por año nunca ha alcanzado este límite.

Simulación

La simulación se realiza bajo el entorno del MSO, y los resultados y tiempos de simulación dependen de la potencia del software y hardware utilizado. El MSO reducido ha sido simulado en el mismo entorno de simulación detallado en la Sección 3.1.2.

Parámetros de Gurobi

Los parámetros del solver son configurables por el usuario antes de ejecutar la simulación y están diseñados para maximizar la eficiencia y precisión del modelo. En esta sección, se utilizan los mismos parámetros previamente definidos, con la excepción del tipo de formulación para las baterías. En este caso, se emplea la formulación de una variable binaria (1-bin), lo que permite reducir el costo computacional del modelo.

- `ess.un.bin`: Para esta simulación, se seleccionó `True`, ya que la formulación 1-bin minimiza el uso de variables binarias, disminuyendo así la complejidad computacional sin comprometer significativamente la precisión del modelo.

De esta manera, se logra modelar el almacenamiento energético de forma simplificada y computacionalmente eficiente, respondiendo a las necesidades del modelo reducido propuesto por la PELP.

3.2.2. Resultados de la formulación reducida

En esta sección se presentan los resultados de generación por tecnología obtenidos a partir de la simulación del MSO utilizando la formulación reducida. A diferencia de la formulación caso base, los *gaps* muestran un comportamiento significativamente diferente, ya que las simulaciones alcanzan rápidamente el límite de *gap* propuesto, e incluso, en la mayoría de los casos, el solver logra un *gap* menor al límite establecido. Estos resultados se encuentran detallados en las Tablas 3.7 y 3.8.

Además, se observa que los tiempos de simulación y los *gaps* obtenidos son notablemente inferiores en comparación con los reportados en la formulación genérica. Esto pone de manifiesto la eficiencia del modelo reducido, tanto en términos de convergencia como en el uso de recursos computacionales, sin comprometer la calidad de los resultados.

Los resultados para el escenario TA se presentan en la Figura 3.15. En este escenario, se observa un incremento sostenido en la participación de energías renovables a medida que se avanza en el tiempo, especialmente en las tecnologías eólica y solar fotovoltaica. Este crecimiento es consistente con la política de descarbonización acelerada del sistema eléctrico. La formulación reducida del MSO ha logrado capturar estas tendencias con una precisión notable, mientras que el costo computacional ha sido significativamente reducido. Como se muestra en la Figura 3.15, las energías renovables dominan progresivamente la matriz de generación, con una notable disminución en la dependencia de tecnologías térmicas hacia 2050 y 2060. La reducción en los tiempos de simulación y la convergencia rápida de los resultados refuerzan la eficiencia del modelo, sin comprometer la precisión en la proyección de tendencias clave.

El escenario CN refleja un balance más gradual en la transición hacia energías renovables, en línea con una política energética que busca alcanzar la neutralidad de carbono de manera progresiva. Los resultados

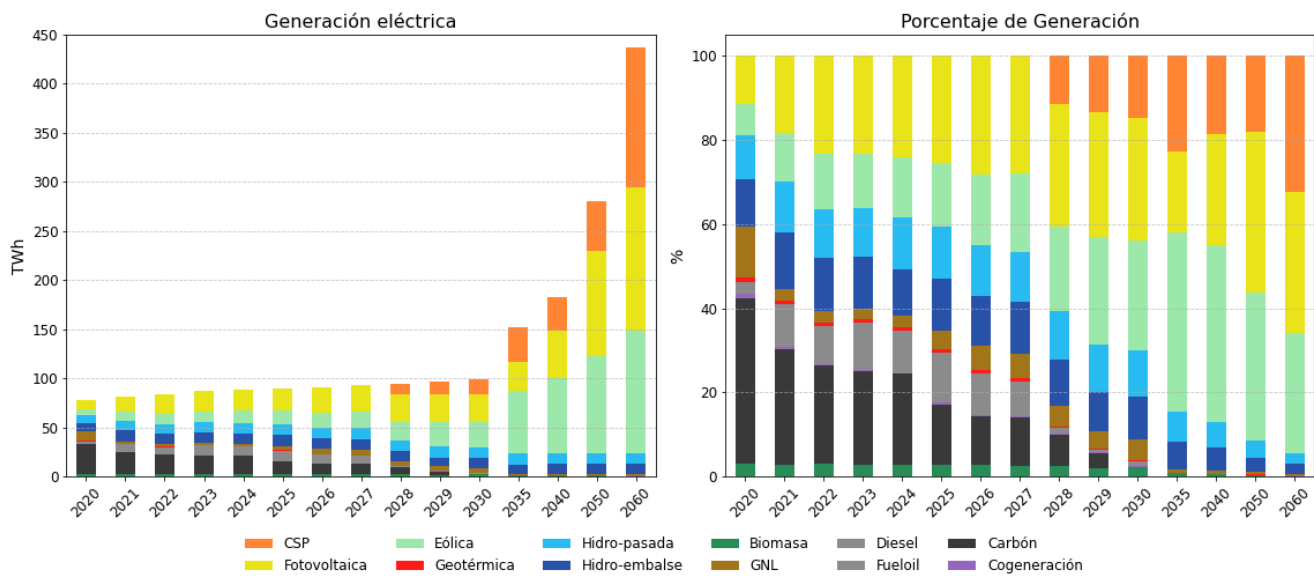


Figura 3.15: Generación por tecnología - Resultado MSO reducido escenario: TA

obtenidos con la formulación reducida muestran una tendencia clara hacia la reducción en la generación a partir de combustibles fósiles, con un aumento significativo en la generación renovable, particularmente en tecnologías como la eólica y solar fotovoltaica, conforme se acercan los años 2050 y 2060. Como se observa en la Figura 3.16, la generación total se incrementa sustancialmente, impulsada principalmente por las fuentes renovables. Este comportamiento del modelo es coherente con las expectativas de la PELP. En el escenario RL, los resultados muestran una transición más moderada hacia las energías renovables. Este escenario, que supone un crecimiento más lento en la demanda y en la incorporación de nuevas tecnologías, sigue presentando un aumento en la participación de las fuentes renovables, aunque a un ritmo menor en comparación con los otros escenarios. Las tecnologías térmicas, como el carbón y el GNL, mantienen una participación significativa en la matriz de generación hasta los años finales del período analizado. La Figura 3.17 ilustra cómo la formulación reducida del MSO ha capturado esta evolución de manera eficiente, con tiempos de simulación reducidos y una convergencia rápida de los resultados.

En resumen, los resultados obtenidos con la formulación reducida del MSO demuestran una reducción significativa en los costos computacionales. Los escenarios analizados muestran que, a pesar de la reducción en la complejidad del modelo, los resultados siguen siendo coherentes con las proyecciones de la PELP. Sin embargo, es necesario cuantificar las diferencias de la misma manera presentada en la sección anterior.

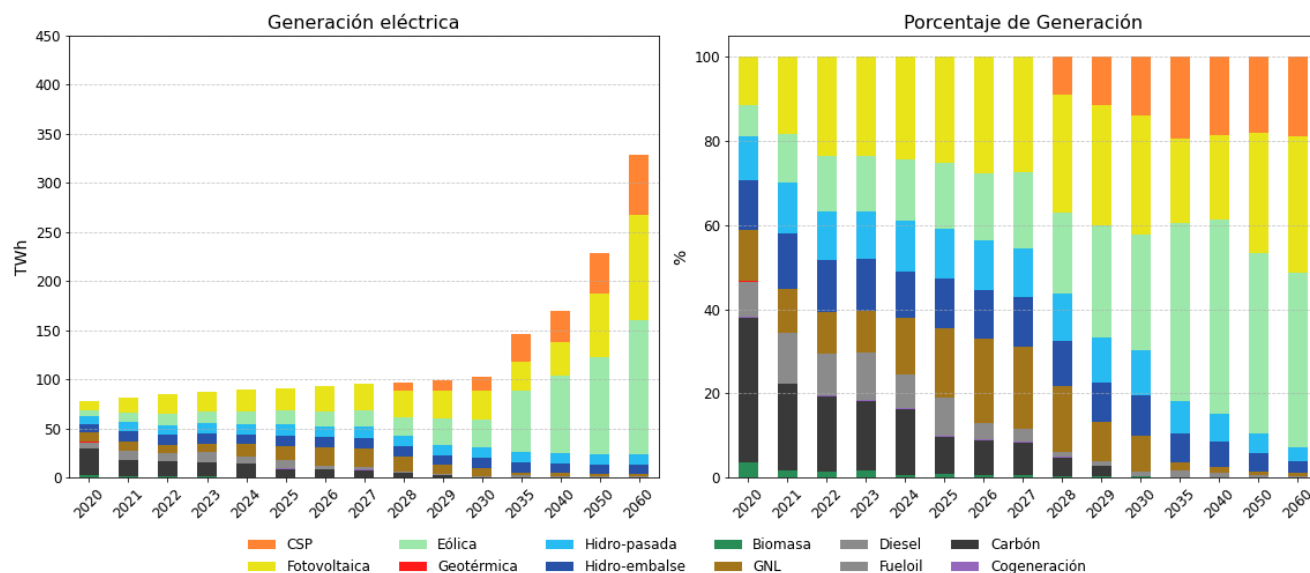


Figura 3.16: Generación por tecnología - Resultado MSO reducido escenario: CN

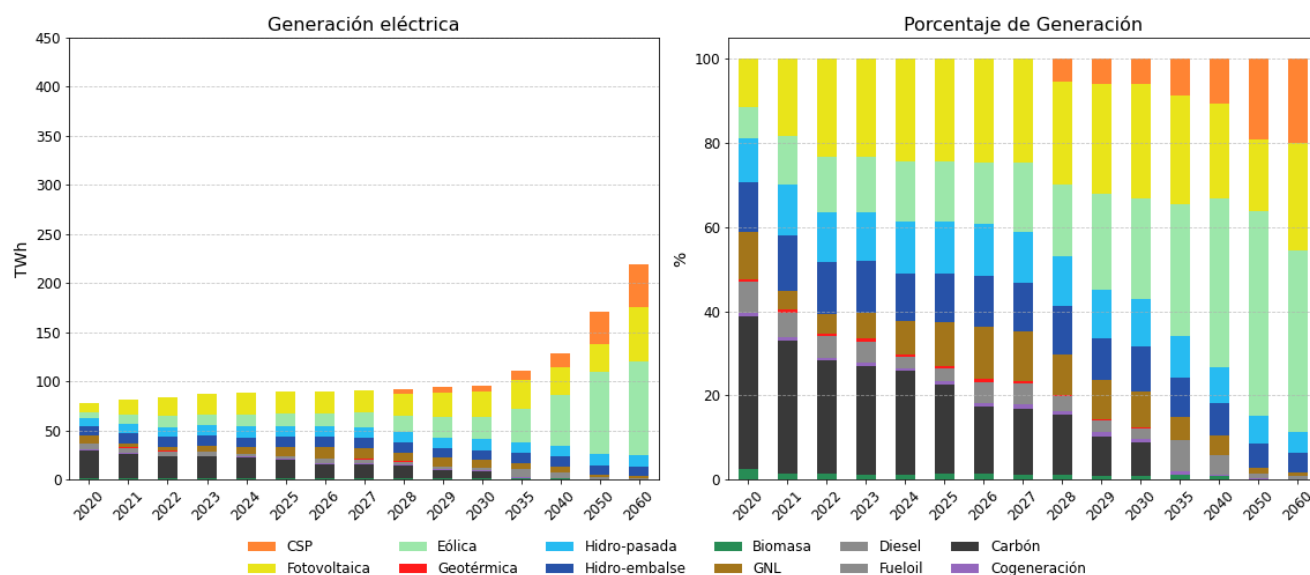


Figura 3.17: Generación por tecnología - Resultado MSO reducido escenario: RL

Año	TA	CN	RL
2020	0.1 %	0.2 %	3.5 %
2021	0.0 %	1.1 %	0.7 %
2022	0.2 %	1.8 %	0.5 %
2023	0.0 %	0.7 %	0.2 %
2024	0.0 %	0.0 %	0.3 %
2025	0.0 %	0.0 %	0.2 %
2026	0.0 %	0.2 %	0.2 %
2027	0.0 %	0.3 %	0.3 %
2028	0.4 %	0.5 %	0.9 %
2029	0.1 %	1.5 %	0.4 %
2030	0.2 %	1.9 %	1.5 %
2035	0.4 %	0.3 %	0.4 %
2040	0.5 %	0.8 %	1.1 %
2050	0.0 %	0.0 %	0.1 %
2060	0.2 %	0.3 %	0.1 %

Tabla 3.7: Tabla de *gaps* para resultados de la formulación reducida.

Año	TA	CN	RL
2020	11.9	11.9	29.3
2021	22.4	28.4	21.1
2022	24.0	22.8	20.7
2023	24.7	28.7	32.1
2024	27.6	25.7	29.2
2025	35.9	28.3	28.0
2026	42.2	37.0	27.2
2027	41.7	36.6	27.2
2028	39.7	39.5	28.9
2029	41.5	39.9	28.3
2030	42.1	43.9	29.8
2035	55.6	57.5	52.7
2040	54.4	66.4	54.3
2050	68.4	66.8	97.0
2060	75.0	63.3	78.1

Tabla 3.8: Tiempo de simulación en segundos de la formulación reducida.

3.2.3. Comparativa de los resultados de la formulación con criterio de reducción y los de la PELP obtenidos por el Ministerio.

En esta sección se analizan los resultados comparativos entre la PELP y el MSO en su versión reducida.

1. Comparativa escenario TA

La Figura 3.18 presenta las diferencias absolutas y porcentuales entre las simulaciones del MSO con formulación reducida y las proyecciones de la PELP para el escenario TA. En las tecnologías renovables, como la fotovoltaica y la eólica, la formulación reducida muestra una ligera sobrestimación. Para la fotovoltaica, los errores porcentuales alcanzan un máximo de 0.2 % en años como 2035, mientras que en la eólica los errores llegan hasta un máximo del 2,9 % en el mismo año, reflejando un ajuste razonable con las proyecciones originales.

En las tecnologías térmicas, el carbón presenta errores porcentuales igualmente bajos, alcanzando valores entre 0.04 y 1.6 % antes de la salida planificada de esta tecnología. Por su parte, el GNL muestra una subestimación hasta del 2.4 % en 2035, teniendo un promedio del 0.4 % de error. Para el diésel, en cambio, se sobreestima la generación ligeramente en los primeros años de simulación, teniendo errores porcentuales de hasta el 2.4 %.

Se observa que las diferencias absolutas en TWh tienden a aumentar hacia los últimos años del horizonte, especialmente en tecnologías como la fotovoltaica y la eólica. Sin embargo, el error porcentual en estas tecnologías disminuye debido al aumento significativo en la generación proyectada, lo que relativiza el impacto de las diferencias absolutas entre los modelos.

Las hidroeléctricas pasada y embalse mantienen errores porcentuales mínimos, cercanas al 0 % en todos los años analizados. Otras fuentes de menor participación, como la biomasa, presentan errores igualmente bajos, destacando la precisión del modelo reducido en estas tecnologías.

En conclusión, las mayores diferencias porcentuales se observan en las tecnologías renovables y térmicas, con valores máximos que no superan el 2.9 %. Las hidroeléctricas y otras fuentes muestran errores mínimos, reflejando que la formulación reducida del MSO logra capturar adecuadamente las tendencias generales proyectadas por la PELP en el escenario TA.

2. Comparativa escenario CN

La Figura 3.19 muestra las diferencias absolutas y porcentuales entre las simulaciones del MSO con formulación reducida y las proyecciones de la PELP para el escenario CN.

En las tecnologías renovables, como la fotovoltaica y la eólica, el MSO reducido tiende a sobrestimar su generación. Los errores porcentuales para la fotovoltaica alcanzan un máximo del 0,3 % de sobreestimación en años como 2035 y 2040, mientras que en la eólica, los errores porcentuales se mantienen mayormente en 0 % hasta los años 2035 y 2040, donde los errores aumentan hasta el 3,8 y 7 %, respectivamente.

En las tecnologías térmicas, el carbón presenta subestimaciones bajas, con errores porcentuales cercanos al 1 % en todo el horizonte temporal. El GNL, por su parte, presenta sobrestimaciones moderadas al final del horizonte, mientras el error se mantiene cercano a 0 % en los años anteriores. El diésel mantiene errores por debajo del 2 % respecto de la simulación con la formulación del caso base.

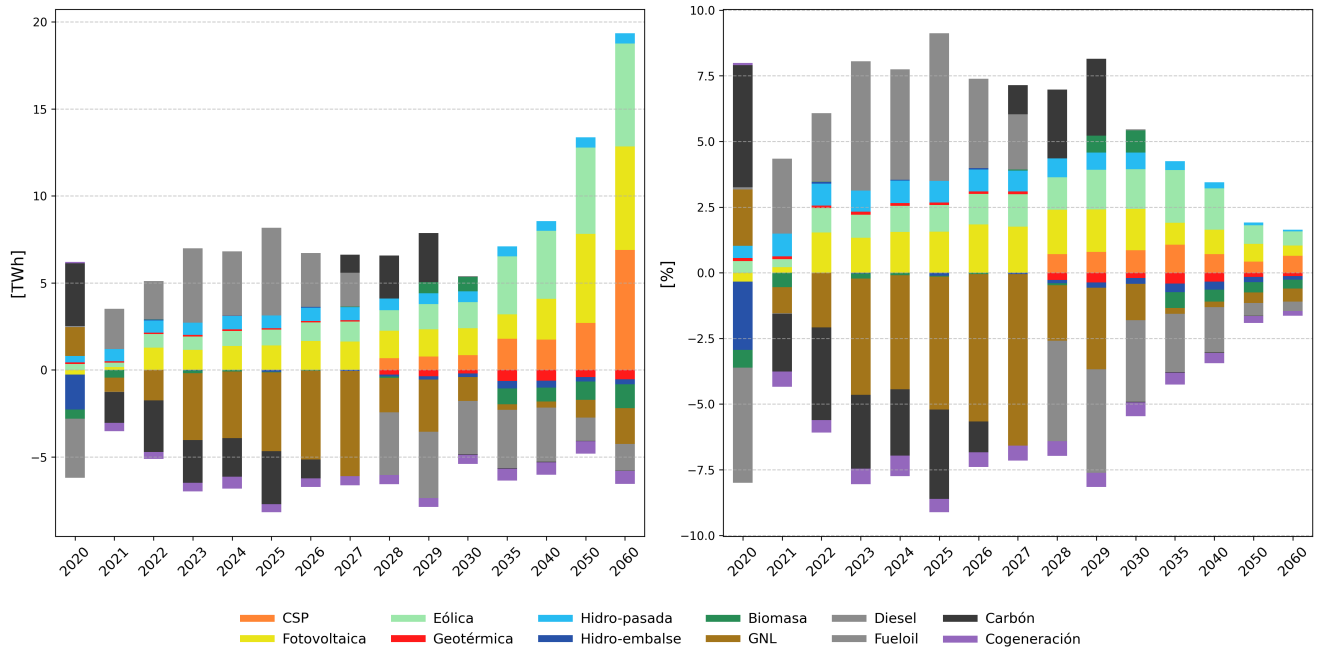


Figura 3.18: Diferencias absolutas y porcentuales por tecnología en el escenario TA.

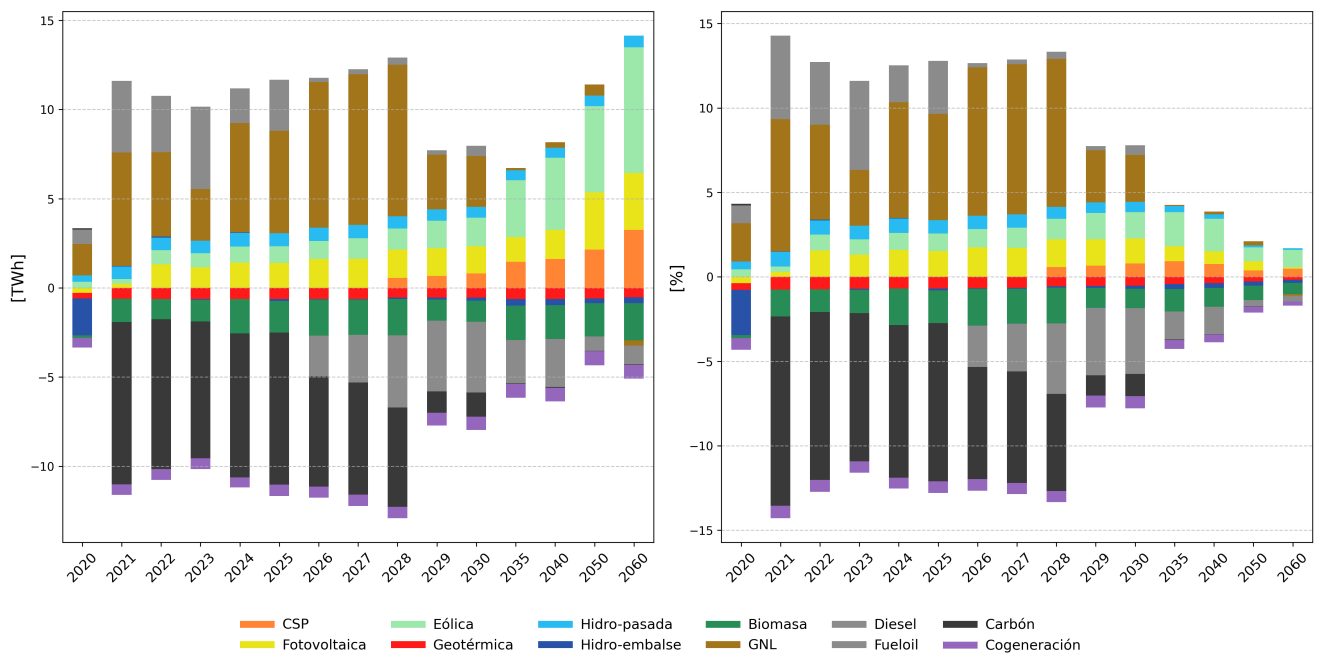


Figura 3.19: Diferencias absolutas y porcentuales por tecnología en el escenario CN.

En conclusión, aunque este escenario presenta los mayores errores porcentuales en comparación con otros escenarios, estos no superan el 7 % por tecnología. Los errores respecto de la formulación del caso base se mantienen especialmente bajos antes de 2035. Las hidroeléctricas y otras fuentes

mantienen errores mínimos, mientras que las diferencias más notorias se concentran en el carbón y las tecnologías renovables. Esto demuestra que la formulación reducida del MSO captura adecuadamente las tendencias generales proyectadas por la PELP en el escenario CN.

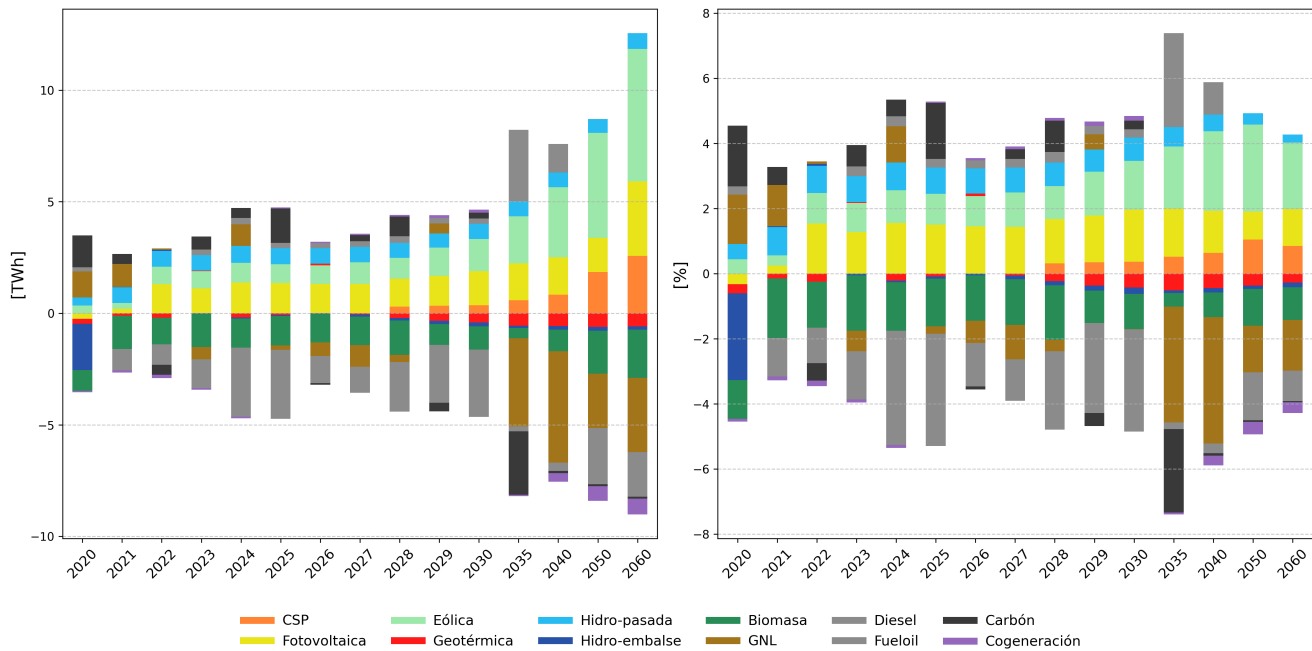


Figura 3.20: Diferencias absolutas y porcentuales por tecnología en el escenario RL.

3. Comparativa escenario RL

La Figura 3.20 muestra las diferencias absolutas y porcentuales entre las simulaciones del MSO con formulación reducida y las proyecciones de la PELP para el escenario RL. En este escenario, los errores porcentuales se mantienen dentro de rangos moderados, no superando el 4 % para ninguna tecnología.

En las tecnologías renovables, el MSO reducido presenta una ligera sobrestimación en la fotovoltaica y la eólica. Para la fotovoltaica, los errores porcentuales alcanzan máximos menores al 2 %, mientras que en la eólica los errores porcentuales llegan a un máximo de aproximadamente 2.7 % en los años finales del horizonte, lo que refleja una buena correspondencia con las proyecciones de la PELP.

En las tecnologías térmicas, el carbón muestra subestimaciones igualmente bajas, alcanzando errores porcentuales de no más del 2.6 % en años como 2035, relacionados con su participación decreciente en la matriz energética. El GNL presenta sobrestimaciones moderadas, con errores que llegan a un máximo de 3.9 % en 2040. Por su parte, el diésel mantiene errores porcentuales moderados, oscilando entre el 2.5 y el 3.5 % en la gran parte del horizonte.

En el resultado se observa un incremento en las diferencias absolutas hacia los últimos años del horizonte, especialmente en las tecnologías renovables como la fotovoltaica y la eólica. Sin embargo, el error porcentual disminuye en estos años debido al aumento significativo en la generación total proyectada, lo que reduce el impacto relativo de las discrepancias absolutas.

Las hidroeléctricas pasada y embalse presentan errores porcentuales muy bajos, inferiores al 1 %

en todos los años analizados. Otras tecnologías de menor participación, como la biomasa, también muestran errores bajos, sin superar el 1.9 %.

En conclusión, las mayores diferencias porcentuales en este escenario se concentran en el GNL y las tecnologías renovables. Las hidroeléctricas y otras tecnologías mantienen errores mínimos, destacando que la formulación reducida del MSO representa de manera precisa las tendencias generales proyectadas por la PELP en el escenario RL.

3.2.4. Comparativa de los resultados de la formulación reducida (MSO reducido) y la formulación caso base (MSO caso base)

En esta sección se presenta la comparación entre los resultados obtenidos con el MSO en su formulación reducida y aquellos de la formulación caso base. Dado que ambos modelos comparten una naturaleza metodológica similar, las diferencias entre sus resultados son significativamente menores en comparación con las observadas entre el MSO y la PELP.

Las mayores discrepancias se concentran en los años 2035 y 2040, coincidiendo con la entrada masiva de generación renovable al SEN. En estos años, el MSO reducido tiende a proyectar una mayor generación eólica en comparación con el MSO caso base, lo que resulta en una menor participación de tecnologías térmicas, particularmente del GNL. Esta redistribución está alineada con la capacidad del MSO reducido para priorizar la generación renovable bajo escenarios de alta penetración.

Es importante mencionar que, en la formulación genérica, no se logró la convergencia en tiempos de simulación razonables para algunos escenarios, lo que impide la realización de comparativas directas en estos años clave. Los resultados presentados aquí destacan la capacidad del MSO reducido para abordar eficientemente escenarios complejos, ofreciendo soluciones robustas en horizontes de largo plazo.

1. Comparativa escenario TA

La Figura 3.21 muestra las diferencias absolutas en TWh y porcentuales entre los resultados de la formulación reducida y la caso base para el escenario Transición Acelerada (TA). Este escenario presenta diferencias moderadas, manteniéndose dentro de rangos aceptables, con un error porcentual máximo absoluto de 2.9 % observado en tecnologías clave.

En las tecnologías renovables, la eólica presenta el mayor error porcentual, alcanzando un 2.9 % en 2035, reflejando una ligera sobrestimación en la generación proyectada por el MSO reducido. La fotovoltaica muestra diferencias mínimas, con errores porcentuales inferiores al 0.1 % en la mayoría de los años, destacando la correspondencia entre ambas formulaciones en estas tecnologías. Las hidroeléctricas, tanto embalse como pasada, presentan errores porcentuales muy bajos, no superando el 0.4 %.

En las tecnologías térmicas, el diésel presenta la mayor discrepancia, alcanzando un error máximo absoluto de 2.4 % en 2025. Por su parte, el GNL y el carbón muestran errores moderados, con máximos de 2.4 % y 1.6 %, respectivamente, reflejando una menor variabilidad en estas tecnologías comparadas con las renovables. Tecnologías de menor participación, como el fueloil y la biomasa, muestran errores porcentuales bajos, inferiores al 0.3 % en todo el horizonte.

Las diferencias absolutas tienden a ser mayores en años con alta penetración de tecnologías renovables, como 2035 y 2040, pero estas no comprometen la correspondencia general entre

los modelos. Esto demuestra que el MSO reducido logra representar de manera consistente las tendencias proyectadas por el caso base, incluso en un escenario con alta penetración renovable.

En conclusión, aunque el escenario TA presenta errores porcentuales mayores en tecnologías específicas como la eólica y el diésel, estos no superan el 2.9 %, lo que destaca la robustez del modelo reducido en la representación de escenarios de transición acelerada.

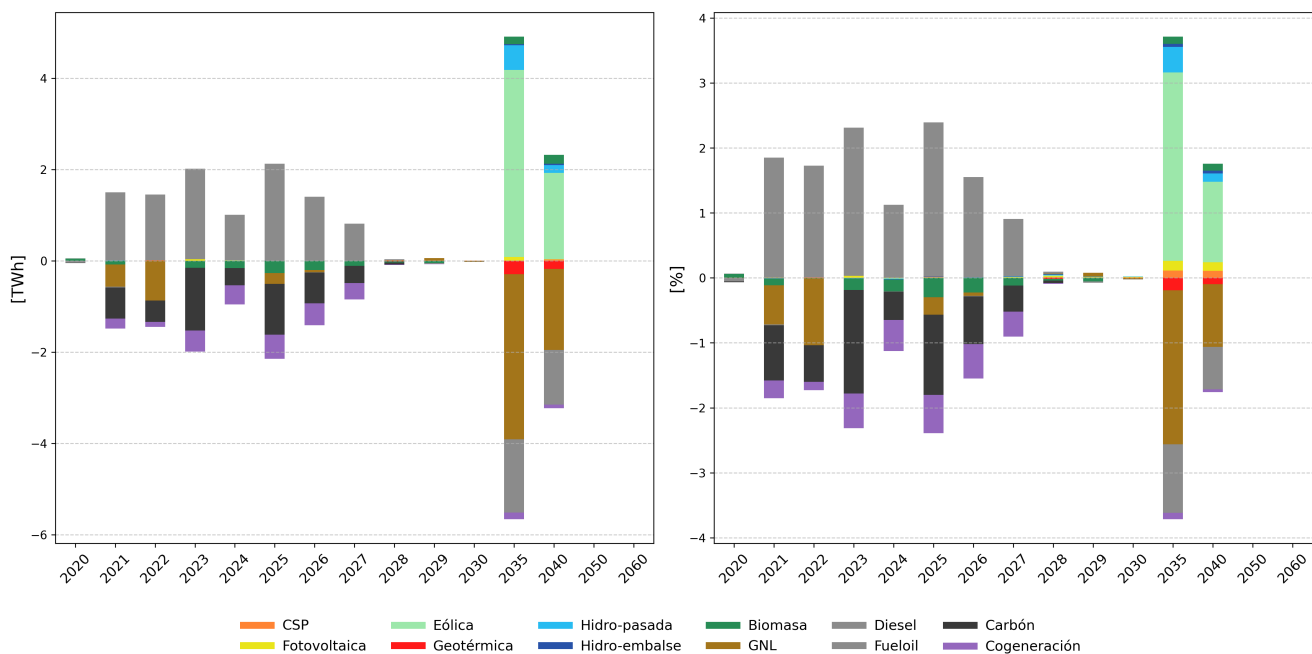


Figura 3.21: Diferencias resultados formulación reducida y caso base en TWh y error porcentual por tecnología - escenario TA.

Comparativa escenario CN

La Figura 3.22 muestra las diferencias absolutas en TWh y porcentuales entre los resultados del MSO reducido y el MSO caso base para el escenario CN. Este escenario presenta mayores discrepancias en comparación con otros escenarios, reflejadas principalmente en tecnologías renovables y térmicas, aunque los errores porcentuales se mantienen dentro de rangos razonables, destacando la robustez del modelo reducido.

En las tecnologías renovables, la eólica presenta el mayor error porcentual, alcanzando un máximo absoluto de 7.0 % en 2040, reflejando una sobrestimación significativa en la generación proyectada por el MSO reducido. La fotovoltaica y la CSP, en cambio, presentan errores bajos, con máximos absolutos de 0.3 %. Las tecnologías hidroeléctricas, como hidro-pasada y embalse, muestran errores mínimos, inferiores al 0.5 % en todos los años analizados.

En las tecnologías térmicas, el GNL muestra las mayores diferencias, alcanzando un error máximo absoluto de 5.4 % en 2040. El carbón presenta discrepancias más moderadas, con un error máximo de 1.0 %. Por su parte, el diésel registra un máximo absoluto de 2.0 %, concentrado en años de mayor participación térmica. Tecnologías de menor participación, como el fueloil y la biomasa, mantienen errores absolutos bajos, no superando el 0.8 % en ningún año.

Las diferencias absolutas tienden a aumentar hacia los años finales del horizonte temporal, especialmente en las tecnologías renovables como la eólica, debido a la alta penetración proyectada en estos escenarios. Sin embargo, los errores porcentuales en tecnologías térmicas y de menor participación se mantienen bajos, destacando la consistencia entre ambas formulaciones.

En conclusión, el escenario CN presenta las mayores discrepancias porcentuales en tecnologías clave como la eólica y el GNL, con máximos de 7.0 % y 5.4 %, respectivamente. A pesar de estas diferencias, la formulación reducida del MSO logra capturar de manera precisa las dinámicas proyectadas por el modelo caso base, manteniendo una representación adecuada incluso bajo escenarios de alta complejidad.

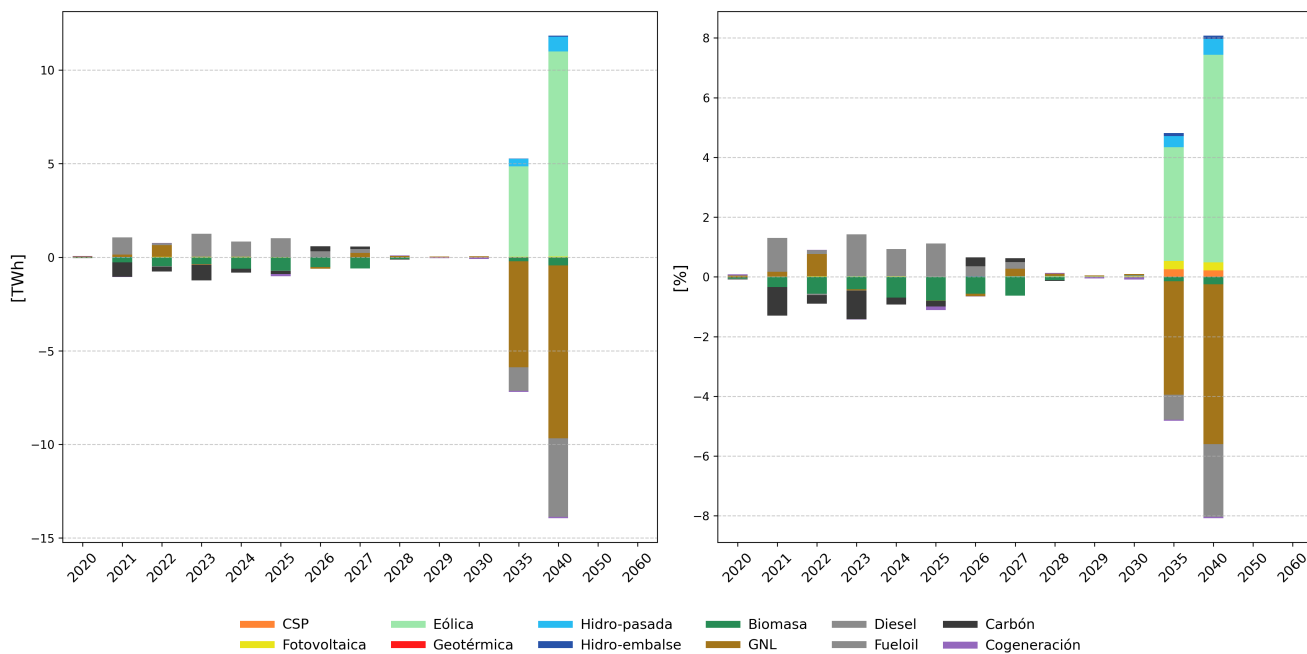


Figura 3.22: Diferencias resultados formulación reducida y caso base en TWh y error porcentual por tecnología - escenario CN.

Comparativa escenario RL

La Figura 3.23 muestra las diferencias absolutas en TWh y porcentuales entre los resultados del MSO reducido y el MSO caso base para el escenario RL. Este escenario presenta los menores errores en la comparación entre ambas formulaciones, con valores máximos absolutos por tecnología que no superan el 1.3 %, lo que refleja una alta consistencia entre los resultados de ambos modelos.

En las tecnologías renovables, la eólica muestra el mayor error porcentual, con un máximo de 1.3 % en 2040, mientras que la fotovoltaica y otras tecnologías renovables como la CSP presentan errores insignificantes, inferiores al 0.2 % en todo el horizonte temporal. Esto evidencia una excelente correspondencia en la proyección de estas tecnologías entre ambas formulaciones.

En las tecnologías térmicas, el carbón presenta el mayor error porcentual entre las térmicas, alcanzando un máximo absoluto de 0.7 %, mientras que el GNL muestra variaciones más notorias, con un error máximo absoluto de 1.3 %, observándose estos valores en 2035 y 2040, respectivamente. Por su parte, el diésel y el fueloil mantienen errores porcentuales bajos, con máximos de 0.4 % y 0.1 %, respectivamente. Las tecnologías hidroeléctricas, tanto hidro-pasada como hidro-embalse, presentan diferencias mínimas,

con errores porcentuales absolutos que no superan el 0.2 % en ningún año. Otras tecnologías de menor participación, como la biomasa y la cogeneración, también mantienen errores bajos, con máximos absolutos de 0.2 % y 0.1 %, respectivamente.

En conclusión, este escenario destaca por tener las discrepancias porcentuales más bajas entre las formulaciones MSO reducido y caso base. Las mayores diferencias se concentran en el GNL y la eólica, mientras que las hidroeléctricas, las tecnologías solares y otras fuentes muestran errores insignificantes, reafirmando la robustez del modelo reducido en la representación de tendencias proyectadas con alta precisión.

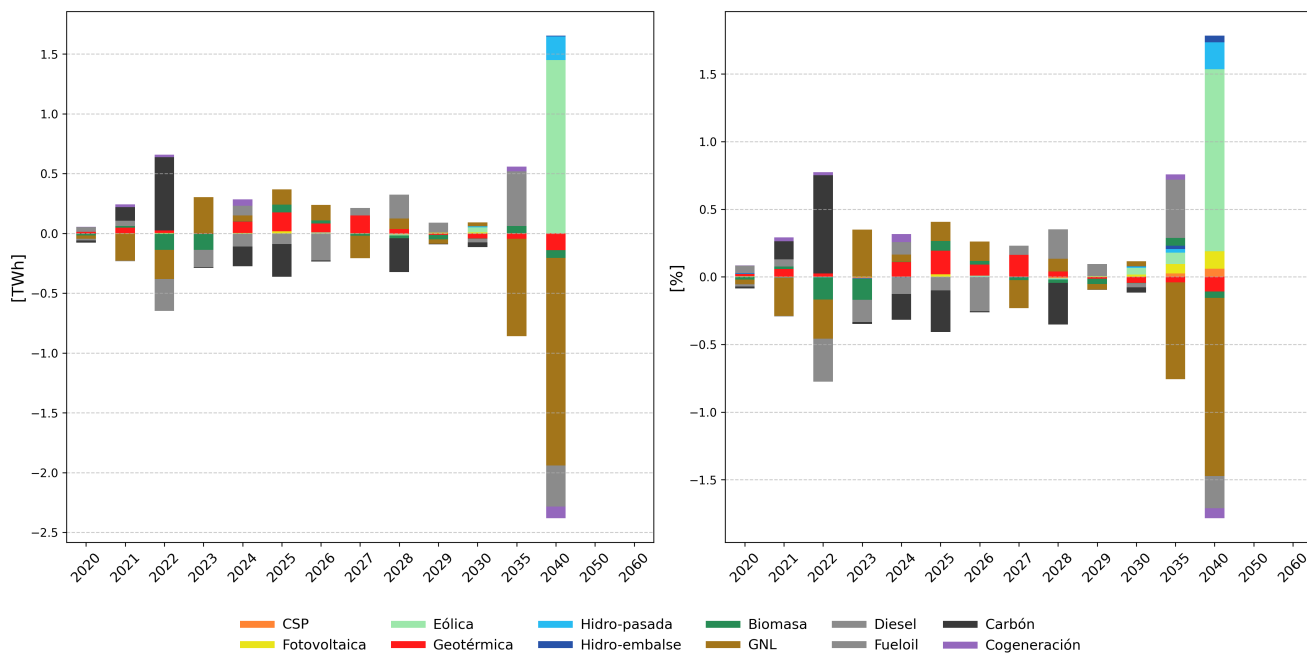


Figura 3.23: Diferencias resultados formulación reducida y caso base en TWh y error porcentual por tecnología - escenario RL.

En resumen, la comparación entre la formulación reducida y la caso base demuestra que, aunque se observa una ligera pérdida de precisión, sobre todo en los años más cercanos al término del horizonte de simulación, la formulación reducida es altamente eficiente en términos de tiempo de simulación. Las principales diferencias con la PELP se explican por la distinta naturaleza de ambos modelos, y la formulación reducida ofrece una opción viable para optimizar el proceso de simulación sin comprometer significativamente la precisión de los resultados.

Al analizar la comparativa de tiempos de simulación presentada en la Figura 3.24, se observa una reducción notable en los tiempos de simulación al utilizar la formulación reducida en comparación con la formulación genérica. Esta mejora es particularmente significativa en los años donde la complejidad del sistema aumenta, como en 2035 y 2040. La formulación reducida logra mantener tiempos de simulación mucho más bajos, lo que refuerza su eficiencia computacional sin sacrificar la precisión en las proyecciones.

En cuanto a la comparativa de *gaps* mostrada en la Figura 3.25, los resultados indican que, si bien la formulación reducida introduce un aumento en los *gaps*, este incremento es generalmente modesto y

se mantiene dentro de límites aceptables para la mayoría de los años de simulación. Las excepciones más notables se encuentran nuevamente en los años más cercanos al final del horizonte de simulación, donde la complejidad y las incertidumbres inherentes al modelo se reflejan *gaps* ligeramente mayores. No obstante, estos *gaps* mayores no afectan de manera sustancial la validez de los resultados y deben considerarse dentro del contexto de la gran reducción de tiempo que ofrece la formulación reducida.

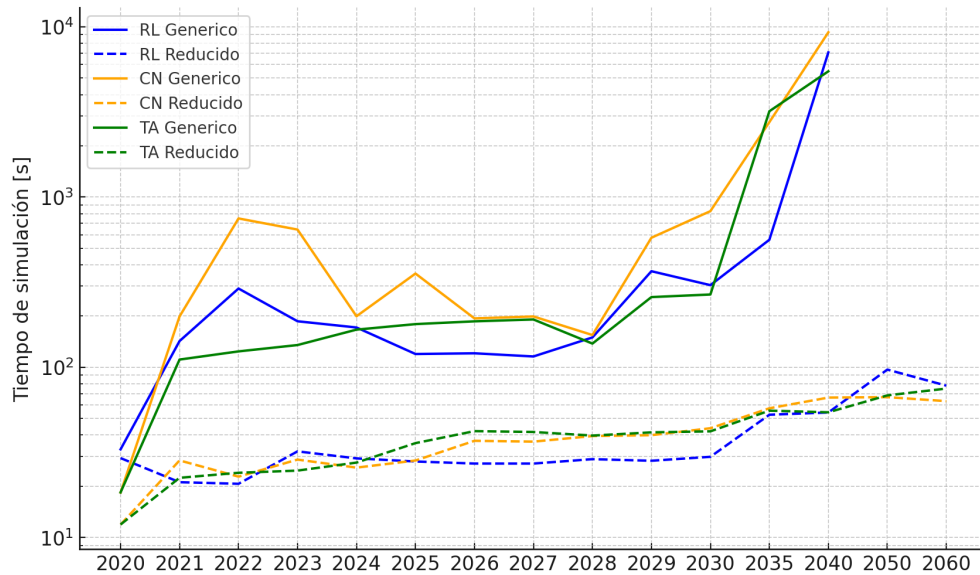


Figura 3.24: Comparativa de tiempos de simulación por escenario en escala logarítmica.

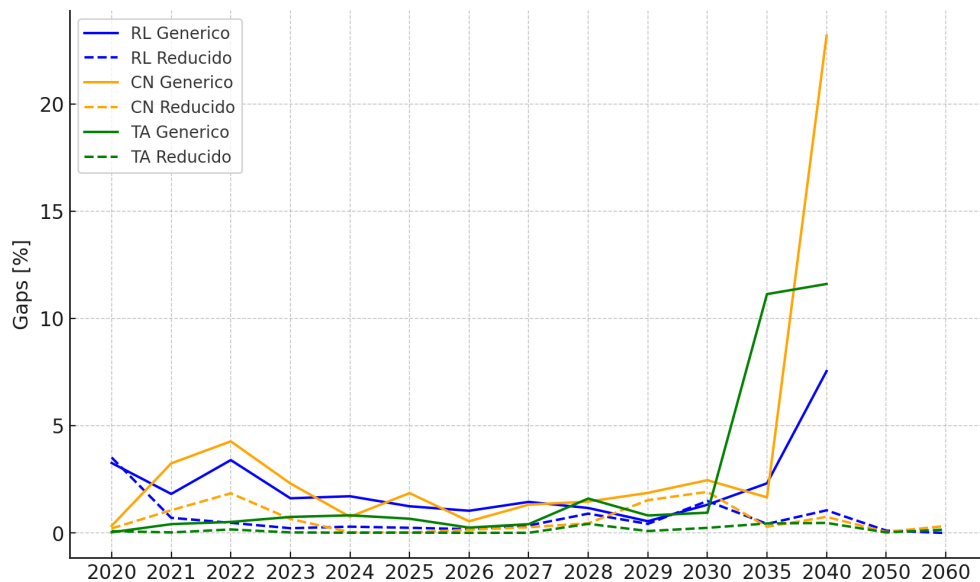


Figura 3.25: Comparativa de gaps por escenario.

Capítulo 4

Resumen final y conclusiones

El presente estudio ha abordado la formulación y aplicación de un modelo de MILP al Sistema Eléctrico Nacional, tomando como referencia la PELP. Los resultados obtenidos han mostrado una coherencia significativa con las proyecciones realizadas por la PELP, validando la precisión y robustez del modelo MILP propuesto. Las principales diferencias observadas entre los resultados de ambos enfoques pueden atribuirse a las distintas arquitecturas de los modelos utilizados. Mientras que la PELP se basa en una formulación lineal del problema de optimización, este estudio ha implementado una formulación MILP, que introduce un mayor grado de complejidad y flexibilidad en la solución del problema. En particular, se destaca la inclusión de una formulación lineal de pérdidas eléctricas, que permite una representación más realista de las dinámicas operativas del sistema, asegurando una mayor fidelidad en la simulación de las interacciones entre las distintas tecnologías.

Una de las contribuciones más importantes de este estudio es la notable reducción en los tiempos de simulación al emplear una formulación reducida del modelo MILP. Este enfoque de reducción no solo ha permitido optimizar la eficiencia computacional, sino que también ha mantenido un nivel de precisión adecuado en referencia a la formulación genérica. La leve pérdida de precisión observada es ampliamente compensada por la significativa reducción en los tiempos de simulación, lo que convierte a la formulación reducida en una herramienta altamente efectiva para realizar análisis rápidos y preliminares del SEN.

En términos de los resultados obtenidos, las comparativas entre el modelo MILP propuesto y las proyecciones de la PELP han evidenciado que las discrepancias observadas son mínimas y se concentran principalmente en tecnologías específicas, como el carbón y el GNL, en años intermedios del horizonte de simulación. Estas diferencias son atribuibles a la complejidad adicional que introduce la formulación MILP, como la consideración de restricciones operativas detalladas y pérdidas eléctricas. En particular, la formulación reducida ha mostrado resultados consistentes en escenarios de alta complejidad, como Carbono Neutralidad, donde se observa un mayor nivel de error. Sin embargo, ninguna tecnología supera el 10 %.

La formulación con criterio de reducción ha demostrado, por su parte, ser una herramienta confiable para representar las tendencias generales proyectadas, incluso en escenarios con alta penetración de tecnologías renovables. En términos porcentuales, los errores observados han sido bajos, generalmente inferiores al 5 % para las tecnologías clave, reflejando la capacidad del modelo reducido para capturar las dinámicas principales del SEN sin comprometer la validez general de los resultados.

El estudio realizado se justifica plenamente en el contexto del proyecto FONDEF. La integración del

modelo MILP en esta plataforma permitirá a los usuarios realizar análisis de sensibilidad sobre diversas variables, como precios de combustibles, eficiencias de los generadores, disponibilidad hídrica, demanda del sistema eléctrico y demanda de hidrógeno verde (H2V), además de controlar las restricciones operativas en el modelo de simulación.

Además, la plataforma ecoEnergy3e permitirá a los usuarios cargar bases de datos personalizadas y ajustar o modificar las restricciones del problema de optimización según las necesidades específicas de su análisis. Esto no solo facilita el análisis de escenarios energéticos complejos, sino que también amplía las posibilidades de uso del modelo en diferentes contextos. La capacidad de realizar simulaciones personalizadas y ajustar los parámetros del modelo según los requerimientos del usuario refuerza la utilidad práctica de esta herramienta.

En términos de futuras aplicaciones, este estudio sienta las bases para investigaciones adicionales debido a su capacidad para revisar y sensibilizar las proyecciones de la PELP, permitiendo a los usuarios incorporar sus propios planes de expansión y ajustarlos a sus necesidades específicas. Esto resulta útil para estudios que involucren la simulación de la operación del SEN implementando un plan de obras propuesto, lo que refuerza el valor del modelo como herramienta versátil en el análisis energético.

Aunque el principal objetivo de este estudio ha sido generar los porcentajes de generación por tecnología del SEN para años específicos, el modelo desarrollado tiene el potencial de recuperar múltiples salidas adicionales, como los costos marginales de las barras, el despacho horario de unidades, flujos y pérdidas en las líneas de transmisión, entre otros. Actualmente, estas funcionalidades no se encuentran implementadas en el modelo, pero representan una línea de desarrollo futuro que ampliaría significativamente su aplicabilidad.

Los resultados de las simulaciones realizadas con la formulación completa y la reducida del modelo MILP reflejan la capacidad del modelo para capturar de manera efectiva las dinámicas del SEN que la PELP propone para el futuro energético de Chile, incluso en escenarios de alta complejidad y con una gran cantidad de variables interdependientes. En los escenarios más cercanos al final del horizonte de simulación, las diferencias en los resultados entre la formulación completa y la reducida han sido más notorias, especialmente en tecnologías térmicas y en la capacidad instalada. Sin embargo, estas diferencias no comprometen la validez general del modelo reducido, que sigue siendo una herramienta válida para la evaluación preliminar de los escenarios energéticos.

La experiencia adquirida a lo largo del desarrollo de esta memoria ha sido fundamental para comprender las complejidades involucradas en la modelación y simulación de sistemas eléctricos. El proceso de implementación de modelos de optimización complejos ha permitido identificar las principales dificultades y desafíos asociados con la formulación y solución de problemas de optimización en el contexto de la planificación energética. Además, la capacidad de balancear precisión y eficiencia computacional ha demostrado ser un aspecto crucial en la aplicación práctica de estos modelos, especialmente en situaciones donde se requiere un tiempo de respuesta rápido.

En conclusión, la formulación MILP propuesta en este estudio, tanto en su versión completa como reducida, representa un avance significativo en la capacidad de simulación y optimización independiente para el modelo del SEN. La combinación de precisión, flexibilidad y eficiencia computacional asegura que este modelo sea una herramienta potente. La integración de este modelo en la plataforma ecoEnergy3e refuerza su utilidad práctica, ofreciendo a los usuarios una herramienta versátil para explorar y evaluar una amplia gama de estrategias de operación y desarrollo en el contexto del SEN u otros sistemas eléctricos adaptables a los requerimientos del usuario.

Anexos

Tablas de resultados

En esta sección se presentan los anexos correspondientes al desarrollo del informe. Se incluyen tablas que contienen los datos utilizados para generar los gráficos presentados a lo largo del documento principal. Cada tabla está debidamente referenciada al gráfico correspondiente, permitiendo al lector contrastar y analizar los datos en detalle. Estos anexos buscan complementar y respaldar los resultados obtenidos, proporcionando un nivel adicional de detalle y transparencia en el manejo de la información numérica empleada en el análisis.

Resultados PELP

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	3.0	2.7	2.5	2.6	2.5	2.6	2.5	2.4	2.3	1.4	1.4	2.2	2.0	1.9	2.2
Carbón	26.8	24.1	22.5	21.7	21.4	15.9	11.6	9.5	4.7	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cogeneración	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Diésel	4.7	5.0	4.7	4.7	4.6	5.0	5.2	5.2	4.4	3.8	3.8	3.2	2.9	1.4	1.6
Fueloil	0.9	0.9	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.5	0.6	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2
Geotérmica	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.5	0.6
GNL	7.7	3.1	4.1	6.1	6.1	8.6	10.4	11.3	6.6	7.0	6.2	1.4	1.6	2.6	3.5
Total Térmico	44.4	37.2	35.9	37.2	36.6	34.1	31.8	30.5	19.8	14.6	13.1	8.5	8.2	7.5	8.9
Hidro-embalse	10.8	10.9	10.4	10.7	9.7	11.1	10.7	11.4	10.4	9.4	10.1	10.5	10.5	10.2	10.7
Hidro-pasada	7.7	9.1	9.2	9.3	10.1	10.3	10.2	10.3	10.2	10.1	10.2	10.3	10.4	10.3	10.3
Eólica	5.4	9.1	10.2	10.4	11.7	12.8	14.2	16.0	17.7	23.3	24.3	61.0	72.6	94.2	118.5
Fotovoltaica	9.3	14.7	18.3	19.1	19.9	21.4	24.1	24.4	25.8	26.9	27.3	27.7	45.7	101.7	140.1
CSP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.2	12.3	13.8	32.7	32.5	48.4	135.0
Total ERV	33.2	43.8	48.1	49.6	51.5	55.5	59.2	62.2	74.3	82.0	85.6	142.3	171.7	264.8	414.6
Total	77.6	81.0	84.0	86.8	88.1	89.7	91.0	92.7	94.2	96.6	98.7	150.8	179.9	272.3	423.5

Tabla 4.1: Generación por tecnología en TWh. Resultado PELP para el escenario TA. Gráfico en la Figura 3.6.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	3.0	2.7	2.5	2.6	2.5	2.6	2.6	2.5	2.5	1.6	1.6	2.1	2.0	1.9	2.1
Carbón	26.5	25.7	23.4	22.3	22.1	16.6	13.9	13.6	9.8	3.6	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0
Cogeneración	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Diésel	4.7	4.8	4.6	4.7	4.5	4.8	5.0	4.8	4.3	4.1	4.1	4.2	4.0	1.5	1.7
Fueloil	0.9	0.9	0.7	0.7	0.7	0.6	0.7	0.6	0.5	0.7	0.3	0.5	0.4	0.3	0.3
Geotérmica	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.5
GNL	7.5	2.3	3.7	5.8	5.9	9.1	10.5	9.9	6.6	6.2	5.7	2.7	2.4	1.8	2.8
Total Térmico	43.9	37.8	36.2	37.4	37.0	35.2	34.0	33.0	25.0	17.5	14.4	10.9	10.2	6.9	8.3
Hidro-embalse	11.2	10.7	10.3	10.7	9.7	10.9	10.7	11.3	10.5	9.4	10.2	10.7	10.5	10.0	10.0
Hidro-pasada	7.7	9.1	9.2	9.3	10.1	10.2	10.3	10.3	10.2	10.2	10.2	10.4	10.4	10.3	10.2
Eólica	5.4	9.1	10.4	10.7	12.0	13.3	13.9	16.1	17.5	25.0	26.7	58.8	74.6	93.2	128.8
Fotovoltaica	9.3	14.7	18.6	19.5	20.5	21.5	24.1	24.4	25.4	26.8	27.3	27.7	32.3	62.0	103.8
CSP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.3	10.8	13.5	27.1	29.9	39.2	58.7
Total ERV	33.6	43.5	48.4	50.2	52.3	56.0	59.0	62.2	71.9	82.2	88.0	134.6	157.7	214.7	311.5
Total	77.6	81.3	84.6	87.6	89.3	91.2	93.0	95.1	96.9	99.7	102.4	145.5	167.9	221.6	319.9

Tabla 4.2: Generación por tecnología en TWh. Resultado PELP para el escenario CN. Gráfico en la Figura 3.7.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	3.0	2.7	2.4	2.6	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	1.9	1.9	1.9	1.9	2.2	2.3
Carbón	26.5	25.0	23.0	21.8	21.1	17.4	14.4	14.0	12.3	9.2	7.3	2.8	0.1	0.1	0.1
Cogeneración	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Diésel	4.7	4.9	4.6	4.7	4.5	4.8	4.8	4.7	4.4	4.3	4.4	4.5	4.6	4.2	3.0
Fueloil	0.9	0.9	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5
Geotérmica	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
GNL	7.5	2.7	4.0	5.9	6.1	9.6	11.7	11.6	9.2	8.3	8.2	10.2	10.8	4.7	5.2
Total Térmico	44.0	37.6	36.0	37.0	36.2	36.4	35.6	34.9	30.5	25.6	23.8	21.5	19.5	13.0	12.5
Hidro-embalse	11.3	10.7	10.3	10.7	9.9	10.4	11.0	10.8	10.6	9.6	10.3	10.3	10.2	10.2	10.3
Hidro-pasada	7.7	9.1	9.2	9.3	10.1	10.2	10.3	10.3	10.3	10.1	10.2	10.2	10.2	10.3	10.2
Eólica	5.4	9.1	10.3	10.5	11.8	11.9	12.3	14.2	14.9	20.1	21.4	32.7	48.3	78.7	89.2
Fotovoltaica	9.3	14.7	18.4	19.2	20.1	20.6	21.0	21.2	21.2	23.2	24.6	27.2	27.4	27.6	52.4
CSP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8	5.2	5.3	9.0	12.8	31.2	41.4
Total ERV	33.7	43.5	48.2	49.8	52.0	53.1	54.6	56.4	61.7	68.3	71.9	89.5	109.0	157.9	203.5
Total	77.6	81.1	84.2	86.8	88.1	89.5	90.2	91.4	92.2	93.9	95.8	111.0	128.4	171.0	216.0

Tabla 4.3: Generación por tecnología en TWh. Resultado PELP para el escenario RL. Gráfico en la Figura 3.8.

Resultados formulación caso base

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	2.4	2.4	2.5	2.6	2.6	2.8	2.7	2.6	2.3	2.1	2.3	1.1	1.0	-	-
Carbón	30.4	23.0	20.0	20.6	19.5	14.0	11.2	10.9	7.2	3.3	0.0	0.0	0.0	-	-
Cogeneración	0.8	0.5	0.5	0.7	0.5	0.9	0.8	0.6	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	-	-
Diésel	1.3	5.9	5.3	6.8	7.1	7.6	6.7	6.1	1.0	0.5	0.7	1.5	1.2	-	-
Fueloil	1.0	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.3	0.2	0.4	0.2	0.1	-	-
Geotérmica	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.3	0.2	0.3	0.3	0.2	-	-
GNL	9.4	2.7	3.2	2.2	2.2	4.3	5.3	5.3	4.6	3.9	4.9	4.7	3.0	-	-
Total Térmico	46.0	36.0	33.0	34.6	33.6	31.2	28.3	27.0	15.9	10.4	8.8	8.1	5.6	-	-
Hidro-embalse	8.8	10.9	10.5	10.7	9.7	11.0	10.7	11.4	10.3	9.2	9.8	10.0	10.1	-	-
Hidro-pasada	8.1	9.8	9.9	10.0	10.9	11.0	11.0	11.1	10.9	10.8	10.8	10.4	10.8	-	-
Eólica	5.7	9.4	11.0	11.2	12.6	13.7	15.3	17.2	18.9	24.7	25.8	60.3	74.6	-	-
Fotovoltaica	9.0	14.8	19.6	20.3	21.3	22.8	25.8	26.0	27.4	28.5	28.8	29.0	48.1	-	-
CSP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.9	13.1	14.6	34.5	34.2	-	-
Total ERV	31.6	44.9	50.9	52.1	54.5	58.5	62.7	65.7	78.3	86.2	89.9	144.2	177.7	-	-
Total	77.6	81.0	84.0	86.8	88.1	89.7	91.0	92.7	94.3	96.6	98.7	152.3	183.3	-	-

Tabla 4.4: Generación por tecnología en TWh. Resultado formulación caso base para el escenario TA. Gráfico en la Figura 3.9.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	2.9	1.7	1.8	1.8	1.2	1.5	1.1	1.1	0.5	0.4	0.4	0.4	0.5	-	-
Carbón	26.6	17.4	15.2	15.4	14.2	8.3	7.4	7.2	4.2	2.4	0.0	0.0	0.0	-	-
Cogeneración	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-	-
Diésel	5.2	7.8	7.3	7.8	5.4	6.3	2.4	1.9	0.3	0.2	0.2	2.8	4.9	-	-
Fueloil	1.2	0.9	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.7	0.9	-	-
Geotérmica	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	-	-
GNL	9.3	8.5	7.9	8.7	12.0	14.9	18.7	18.2	15.0	9.2	8.5	8.5	11.9	-	-
Total Térmico	45.6	36.5	33.3	34.8	33.9	32.2	30.7	29.5	21.1	13.2	10.1	12.4	18.4	-	-
Hidro-embalse	9.1	10.7	10.3	10.7	9.7	10.8	10.7	11.3	10.4	9.3	10.0	10.2	10.1	-	-
Hidro-pasada	8.1	9.8	9.9	10.0	10.9	11.0	11.0	11.1	10.9	10.8	10.8	10.5	10.1	-	-
Eólica	5.7	9.4	11.2	11.5	12.9	14.3	15.0	17.2	18.6	26.6	28.3	57.1	67.7	-	-
Fotovoltaica	9.0	14.9	19.9	20.6	21.9	22.9	25.7	26.1	27.0	28.4	28.9	29.1	33.9	-	-
CSP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.9	11.4	14.3	28.5	31.6	-	-
Total ERV	32.0	44.8	51.2	52.8	55.4	59.0	62.3	65.7	75.8	86.5	92.3	135.5	153.4	-	-
Total	77.5	81.3	84.6	87.6	89.3	91.2	93.0	95.2	96.9	99.7	102.4	148.0	171.8	-	-

Tabla 4.5: Generación por tecnología en TWh. Resultado formulación caso base para el escenario CN. Gráfico en la Figura 3.10.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	2.1	1.2	1.4	1.2	1.1	1.1	1.2	1.2	1.0	1.0	0.9	1.4	1.0	-	-
Carbón	28.0	25.4	21.9	22.4	21.7	19.2	14.3	14.3	13.5	8.8	7.6	0.0	0.0	-	-
Cogeneración	0.7	0.6	0.6	0.7	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.7	0.5	-	-
Diésel	4.7	4.0	4.0	3.5	1.6	1.8	3.8	3.4	2.0	1.6	1.4	7.3	6.0	-	-
Fueloil	1.0	0.8	0.6	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.4	0.4	-	-
Geotérmica	0.4	0.5	0.4	0.6	0.3	0.4	0.6	0.4	0.3	0.3	0.2	0.0	0.1	-	-
GNL	8.7	3.9	4.3	5.1	7.0	9.3	11.0	10.9	8.8	8.7	8.2	7.1	7.6	-	-
Total Térmico	45.6	36.4	33.2	34.5	33.2	33.5	32.8	32.0	27.5	22.2	20.1	16.9	15.7	-	-
Hidro-embalse	9.2	10.7	10.4	10.7	9.8	10.4	11.0	10.7	10.5	9.5	10.2	10.2	10.0	-	-
Hidro-pasada	8.1	9.8	9.9	10.0	10.9	10.9	11.0	11.0	10.9	10.8	10.9	10.9	10.7	-	-
Eólica	5.7	9.4	11.1	11.3	12.7	12.7	13.1	15.2	15.8	21.4	22.8	34.9	50.0	-	-
Fotovoltaica	9.0	14.9	19.7	20.4	21.5	22.0	22.3	22.5	22.5	24.5	26.1	28.8	29.1	-	-
CSP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.1	5.6	5.7	9.6	13.6	-	-
Total ERV	32.0	44.7	51.0	52.3	54.9	56.0	57.4	59.3	64.8	71.7	75.7	94.4	113.5	-	-
Total	77.6	81.1	84.2	86.8	88.1	89.5	90.2	91.4	92.2	93.9	95.8	111.3	129.2	-	-

Tabla 4.6: Generación por tecnología en TWh. Resultado formulación caso base para el escenario RL. Gráfico en la Figura 3.11.

Comparativa de resultados de la formulación desarrollada (caso base) y los resultados de la PELP obtenidos por el Ministerio

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	0.58	0.36	-0.02	0.01	-0.08	-0.24	-0.16	-0.15	0.04	-0.68	-0.83	1.07	0.99	-	-
Carbón	-3.61	1.10	2.49	1.07	1.85	1.93	0.40	-1.40	-2.51	-2.83	0.03	0.03	0.03	-	-
Cogeneración	-0.07	0.25	0.29	0.05	0.27	-0.07	0.02	0.17	0.51	0.52	0.52	0.53	0.64	-	-
Diésel	3.36	-0.81	-0.64	-2.08	-2.48	-2.66	-1.47	-0.89	3.35	3.34	3.06	1.70	1.74	-	-
Fueloil	-0.06	0.00	-0.11	-0.22	-0.23	-0.26	-0.24	-0.25	0.28	0.45	-0.04	0.05	0.17	-	-
Geotérmica	-0.09	-0.09	-0.08	-0.09	-0.09	-0.09	-0.09	-0.09	0.24	0.36	0.19	0.33	0.43	-	-
GNL	-1.67	0.32	0.88	3.84	3.83	4.30	5.06	6.04	1.99	3.05	1.35	-3.29	-1.41	-	-
Total Térmico	-1.57	1.14	2.82	2.59	3.07	2.91	3.52	3.43	3.91	4.21	4.28	0.41	2.58	-	-
Hidro-embalse	2.01	0.00	-0.05	0.03	-0.03	0.10	-0.04	0.05	0.12	0.19	0.22	0.46	0.42	-	-
Hidro-pasada	-0.36	-0.70	-0.70	-0.70	-0.76	-0.73	-0.76	-0.74	-0.68	-0.63	-0.63	-0.02	-0.38	-	-
Eólica	-0.35	-0.25	-0.78	-0.76	-0.88	-0.91	-1.06	-1.15	-1.17	-1.45	-1.49	0.75	-2.02	-	-
Fotovoltaica	0.26	-0.17	-1.28	-1.13	-1.37	-1.41	-1.67	-1.63	-1.59	-1.56	-1.56	-1.32	-2.34	-	-
CSP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.67	-0.77	-0.84	-1.79	-1.73	-	-
Total ERV	1.57	-1.12	-2.81	-2.56	-3.03	-2.94	-3.53	-3.47	-3.99	-4.23	-4.30	-1.92	-6.04	-	-
Total	0.00	0.01	0.00	0.02	0.05	-0.03	-0.01	-0.03	-0.07	-0.02	-0.03	-1.51	-3.46	-	-

Tabla 4.7: Diferencias formulación caso base en TWh por tecnología escenario TA. Gráfico en la Figura 3.12.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	19.5 %	13.1 %	-0.7 %	0.4 %	-3.0 %	-9.4 %	-6.5 %	-6.1 %	1.9 %	-48.8 %	-57.3 %	49.4 %	50.7 %	-	-
Carbón	-13.5 %	4.6 %	11.1 %	4.9 %	8.6 %	12.1 %	3.5 %	-14.8 %	-53.1 %	-573.4 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	-	-
Cogeneración	-9.0 %	33.7 %	38.0 %	6.3 %	35.6 %	-8.7 %	2.3 %	20.8 %	66.3 %	68.3 %	68.1 %	68.6 %	81.9 %	-	-
Diésel	71.8 %	-16.1 %	-13.7 %	-43.7 %	-53.9 %	-53.6 %	-27.9 %	-17.3 %	76.5 %	87.7 %	80.3 %	53.4 %	59.1 %	-	-
Fueloil	-7.2 %	0.3 %	-15.8 %	-31.3 %	-33.6 %	-39.3 %	-35.6 %	-37.3 %	51.2 %	70.8 %	-13.8 %	17.8 %	69.3 %	-	-
Geotérmica	-15.3 %	-13.9 %	-12.2 %	-14.9 %	-14.9 %	-14.5 %	-14.8 %	-14.5 %	46.5 %	66.7 %	35.1 %	53.0 %	70.8 %	-	-
GNL	-21.6 %	10.4 %	21.6 %	63.1 %	63.0 %	50.0 %	48.6 %	53.3 %	30.3 %	43.9 %	21.7 %	-227.6 %	-86.8 %	-	-
Total Térmico	-3.5 %	3.1 %	7.9 %	6.9 %	8.4 %	8.5 %	11.1 %	11.3 %	19.7 %	28.9 %	32.6 %	4.9 %	31.5 %	-	-
Hidro-embalse	18.5 %	0.0 %	-0.5 %	0.2 %	-0.3 %	0.9 %	-0.4 %	0.4 %	1.2 %	2.0 %	2.2 %	4.4 %	4.0 %	-	-
Hidro-pasada	-4.7 %	-7.7 %	-7.6 %	-7.5 %	-7.5 %	-7.1 %	-7.4 %	-7.2 %	-6.6 %	-6.2 %	-6.1 %	-0.2 %	-3.7 %	-	-
Eólica	-6.4 %	-2.8 %	-7.6 %	-7.3 %	-7.5 %	-7.1 %	-7.4 %	-7.2 %	-6.6 %	-6.2 %	-6.1 %	1.2 %	-2.8 %	-	-
Fotovoltaica	2.8 %	-1.2 %	-7.0 %	-5.9 %	-6.9 %	-6.6 %	-6.9 %	-6.7 %	-6.2 %	-5.8 %	-5.7 %	-4.8 %	-5.1 %	-	-
CSP	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-6.6 %	-6.2 %	-6.1 %	-5.5 %	-5.3 %	-	-
Total ERV	4.7 %	-2.6 %	-5.8 %	-5.2 %	-5.9 %	-5.3 %	-6.0 %	-5.6 %	-5.4 %	-5.2 %	-5.0 %	-1.3 %	-3.5 %	-	-
Total	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.1 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	0.0 %	0.0 %	-1.0 %	-1.9 %	-	-

Tabla 4.8: Diferencias formulación caso base. Error porcentual por tecnología escenario TA. Gráfico en la Figura 3.18.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	0.11	1.02	0.67	0.86	1.32	1.05	1.50	1.38	1.95	1.18	1.19	1.72	1.46	-	-
Carbón	-0.08	8.33	8.15	6.83	7.87	8.36	6.44	6.41	5.55	1.20	1.35	0.04	0.04	-	-
Cogeneración	0.58	0.59	0.60	0.60	0.57	0.52	0.63	0.63	0.65	0.66	0.68	0.72	0.70	-	-
Diésel	-0.54	-3.04	-2.75	-3.15	-0.90	-1.56	2.61	2.90	4.05	3.97	3.95	1.36	-0.94	-	-
Fueloil	-0.28	-0.05	-0.32	-0.24	-0.25	-0.29	-0.24	-0.27	-0.41	-0.25	-0.59	-0.21	-0.56	-	-
Geotérmica	0.30	0.61	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.54	0.54	0.54	0.62	0.62	-	-
GNL	-1.72	-6.24	-4.12	-2.93	-6.13	-5.74	-8.25	-8.23	-8.43	-3.04	-2.80	-5.78	-9.54	-	-
Total Térmico	-1.64	1.23	2.86	2.59	3.10	2.96	3.31	3.43	3.89	4.26	4.32	-1.54	-8.23	-	-
Hidro-embalse	2.08	-0.02	-0.05	0.05	-0.03	0.11	0.03	0.04	0.07	0.12	0.17	0.40	0.42	-	-
Hidro-pasada	-0.36	-0.70	-0.70	-0.70	-0.76	-0.72	-0.74	-0.74	-0.69	-0.63	-0.61	-0.16	0.22	-	-
Eólica	-0.34	-0.26	-0.80	-0.78	-0.90	-0.94	-1.01	-1.15	-1.18	-1.55	-1.59	1.64	6.91	-	-
Fotovoltaica	0.28	-0.23	-1.30	-1.14	-1.40	-1.40	-1.62	-1.64	-1.59	-1.55	-1.52	-1.36	-1.60	-	-
CSP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.56	-0.67	-0.81	-1.46	-1.62	-	-
Total ERV	1.66	-1.22	-2.85	-2.58	-3.09	-2.95	-3.35	-3.49	-3.95	-4.29	-4.36	-0.94	4.32	-	-
Total	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	-0.03	-0.06	-0.05	-0.03	-0.04	-2.48	-3.90	-	-

Tabla 4.9: Diferencias formulación caso base en TWh por tecnología escenario CN. Gráfico en la Figura 3.13.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	3.6 %	37.3 %	27.3 %	32.9 %	52.4 %	40.6 %	58.7 %	55.0 %	78.6 %	73.3 %	73.4 %	80.9 %	73.3 %	-	-
Carbón	-0.3 %	32.4 %	34.9 %	30.7 %	35.7 %	50.3 %	46.5 %	47.2 %	56.7 %	33.2 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	-	-
Cogeneración	76.2 %	78.5 %	80.1 %	79.0 %	75.3 %	62.8 %	76.1 %	75.7 %	81.7 %	86.4 %	88.6 %	92.8 %	89.3 %	-	-
Diésel	-11.5 %	-63.6 %	-60.5 %	-67.5 %	-19.9 %	-32.7 %	52.2 %	60.1 %	94.1 %	96.0 %	95.7 %	32.4 %	-23.6 %	-	-
Fueloil	-31.2 %	-5.6 %	-45.5 %	-35.6 %	-37.0 %	-46.6 %	-35.5 %	-42.1 %	-82.7 %	-37.3 %	-184.7 %	-44.5 %	-159.1 %	-	-
Geotérmica	49.3 %	99.8 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	-	-
GNL	-22.8 %	-273.4 %	-109.8 %	-50.8 %	-104.4 %	-62.9 %	-78.9 %	-82.7 %	-127.8 %	-49.2 %	-49.1 %	-215.6 %	-396.2 %	-	-
Total Térmico	-3.7 %	3.3 %	7.9 %	6.9 %	8.4 %	8.4 %	9.7 %	10.4 %	15.6 %	24.3 %	29.9 %	-14.1 %	-80.7 %	-	-
Hidro-embalse	18.5 %	-0.2 %	-0.5 %	0.4 %	-0.3 %	1.0 %	0.3 %	0.3 %	0.7 %	1.2 %	1.7 %	3.8 %	4.0 %	-	-
Hidro-pasada	-4.6 %	-7.8 %	-7.7 %	-7.5 %	-7.5 %	-7.0 %	-7.2 %	-7.2 %	-6.7 %	-6.2 %	-6.0 %	-1.6 %	2.1 %	-	-
Eólica	-6.4 %	-2.9 %	-7.7 %	-7.3 %	-7.5 %	-7.0 %	-7.2 %	-7.2 %	-6.7 %	-6.2 %	-6.0 %	2.8 %	9.3 %	-	-
Fotovoltaica	3.0 %	-1.6 %	-7.0 %	-5.9 %	-6.8 %	-6.5 %	-6.8 %	-6.7 %	-6.3 %	-5.8 %	-5.6 %	-4.9 %	-5.0 %	-	-
CSP	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-6.7 %	-6.2 %	-6.0 %	-5.4 %	-5.4 %	-	-
Total ERV	4.9 %	-2.8 %	-5.9 %	-5.1 %	-5.9 %	-5.3 %	-5.7 %	-5.6 %	-5.5 %	-5.2 %	-5.0 %	-0.7 %	2.7 %	-	-
Total	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	-0.1 %	0.0 %	0.0 %	-1.7 %	-2.3 %	-	-

Tabla 4.10: Diferencias formulación caso base. Error porcentual por tecnología escenario CN. Gráfico en la Figura 3.19.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	0.91	1.50	1.05	1.34	1.31	1.38	1.28	1.26	1.52	0.89	1.03	0.52	0.90	-	-
Carbón	-1.45	-0.34	1.07	-0.58	-0.61	-1.81	0.07	-0.27	-1.17	0.38	-0.29	2.84	0.10	-	-
Cogeneración	0.07	0.12	0.16	0.08	0.13	-0.04	-0.06	-0.07	-0.08	-0.13	-0.14	0.11	0.28	-	-
Diésel	-0.07	0.89	0.56	1.14	2.98	3.00	0.98	1.23	2.41	2.68	2.98	-2.76	-1.48	-	-
Fueloil	-0.10	0.11	0.09	-0.25	-0.20	-0.24	-0.22	-0.24	-0.29	-0.24	-0.24	0.23	0.24	-	-
Geotérmica	0.23	0.17	0.22	-0.03	0.28	0.23	0.00	0.20	0.24	0.33	0.36	0.52	0.43	-	-
GNL	-1.20	-1.26	-0.31	0.85	-0.93	0.33	0.74	0.78	0.41	-0.48	0.04	3.14	3.25	-	-
Total Térmico	-1.60	1.19	2.84	2.56	2.97	2.85	2.80	2.88	3.05	3.43	3.74	4.61	3.73	-	-
Hidro-embalse	2.08	-0.02	-0.05	0.04	0.05	0.06	0.04	0.10	0.12	0.15	0.18	0.09	0.18	-	-
Hidro-pasada	-0.36	-0.70	-0.70	-0.70	-0.76	-0.73	-0.70	-0.70	-0.67	-0.64	-0.68	-0.66	-0.47	-	-
Eólica	-0.34	-0.26	-0.79	-0.77	-0.88	-0.84	-0.83	-0.96	-0.94	-1.26	-1.39	-2.12	-1.70	-	-
Fotovoltaica	0.25	-0.20	-1.30	-1.11	-1.38	-1.33	-1.31	-1.32	-1.25	-1.34	-1.52	-1.64	-1.67	-	-
CSP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.31	-0.33	-0.36	-0.58	-0.83	-	-
Total ERV	1.63	-1.18	-2.84	-2.54	-2.96	-2.85	-2.80	-2.87	-3.05	-3.43	-3.77	-4.92	-4.49	-	-
Total	0.03	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	-0.02	-0.31	-0.76	-	-

Tabla 4.11: Diferencias formulación caso base en TWh por tecnología escenario RL. Gráfico en la Figura 3.14.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	30.7 %	54.9 %	43.2 %	52.4 %	53.4 %	54.8 %	51.2 %	51.3 %	60.3 %	48.0 %	53.0 %	27.8 %	46.6 %	-	-
Carbón	-5.4 %	-1.3 %	4.6 %	-2.7 %	-2.9 %	-10.4 %	0.5 %	-2.0 %	-9.5 %	4.1 %	-4.0 %	100.0 %	100.0 %	-	-
Cogeneración	9.5 %	15.9 %	21.6 %	10.6 %	17.8 %	-4.9 %	-6.9 %	-8.6 %	-9.4 %	-16.6 %	-17.9 %	13.7 %	35.7 %	-	-
Diésel	-1.5 %	18.2 %	12.3 %	24.5 %	65.6 %	63.2 %	20.4 %	26.3 %	54.4 %	62.6 %	68.3 %	-60.8 %	-32.4 %	-	-
Fueloil	-10.7 %	12.5 %	13.1 %	-38.5 %	-31.6 %	-35.3 %	-32.8 %	-36.7 %	-48.5 %	-35.8 %	-36.0 %	34.7 %	35.9 %	-	-
Geotérmica	37.4 %	26.8 %	36.0 %	-4.5 %	44.8 %	37.1 %	0.7 %	32.1 %	42.4 %	56.4 %	61.3 %	92.0 %	75.4 %	-	-
GNL	-15.9 %	-46.7 %	-7.8 %	14.4 %	-15.3 %	3.4 %	6.3 %	6.7 %	4.4 %	-5.9 %	0.5 %	30.7 %	30.1 %	-	-
Total Térmico	-3.6 %	3.2 %	7.9 %	6.9 %	8.2 %	7.8 %	7.9 %	8.2 %	10.0 %	13.4 %	15.7 %	21.4 %	19.2 %	-	-
Hidro-embalse	18.4 %	-0.2 %	-0.5 %	0.4 %	0.5 %	0.5 %	0.4 %	1.0 %	1.1 %	1.5 %	1.8 %	0.9 %	1.7 %	-	-
Hidro-pasada	-4.6 %	-7.8 %	-7.7 %	-7.5 %	-7.4 %	-7.1 %	-6.8 %	-6.8 %	-6.5 %	-6.3 %	-6.6 %	-6.5 %	-4.6 %	-	-
Eólica	-6.4 %	-2.8 %	-7.7 %	-7.3 %	-7.4 %	-7.1 %	-6.7 %	-6.8 %	-6.3 %	-6.3 %	-6.5 %	-6.5 %	-3.5 %	-	-
Fotovoltaica	2.7 %	-1.4 %	-7.1 %	-5.8 %	-6.8 %	-6.5 %	-6.2 %	-6.2 %	-5.9 %	-5.8 %	-6.2 %	-6.0 %	-6.1 %	-	-
CSP	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-6.4 %	-6.3 %	-6.7 %	-6.5 %	-6.5 %	-	-
Total ERV	4.8 %	-2.7 %	-5.9 %	-5.1 %	-5.7 %	-5.4 %	-5.1 %	-5.1 %	-4.9 %	-5.0 %	-5.2 %	-5.5 %	-4.1 %	-	-
Total	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.3 %	-0.6 %	-	-

Tabla 4.12: Diferencias formulación caso base. Error porcentual por tecnología escenario RL. Gráfico en la Figura 3.20.

Resultados MSO reducido

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	2.4	2.3	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.3	2.0	2.3	1.3	1.2	0.9	0.8
Carbón	30.4	22.3	19.6	19.2	19.1	12.9	10.5	10.5	7.2	3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cogeneración	0.8	0.3	0.4	0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Diésel	1.3	7.4	6.7	8.8	8.1	9.8	8.1	6.9	1.1	0.5	0.7	0.1	0.1	0.2	0.2
Fueloil	1.0	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.3	0.2	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Geotérmica	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.3	0.2	0.3	0.0	0.0	0.1	0.1
GNL	9.4	2.2	2.3	2.2	2.2	4.1	5.3	5.3	4.6	4.0	4.8	1.1	1.3	1.6	1.4
Total Térmico	46.0	36.0	33.0	34.6	33.6	31.2	28.3	27.0	15.9	10.3	8.8	2.6	2.6	2.9	2.7
Hidro-embalse	8.8	10.9	10.5	10.7	9.7	11.0	10.7	11.4	10.3	9.2	9.8	10.0	10.1	10.0	10.4
Hidro-pasada	8.1	9.8	9.9	10.0	10.9	11.0	11.0	11.1	10.9	10.8	10.8	10.9	10.9	10.9	10.9
Eólica	5.7	9.4	11.0	11.2	12.6	13.7	15.3	17.2	18.9	24.7	25.8	64.4	76.5	99.2	124.5
Fotovoltaica	9.0	14.8	19.6	20.3	21.3	22.8	25.8	26.0	27.4	28.5	28.8	29.1	48.1	106.8	146.0
CSP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.9	13.1	14.6	34.5	34.2	51.1	141.9
Total ERV	31.6	44.9	50.9	52.2	54.5	58.5	62.7	65.7	78.3	86.3	89.9	148.9	179.8	277.9	433.7
Total	77.6	81.0	84.0	86.8	88.1	89.7	91.0	92.7	94.2	96.6	98.7	151.5	182.4	280.9	436.3

Tabla 4.13: Generación por tecnología en TWh. Resultado formulación reducida para el escenario TA. Gráfico en la Figura 3.15.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	2.8	1.4	1.3	1.4	0.6	0.8	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1
Carbón	26.6	16.6	15.0	14.6	14.0	8.1	7.7	7.3	4.2	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cogeneración	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diésel	5.2	8.7	7.4	9.0	6.2	7.4	2.7	2.1	0.3	0.2	0.2	2.0	1.5	1.0	0.9
Fueloil	1.2	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.2	0.2	0.1	0.1
Geotérmica	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	0.0	0.0
GNL	9.3	8.7	8.5	8.7	12.0	14.9	18.6	18.4	15.1	9.3	8.5	2.8	2.7	2.4	2.6
Total Térmico	45.6	36.5	33.3	34.8	33.9	32.3	30.7	29.5	21.1	13.2	10.1	5.2	4.5	3.5	3.6
Hidro-embalse	9.1	10.7	10.3	10.7	9.7	10.8	10.7	11.3	10.4	9.3	10.0	10.3	10.2	9.8	9.6
Hidro-pasada	8.1	9.8	9.9	10.0	10.9	11.0	11.0	11.1	10.9	10.8	10.8	10.9	10.9	10.9	10.9
Eólica	5.7	9.4	11.2	11.5	12.9	14.3	15.0	17.2	18.6	26.6	28.3	62.0	78.6	98.1	135.9
Fotovoltaica	9.0	14.9	19.9	20.6	21.9	23.0	25.7	26.1	27.0	28.4	28.9	29.1	33.9	65.2	107.0
CSP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.9	11.4	14.3	28.5	31.5	41.3	62.0
Total ERV	32.0	44.8	51.2	52.8	55.5	59.0	62.3	65.7	75.8	86.5	92.3	140.8	165.2	225.2	325.4
Total	77.6	81.3	84.6	87.6	89.3	91.2	93.0	95.1	96.9	99.7	102.4	146.1	169.7	228.7	328.9

Tabla 4.14: Generación por tecnología en TWh. Resultado formulación reducida para el escenario CN. Gráfico en la Figura 3.16.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	2.0	1.2	1.2	1.1	1.1	1.2	1.3	1.2	1.0	0.9	0.9	1.4	1.0	0.2	0.2
Carbón	28.0	25.5	22.5	22.4	21.6	18.9	14.3	14.3	13.2	8.8	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Cogeneración	0.7	0.7	0.6	0.7	0.7	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.7	0.4	0.1	0.1
Diésel	4.8	4.0	3.7	3.4	1.5	1.7	3.6	3.5	2.2	1.7	1.4	7.7	5.8	2.1	1.4
Fueloil	1.0	0.8	0.6	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.5	0.3	0.1	0.1
Geotérmica	0.4	0.5	0.4	0.6	0.4	0.5	0.7	0.6	0.4	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
GNL	8.7	3.7	4.1	5.4	7.0	9.4	11.1	10.7	8.9	8.7	8.2	6.3	5.8	2.3	1.8
Total Térmico	45.5	36.4	33.2	34.5	33.2	33.5	32.8	32.1	27.5	22.1	20.0	16.6	13.3	4.8	3.6
Hidro-embalse	9.2	10.7	10.4	10.7	9.8	10.4	11.0	10.7	10.5	9.5	10.2	10.2	10.1	10.1	10.1
Hidro-pasada	8.1	9.8	9.9	10.0	10.9	10.9	11.0	11.0	10.9	10.8	10.9	10.9	10.9	10.9	11.0
Eólica	5.7	9.4	11.1	11.3	12.7	12.7	13.1	15.2	15.8	21.4	22.8	34.9	51.5	83.4	95.1
Fotovoltaica	9.0	14.9	19.7	20.4	21.5	22.0	22.3	22.5	22.5	24.5	26.1	28.8	29.1	29.1	55.8
CSP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.1	5.6	5.7	9.6	13.6	33.0	44.0
Total ERV	32.0	44.7	51.0	52.3	54.9	56.0	57.4	59.3	64.7	71.7	75.7	94.4	115.1	166.4	215.9
Total	77.6	81.1	84.2	86.8	88.1	89.5	90.2	91.4	92.2	93.9	95.8	111.0	128.5	171.3	219.5

Tabla 4.15: Generación por tecnología en TWh. Resultado formulación reducida para el escenario RL. Gráfico en la Figura 3.17.

Comparativa de resultados formulación reducida y los de la PELP obtenidos por el Ministerio

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	0.53	0.44	-0.01	0.16	0.08	0.03	0.04	-0.04	0.07	-0.63	-0.83	0.91	0.80	1.05	1.38
Carbón	-3.60	1.78	2.97	2.45	2.22	3.05	1.07	-1.03	-2.46	-2.83	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02
Cogeneración	-0.07	0.48	0.39	0.51	0.69	0.46	0.50	0.53	0.52	0.52	0.52	0.68	0.71	0.72	0.75
Diésel	3.40	-2.31	-2.06	-4.06	-3.47	-4.79	-2.87	-1.71	3.32	3.36	3.06	3.08	2.86	1.21	1.35
Fueloil	-0.07	0.02	-0.13	-0.22	-0.23	-0.26	-0.23	-0.25	0.28	0.45	-0.04	0.27	0.25	0.12	0.19
Geotérmica	-0.09	-0.08	-0.08	-0.09	-0.09	-0.09	-0.09	-0.09	0.26	0.36	0.19	0.62	0.61	0.41	0.53
GNL	-1.66	0.81	1.75	3.84	3.83	4.54	5.11	6.05	1.99	3.00	1.37	0.32	0.36	1.02	2.05
Total Térmico	-1.57	1.12	2.82	2.60	3.03	2.94	3.53	3.47	3.98	4.23	4.30	5.91	5.62	4.55	6.26
Hidro-embalse	2.01	0.00	-0.05	0.03	-0.03	0.10	-0.04	0.05	0.12	0.19	0.22	0.44	0.39	0.26	0.29
Hidro-pasada	-0.36	-0.70	-0.70	-0.70	-0.76	-0.73	-0.76	-0.74	-0.68	-0.63	-0.63	-0.57	-0.56	-0.59	-0.59
Eólica	-0.35	-0.25	-0.78	-0.76	-0.88	-0.91	-1.06	-1.15	-1.17	-1.45	-1.49	-3.34	-3.91	-4.97	-5.92
Fotovoltaica	0.26	-0.17	-1.29	-1.16	-1.37	-1.41	-1.67	-1.63	-1.59	-1.56	-1.56	-1.40	-2.35	-5.11	-5.94
CSP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.67	-0.77	-0.85	-1.79	-1.75	-2.71	-6.90
Total ERV	1.57	-1.12	-2.82	-2.60	-3.03	-2.94	-3.53	-3.47	-3.99	-4.23	-4.31	-6.67	-8.17	-13.12	-19.06
Total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	0.00	-0.01	-0.76	-2.55	-8.57	-12.80

Tabla 4.16: Diferencias formulación reducida en TWh por tecnología escenario TA. Gráfico en la Figura 3.18.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	17.9 %	16.1 %	-0.5 %	6.2 %	3.3 %	1.1 %	1.7 %	-1.5 %	3.1 %	-45.2 %	-57.3 %	41.8 %	40.8 %	54.3 %	62.1 %
Carbón	-13.5 %	7.4 %	13.2 %	11.3 %	10.4 %	19.1 %	9.3 %	-10.9 %	-52.2 %	-573.4 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %
Cogeneración	-9.0 %	63.0 %	52.3 %	67.3 %	90.7 %	58.6 %	62.4 %	65.3 %	68.1 %	68.7 %	68.1 %	87.6 %	91.6 %	91.2 %	92.0 %
Diésel	72.6 %	-45.8 %	-44.0 %	-85.4 %	-75.6 %	-96.4 %	-54.7 %	-33.1 %	75.9 %	88.2 %	80.4 %	96.8 %	97.3 %	83.9 %	85.9 %
Fueloil	-7.5 %	1.7 %	-19.2 %	-31.2 %	-33.2 %	-39.3 %	-34.6 %	-37.3 %	51.2 %	71.3 %	-13.2 %	100.0 %	100.0 %	71.3 %	87.9 %
Geotérmica	-15.3 %	-13.7 %	-13.2 %	-14.9 %	-14.9 %	-14.5 %	-14.8 %	-14.5 %	49.3 %	66.7 %	35.8 %	100.0 %	100.0 %	77.5 %	87.0 %
GNL	-21.6 %	26.4 %	42.8 %	63.1 %	63.0 %	52.8 %	49.1 %	53.3 %	30.2 %	43.2 %	22.0 %	22.3 %	22.2 %	39.2 %	58.7 %
Total Térmico	-3.5 %	3.0 %	7.9 %	7.0 %	8.3 %	8.6 %	11.1 %	11.4 %	20.0 %	29.0 %	32.8 %	69.6 %	68.6 %	60.8 %	70.1 %
Hidro-embalse	18.5 %	0.0 %	-0.5 %	0.2 %	-0.3 %	0.9 %	-0.4 %	0.4 %	1.2 %	2.0 %	2.2 %	4.2 %	3.8 %	2.5 %	2.7 %
Hidro-pasada	-4.7 %	-7.7 %	-7.6 %	-7.5 %	-7.5 %	-7.1 %	-7.4 %	-7.2 %	-6.6 %	-6.2 %	-6.1 %	-5.5 %	-5.4 %	-5.8 %	-5.7 %
Eólica	-6.4 %	-2.8 %	-7.6 %	-7.3 %	-7.5 %	-7.1 %	-7.4 %	-7.2 %	-6.6 %	-6.2 %	-6.1 %	-5.5 %	-5.4 %	-5.3 %	-5.0 %
Fotovoltaica	2.8 %	-1.2 %	-7.0 %	-6.1 %	-6.9 %	-6.6 %	-6.9 %	-6.7 %	-6.2 %	-5.8 %	-5.7 %	-5.1 %	-5.1 %	-5.0 %	-4.2 %
CSP	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-6.6 %	-6.2 %	-6.1 %	-5.5 %	-5.4 %	-5.6 %	-5.1 %
Total ERV	4.7 %	-2.6 %	-5.9 %	-5.2 %	-5.9 %	-5.3 %	-6.0 %	-5.6 %	-5.4 %	-5.2 %	-5.0 %	-4.7 %	-4.8 %	-5.0 %	-4.6 %
Total	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.5 %	-1.4 %	-3.1 %	-3.0 %

Tabla 4.17: Diferencias formulación reducida y PELP. Error porcentual por tecnología escenario TA. Gráfico en la Figura 3.18.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	0.14	1.30	1.15	1.22	1.93	1.77	2.03	1.97	2.05	1.18	1.19	1.93	1.89	1.87	2.09
Carbón	-0.08	9.11	8.40	7.67	8.08	8.53	6.17	6.29	5.58	1.20	1.35	0.04	0.04	0.03	0.03
Cogeneración	0.54	0.60	0.60	0.60	0.57	0.63	0.64	0.63	0.63	0.71	0.75	0.78	0.77	0.78	0.77
Diésel	-0.53	-3.91	-2.87	-4.38	-1.71	-2.58	2.29	2.69	4.04	3.98	3.98	2.19	2.50	0.54	0.79
Fueloil	-0.29	-0.11	-0.28	-0.23	-0.25	-0.29	-0.24	-0.27	-0.41	-0.25	-0.59	0.23	0.20	0.26	0.26
Geotérmica	0.31	0.61	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.54	0.54	0.54	0.62	0.62	0.59	0.54
GNL	-1.76	-6.37	-4.75	-2.90	-6.13	-5.74	-8.17	-8.46	-8.49	-3.07	-2.84	-0.12	-0.30	-0.62	0.29
Total Térmico	-1.66	1.23	2.87	2.60	3.11	2.95	3.34	3.47	3.94	4.28	4.37	5.66	5.71	3.44	4.76
Hidro-embalse	2.08	-0.02	-0.05	0.05	-0.03	0.11	0.03	0.04	0.07	0.12	0.17	0.38	0.36	0.27	0.33
Hidro-pasada	-0.36	-0.71	-0.70	-0.70	-0.76	-0.72	-0.74	-0.74	-0.69	-0.63	-0.61	-0.56	-0.56	-0.59	-0.65
Eólica	-0.34	-0.26	-0.80	-0.79	-0.90	-0.94	-1.01	-1.15	-1.18	-1.55	-1.60	-3.18	-4.05	-4.85	-7.06
Fotovoltaica	0.28	-0.23	-1.32	-1.16	-1.42	-1.40	-1.62	-1.64	-1.59	-1.55	-1.52	-1.39	-1.64	-3.20	-3.19
CSP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.56	-0.67	-0.81	-1.47	-1.61	-2.14	-3.25
Total ERV	1.66	-1.23	-2.87	-2.60	-3.11	-2.95	-3.35	-3.49	-3.95	-4.29	-4.37	-6.22	-7.51	-10.52	-13.82
Total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.02	-0.01	-0.01	0.00	-0.56	-1.80	-7.08	-9.06

Tabla 4.18: Diferencias formulación reducida en TWh por tecnología escenario CN. Gráfico en la Figura 3.19.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	4.6 %	47.3 %	46.6 %	46.7 %	77.0 %	68.8 %	79.3 %	78.9 %	82.7 %	73.3 %	73.5 %	91.1 %	94.4 %	97.4 %	97.6 %
Carbón	-0.3 %	35.4 %	35.9 %	34.5 %	36.6 %	51.3 %	44.6 %	46.2 %	57.0 %	33.2 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %
Cogeneración	72.1 %	79.2 %	79.3 %	79.5 %	75.3 %	76.2 %	76.3 %	76.2 %	78.7 %	92.6 %	97.7 %	100.0 %	98.1 %	100.0 %	99.6 %
Diésel	-11.3 %	-81.7 %	-63.0 %	-93.9 %	-37.8 %	-53.9 %	45.8 %	55.7 %	94.0 %	96.1 %	96.3 %	52.2 %	62.6 %	35.7 %	47.1 %
Fueloil	-31.6 %	-12.2 %	-40.2 %	-34.6 %	-37.0 %	-45.8 %	-35.5 %	-42.1 %	-82.7 %	-37.3 %	-184.7 %	48.3 %	56.7 %	77.6 %	77.4 %
Geotérmica	50.3 %	100.0 %	99.9 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %
GNL	-23.3 %	-279.4 %	-126.5 %	-50.1 %	-104.4 %	-62.9 %	-78.1 %	-85.0 %	-128.7 %	-49.6 %	-49.9 %	-4.6 %	-12.5 %	-35.3 %	10.2 %
Total Térmico	-3.8 %	3.2 %	7.9 %	7.0 %	8.4 %	8.4 %	9.8 %	10.5 %	15.7 %	24.5 %	30.3 %	51.9 %	56.0 %	49.7 %	57.1 %
Hidro-embalse	18.5 %	-0.2 %	-0.5 %	0.4 %	-0.3 %	1.0 %	0.3 %	0.3 %	0.7 %	1.2 %	1.7 %	3.6 %	3.4 %	2.7 %	3.3 %
Hidro-pasada	-4.6 %	-7.8 %	-7.7 %	-7.5 %	-7.5 %	-7.0 %	-7.2 %	-7.2 %	-6.7 %	-6.2 %	-6.0 %	-5.4 %	-5.4 %	-5.7 %	-6.4 %
Eólica	-6.4 %	-2.9 %	-7.7 %	-7.4 %	-7.5 %	-7.0 %	-7.2 %	-7.2 %	-6.7 %	-6.2 %	-6.0 %	-5.4 %	-5.4 %	-5.2 %	-5.5 %
Fotovoltaica	3.0 %	-1.6 %	-7.1 %	-5.9 %	-6.9 %	-6.5 %	-6.8 %	-6.7 %	-6.3 %	-5.8 %	-5.6 %	-5.0 %	-5.1 %	-5.2 %	-3.1 %
CSP	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-6.7 %	-6.2 %	-6.0 %	-5.4 %	-5.4 %	-5.5 %	-5.5 %
Total ERV	4.9 %	-2.8 %	-5.9 %	-5.2 %	-5.9 %	-5.3 %	-5.7 %	-5.6 %	-5.5 %	-5.2 %	-5.0 %	-4.6 %	-4.8 %	-4.9 %	-4.4 %
Total	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.4 %	-1.1 %	-3.2 %	-2.8 %

Tabla 4.19: Diferencias formulación reducida y PELP. Error porcentual por tecnología escenario CN. Gráfico en la Figura 3.19.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	0.92	1.48	1.19	1.48	1.31	1.32	1.26	1.28	1.54	0.93	1.04	0.46	0.97	1.93	2.15
Carbón	-1.43	-0.45	0.45	-0.57	-0.44	-1.54	0.08	-0.27	-0.89	0.38	-0.25	2.84	0.10	0.09	0.09
Cogeneración	0.07	0.10	0.14	0.08	0.08	-0.04	-0.06	-0.07	-0.08	-0.13	-0.14	0.07	0.38	0.65	0.71
Diésel	-0.11	0.89	0.83	1.29	3.09	3.09	1.21	1.17	2.22	2.60	3.01	-3.20	-1.27	2.11	1.57
Fueloil	-0.08	0.07	0.09	-0.25	-0.28	-0.24	-0.22	-0.24	-0.30	-0.24	-0.24	0.22	0.38	0.41	0.42
Geotérmica	0.22	0.12	0.20	-0.02	0.18	0.07	-0.07	0.05	0.21	0.34	0.41	0.56	0.57	0.61	0.59
GNL	-1.17	-1.03	-0.07	0.55	-0.98	0.20	0.61	0.97	0.32	-0.45	0.01	3.95	4.99	2.44	3.33
Total Térmico	-1.58	1.18	2.84	2.54	2.96	2.87	2.81	2.88	3.03	3.43	3.82	4.91	6.11	8.23	8.87
Hidro-embalse	2.08	-0.02	-0.05	0.04	0.05	0.06	0.04	0.10	0.12	0.15	0.18	0.09	0.17	0.17	0.15
Hidro-pasada	-0.36	-0.70	-0.70	-0.70	-0.76	-0.73	-0.70	-0.70	-0.66	-0.64	-0.66	-0.66	-0.67	-0.62	-0.71
Eólica	-0.34	-0.26	-0.79	-0.77	-0.88	-0.84	-0.84	-0.96	-0.93	-1.26	-1.43	-2.12	-3.14	-4.71	-5.94
Fotovoltaica	0.25	-0.20	-1.30	-1.11	-1.38	-1.35	-1.31	-1.32	-1.26	-1.35	-1.53	-1.64	-1.67	-1.53	-3.34
CSP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.30	-0.33	-0.36	-0.58	-0.83	-1.85	-2.56
Total ERV	1.63	-1.18	-2.84	-2.54	-2.96	-2.87	-2.81	-2.88	-3.03	-3.43	-3.82	-4.92	-6.14	-8.53	-12.40
Total	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.04	-0.30	-3.54

Tabla 4.20: Diferencias formulación reducida en TWh por tecnología escenario RL. Gráfico en la Figura 3.20.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	31.2 %	54.4 %	48.9 %	57.6 %	53.4 %	52.3 %	50.2 %	52.1 %	61.2 %	49.9 %	53.1 %	24.5 %	49.9 %	88.6 %	92.4 %
Carbón	-5.4 %	-1.8 %	2.0 %	-2.6 %	-2.1 %	-8.8 %	0.6 %	-2.0 %	-7.2 %	4.2 %	-3.5 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %
Cogeneración	9.2 %	12.8 %	19.1 %	10.6 %	10.7 %	-4.9 %	-6.9 %	-8.6 %	-9.4 %	-16.6 %	-17.9 %	8.4 %	48.1 %	83.1 %	90.5 %
Diésel	-2.3 %	18.2 %	18.1 %	27.5 %	68.0 %	65.0 %	25.1 %	25.0 %	50.0 %	60.6 %	69.0 %	-70.6 %	-27.9 %	50.4 %	52.2 %
Fueloil	-9.2 %	7.6 %	13.4 %	-38.5 %	-44.6 %	-35.3 %	-32.8 %	-36.7 %	-49.3 %	-35.8 %	-36.0 %	32.9 %	55.9 %	83.4 %	85.0 %
Geotérmica	35.4 %	19.1 %	32.6 %	-3.8 %	29.4 %	11.9 %	-11.3 %	8.3 %	36.0 %	58.6 %	68.5 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %
GNL	-15.5 %	-38.2 %	-1.7 %	9.3 %	-16.1 %	2.1 %	5.2 %	8.3 %	3.5 %	-5.4 %	0.1 %	38.7 %	46.1 %	51.9 %	64.6 %
Total Térmico	-3.6 %	3.1 %	7.9 %	6.9 %	8.2 %	7.9 %	7.9 %	8.2 %	9.9 %	13.4 %	16.0 %	22.8 %	31.4 %	63.2 %	71.2 %
Hidro-embalse	18.4 %	-0.2 %	-0.5 %	0.4 %	0.5 %	0.5 %	0.4 %	1.0 %	1.1 %	1.5 %	1.8 %	0.9 %	1.6 %	1.7 %	1.5 %
Hidro-pasada	-4.6 %	-7.8 %	-7.7 %	-7.5 %	-7.4 %	-7.1 %	-6.8 %	-6.8 %	-6.5 %	-6.3 %	-6.7 %	-6.5 %	-6.5 %	-6.0 %	-6.9 %
Eólica	-6.4 %	-2.8 %	-7.7 %	-7.3 %	-7.4 %	-7.1 %	-6.8 %	-6.8 %	-6.3 %	-6.3 %	-6.7 %	-6.5 %	-6.5 %	-6.0 %	-6.7 %
Fotovoltaica	2.7 %	-1.4 %	-7.1 %	-5.8 %	-6.9 %	-6.5 %	-6.3 %	-6.2 %	-5.9 %	-5.8 %	-6.2 %	-6.0 %	-6.1 %	-5.5 %	-6.4 %
CSP	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-6.3 %	-6.3 %	-6.7 %	-6.5 %	-6.5 %	-6.0 %	-6.2 %
Total ERV	4.8 %	-2.7 %	-5.9 %	-5.1 %	-5.7 %	-5.4 %	-5.1 %	-5.1 %	-4.9 %	-5.0 %	-5.3 %	-5.5 %	-5.6 %	-5.4 %	-6.1 %
Total	0.1 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.2 %	-1.6 %

Tabla 4.21: Diferencias formulación reducida y PELP. Error porcentual por tecnología escenario RL. Gráfico en la Figura 3.20.

Comparativa de resultados MSO genérico vs MSO reducido

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	-0.05	0.08	0.00	0.15	0.16	0.27	0.21	0.11	0.03	0.05	0.00	-0.16	-0.19	-	-
Carbón	0.01	0.68	0.47	1.38	0.37	1.11	0.67	0.37	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-
Cogeneración	0.00	0.22	0.11	0.46	0.42	0.53	0.48	0.36	0.01	0.00	0.00	0.15	0.08	-	-
Diésel	0.04	-1.50	-1.42	-1.98	-1.00	-2.13	-1.40	-0.81	-0.03	0.02	0.00	1.38	1.12	-	-
Fueloil	0.00	0.01	-0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.22	0.08	-	-
Geotérmica	0.00	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.29	0.18	-	-
GNL	0.00	0.49	0.87	0.00	0.00	0.24	0.05	0.00	-0.01	-0.05	0.02	3.62	1.78	-	-
Total Térmico	0.00	-0.01	0.00	0.01	-0.04	0.03	0.01	0.03	0.06	0.02	0.02	5.50	3.04	-	-
Hidro-embalse	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.02	-0.03	-	-
Hidro-pasada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.54	-0.18	-	-
Eólica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.10	-1.89	-	-
Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00	-0.03	-0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.08	0.00	-	-
CSP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	-	-
Total ERV	0.00	0.00	0.00	-0.03	-0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.75	-2.13	-	-
Total	0.00	-0.01	0.00	-0.02	-0.05	0.03	0.01	0.03	0.06	0.02	0.02	0.75	0.91	-	-

Tabla 4.22: Diferencias formulación reducida y formulación caso base en TWh por tecnología escenario TA. Gráfico en la Figura 3.21.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	-2.0 %	3.4 %	0.1 %	5.8 %	6.1 %	9.6 %	7.7 %	4.3 %	1.2 %	2.4 %	0.0 %	-14.9 %	-20.1 %	-	-
Carbón	0.0 %	3.0 %	2.4 %	6.7 %	1.9 %	7.9 %	6.0 %	3.4 %	0.6 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-	-
Cogeneración	0.0 %	44.1 %	23.1 %	65.1 %	85.6 %	61.9 %	61.6 %	56.2 %	5.3 %	1.2 %	0.0 %	60.5 %	53.6 %	-	-
Diésel	3.0 %	-25.6 %	-26.7 %	-29.0 %	-14.1 %	-27.8 %	-20.9 %	-13.4 %	-2.5 %	3.9 %	0.1 %	93.2 %	93.3 %	-	-
Fueloil	-0.4 %	1.5 %	-2.9 %	0.1 %	0.3 %	0.0 %	0.7 %	0.0 %	0.0 %	1.6 %	0.5 %	100.0 %	100.0 %	-	-
Geotérmica	0.0 %	0.2 %	-0.9 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	5.2 %	0.0 %	1.1 %	100.0 %	100.0 %	-	-
GNL	0.0 %	17.8 %	27.1 %	0.0 %	0.0 %	5.6 %	0.9 %	0.0 %	-0.1 %	-1.4 %	0.4 %	76.3 %	58.4 %	-	-
Total Térmico	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	0.1 %	0.0 %	0.1 %	0.4 %	0.2 %	0.3 %	68.1 %	54.1 %	-	-
Hidro-embalse	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.2 %	-0.3 %	-	-
Hidro-pasada	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-5.2 %	-1.6 %	-	-
Eólica	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-6.8 %	-2.5 %	-	-
Fotovoltaica	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.2 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.3 %	0.0 %	-	-
CSP	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	-	-
Total ERV	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-3.3 %	-1.2 %	-	-
Total	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.1 %	0.0 %	0.0 %	0.5 %	0.5 %	-	-

Tabla 4.23: Diferencias formulación reducida y formulación caso base en porcentaje, por tecnología escenario TA. Gráfico en la Figura 3.21.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	0.03	0.27	0.48	0.36	0.62	0.73	0.53	0.60	0.10	0.00	0.00	0.22	0.42	-	-
Carbón	0.00	0.77	0.25	0.84	0.21	0.17	-0.27	-0.13	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-
Cogeneración	-0.03	0.01	-0.01	0.00	0.00	0.11	0.00	0.00	-0.02	0.05	0.07	0.06	0.07	-	-
Diésel	0.01	-0.86	-0.11	-1.23	-0.81	-1.02	-0.32	-0.21	-0.01	0.01	0.02	0.83	3.45	-	-
Fueloil	0.00	-0.06	0.04	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.44	0.76	-	-
Geotérmica	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-
GNL	-0.04	-0.14	-0.63	0.04	0.00	0.00	0.08	-0.23	-0.06	-0.03	-0.04	5.66	9.24	-	-
Total Térmico	-0.02	0.00	0.01	0.02	0.02	-0.01	0.02	0.03	0.04	0.03	0.05	7.20	13.93	-	-
Hidro-embalse	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.02	-0.07	-	-
Hidro-pasada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.40	-0.78	-	-
Eólica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	-4.83	-10.97	-	-
Fotovoltaica	0.00	0.00	-0.02	-0.02	-0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.02	-0.03	-	-
CSP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	-	-
Total ERV	0.00	0.00	-0.02	-0.02	-0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	-5.28	-11.83	-	-
Total	-0.02	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.01	0.02	0.03	0.04	0.02	0.04	1.92	2.10	-	-

Tabla 4.24: Diferencias formulación reducida y formulación caso base en TWh por tecnología escenario CN. Gráfico en la Figura 3.22.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	1.1 %	16.0 %	26.5 %	20.6 %	51.7 %	47.4 %	49.9 %	53.0 %	19.1 %	0.1 %	0.4 %	53.2 %	79.2 %	-	-
Carbón	0.0 %	4.5 %	1.6 %	5.4 %	1.4 %	2.1 %	-3.6 %	-1.8 %	0.7 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-	-
Cogeneración	-17.5 %	3.1 %	-3.9 %	2.3 %	0.0 %	36.0 %	0.9 %	2.0 %	-16.4 %	45.9 %	79.9 %	100.0 %	82.5 %	-	-
Diésel	0.2 %	-11.0 %	-1.5 %	-15.8 %	-14.9 %	-16.0 %	-13.3 %	-10.9 %	-2.3 %	3.5 %	13.1 %	29.3 %	69.7 %	-	-
Fueloil	-0.3 %	-6.2 %	3.6 %	0.8 %	0.0 %	0.5 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	64.3 %	83.3 %	-	-
Geotérmica	2.0 %	100.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-	-
GNL	-0.4 %	-1.6 %	-8.0 %	0.4 %	0.0 %	0.0 %	0.4 %	-1.3 %	-0.4 %	-0.3 %	-0.5 %	66.9 %	77.3 %	-	-
Total Térmico	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.1 %	0.1 %	0.2 %	0.2 %	0.5 %	57.9 %	75.7 %	-	-
Hidro-embalse	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.2 %	-0.7 %	-	-
Hidro-pasada	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-3.8 %	-7.7 %	-	-
Eólica	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-8.4 %	-16.2 %	-	-
Fotovoltaica	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	-0.1 %	-0.1 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	-0.1 %	-	-
CSP	0.0 %	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 ERV	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-3.9 %	-7.7 %	-	-
Total	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	1.3 %	1.2 %	-	-

Tabla 4.25: Diferencias formulación reducida y formulación caso base en porcentaje, por tecnología escenario CN. Gráfico en la Figura 3.22.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	0.03	0.27	0.48	0.36	0.62	0.73	0.53	0.60	0.10	0.00	0.00	0.22	0.42	-	-
Carbón	0.00	0.77	0.25	0.84	0.21	0.17	-0.27	-0.13	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-
Cogeneración	-0.03	0.01	-0.01	0.00	0.00	0.11	0.00	0.00	-0.02	0.05	0.07	0.06	0.07	-	-
Diésel	0.01	-0.86	-0.11	-1.23	-0.81	-1.02	-0.32	-0.21	-0.01	0.01	0.02	0.83	3.45	-	-
Fueloil	0.00	-0.06	0.04	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.44	0.76	-	-
Geotérmica	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-
GNL	-0.04	-0.14	-0.63	0.04	0.00	0.00	0.08	-0.23	-0.06	-0.03	-0.04	5.66	9.24	-	-
Total Térmico	-0.02	0.00	0.01	0.02	0.02	-0.01	0.02	0.03	0.04	0.03	0.05	7.20	13.93	-	-
Hidro-embalse	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.02	-0.07	-	-
Hidro-pasada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.40	-0.78	-	-
Eólica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	-4.83	-10.97	-	-
Fotovoltaica	0.00	0.00	-0.02	-0.02	-0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.02	-0.03	-	-
CSP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	-	-
Total ERV	0.00	0.00	-0.02	-0.02	-0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.01	-5.28	-11.83	-	-
Total	-0.02	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.01	0.02	0.03	0.04	0.02	0.04	1.92	2.10	-	-

Tabla 4.26: Diferencias formulación reducida y formulación caso base en TWh por tecnología escenario RL. Gráfico en la Figura 3.23.

Tecnología	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2050	2060
Biomasa	0.8 %	-1.1 %	10.0 %	11.0 %	-0.1 %	-5.6 %	-2.0 %	1.6 %	2.4 %	3.7 %	0.2 %	-4.5 %	6.3 %	-	-
Carbón	0.1 %	-0.4 %	-2.8 %	0.0 %	0.8 %	1.4 %	0.1 %	0.0 %	2.1 %	0.0 %	0.5 %	0.0 %	0.0 %	-	-
Cogeneración	-0.3 %	-3.8 %	-3.2 %	0.0 %	-8.6 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-6.1 %	19.3 %	-	-
Diésel	-0.9 %	0.1 %	6.6 %	4.0 %	7.0 %	5.0 %	5.9 %	-1.8 %	-9.6 %	-5.3 %	2.1 %	-6.1 %	3.4 %	-	-
Fueloil	1.3 %	-5.7 %	0.3 %	0.0 %	-9.9 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.6 %	0.0 %	0.0 %	-2.8 %	31.2 %	-	-
Geotérmica	-3.2 %	-10.6 %	-5.2 %	0.6 %	-28.0 %	-40.1 %	-12.1 %	-35.2 %	-11.0 %	5.0 %	18.4 %	100.0 %	100.0 %	-	-
GNL	0.3 %	5.8 %	5.6 %	-6.0 %	-0.7 %	-1.4 %	-1.2 %	1.7 %	-1.0 %	0.4 %	-0.4 %	11.5 %	22.9 %	-	-
Total Térmico	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	0.0 %	0.4 %	1.8 %	15.1 %	-	-
Hidro-embalse	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	-	-
Hidro-pasada	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	0.0 %	-1.8 %	-	-
Eólica	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	0.0 %	0.1 %	0.0 %	-0.2 %	0.0 %	-2.9 %	-	-
Fotovoltaica	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-	-
CSP	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 %	-	-
Total ERV	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	-0.1 %	0.0 %	-1.5 %	-	-
Total	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.0 %	0.3 %	0.6 %	-	-

Tabla 4.27: Diferencias formulación reducida y formulación caso base en porcentaje, por tecnología escenario RL. Gráfico en la Figura 3.23.

Bibliografía

- [1] [Gil, E]. (2022). *Formulación del proyecto ecoEnergy3e: Plataforma de información interactiva basada en un modelo IO híbrido de equilibrio del sector eléctrico para la evaluación del impacto de transformaciones en la matriz energética*. Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo (ANID).
- [2] Ministerio de Energía. (2021). *Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027: Informe Preliminar*. Gobierno de Chile.
- [3] M. Carrión and J. M. Arroyo, *A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 3, pp. 1371-1378, Aug. 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.876672.
- [4] E. Estay, *Planificación de la capacidad de la transmisión considerando los problemas de coordinación hidrotérmica y reconfiguración de red, utilizando factores de sensibilidad para la modelación de flujos de potencia*, Tesis de Pregrado, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile, 2022.
- [5] C. Liu, J. Wang, and J. Ostrowski, "Static switching security in multi-period transmission switching," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 1850–1858, Nov. 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2192486.
- [6] H. Zhang, V. Vittal, G. T. Heydt, and J. Quintero, *A Mixed-Integer Linear Programming Approach for Multi-Stage Security-Constrained Transmission Expansion Planning*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 2, pp. 1125-1133, May 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2178000.
- [7] C. Zhang, H. Cheng, L. Liu, H. Zhang, X. Zhang, and G. Li, *Coordination planning of wind farm, energy storage and transmission network with high-penetration renewable energy*, Electrical Power and Energy Systems, vol. 120, p. 105944, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.105944.
- [8] M. Habibi, V. Vahidinasab, J. Aghaei, and B. Mohammadi-Ivatloo, *Assessment of energy storage systems as a reserve provider in stochastic network constrained unit commitment*, IET Smart Grid, vol. 4, no. 2, pp. 139-150, Apr. 2021, doi: 10.1049/stg2.12012.
- [9] V. Hinojosa-Mateus, O. Ticuna Delgado, and G. Gutiérrez Alcaraz, *Improving the mathematical formulation of the unit commitment with transmission system constraints*, IEEE Latin America Transactions, vol. 14, no. 2, pp. 773-781, Feb. 2016.