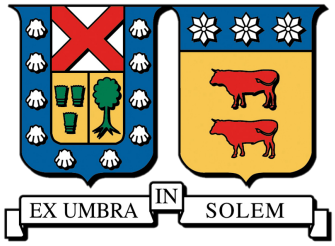
Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



Planificación de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional considerando la inclusión de generación a gran escala y pequeños medios de generación.

Victor Harold Muñoz Navarro

2026

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Dr. Victor Hinojosa

Valparaíso, abril de 2026.

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: Planificación de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional considerando la inclusión de generación a gran escala y pequeños medios de generación.

Nombre del candidato(a): Victor Harold Muñoz Navarro

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

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

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Victor 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 (marcar una opción)

☒ 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 **(marcar una opción)**:

☐ 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: 21/08/2026 **Firma:** _____



Estudiante o Candidato(a):



Fecha: 20/08/2026 **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.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos I

Índice de Figuras III

Índice de Tablas VI

1 Introducción 1
- 1.1 Objetivos . . . 3
  - 1.1.1 Objetivo general . . . 3
  - 1.1.2 Objetivos Específicos . . . 3

2 Formulación matemática del problema de planificación de expansión de la transmisión y generación, que incluye restricciones de predespacho y análisis de seguridad *N-1*. 4
- 2.1 Función objetivo . . . 5
- 2.2 Estado de pre-contingencia. . . . 6
  - 2.2.1 Balance de potencia de pre-contingencia . . . 6
  - 2.2.2 Pérdidas en las líneas en estado de pre-contingencia . . . 6
  - 2.2.3 Flujos por las líneas existentes en estado pre-contingencia . . . 8
  - 2.2.4 Flujos por las líneas candidatas a expansión en estado pre-contingencia 8
- 2.3 Estado post-contingencia. . . . 9
  - 2.3.1 Balance de potencia del estado post-contingencia. . . . 9
  - 2.3.2 Pérdidas en las líneas del estado post-contingencia. . . . 9
  - 2.3.3 Flujos por las líneas existentes del estado post-contingencia. . . . 10
  - 2.3.4 Flujos por las líneas candidatas a inversión del estado post-contingencia. 10
- 2.4 Restricciones de las unidades generadoras . . . 11
  - 2.4.1 Reserva de potencia . . . 11
  - 2.4.2 Límites de potencia de los generadores . . . 11
  - 2.4.3 Límites de rampas . . . 11
  - 2.4.4 Restricciones de tiempos de encendido y apagado . . . 12
  - 2.4.5 Secuencia de inversión. . . . 13

3 Análisis del sistema de 6 barras Garver 14
- 3.1 Sistema Garver estático . . . 14
  - 3.1.1 Planificación de la generación y transmisión para el caso base . . . 16
  - 3.1.2 Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver incluyendo incertidumbre en la demanda . . . 20
  - 3.1.3 Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver considerando criterio *N-1* . . . 24

3.1.4 Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver contemplando inyección de energía renovable 28
3.1.5 Tabla resumen de resultados sistema Garver estático 34
3.2 Sistema Garver multiperiodo 34
3.2.1 Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver, caso base multiperiodo 35
3.2.2 Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo condiciones de predespacho 42
3.2.3 Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo incertidumbre en la demanda 47
3.2.4 Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo criterio *N-1* en transmisión . 57
3.2.5 Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo energías renovables al sistema 62
3.2.6 Tabla resumen de resultados sistema Garver multiperiodo 65

4 Análisis del Sistema Eléctrico Nacional 67
4.1 Análisis base del Sistema Eléctrico Nacional 75
4.1.1 Análisis base del Sistema Eléctrico Nacional sin considerar pérdidas. 75
4.1.2 Análisis base del Sistema Eléctrico Nacional considerando pérdidas. . 79
4.2 Sistema Eléctrico Nacional escenarios de demanda 82
4.3 Sistema Eléctrico Nacional escenarios de generación 85
4.3.1 Tabla resumen de resultados Sistema Eléctrico Nacional 87

5 Resumen final y conclusiones. 89
5.1 Trabajos Futuros. 92

ANEXOS 93

A Datos del sistema Garver 94

B Resultados del sistema Garver estático 96

C Datos del Sistema Eléctrico Nacional 101

D Parámetros Gurobi 112

Índice de Figuras

Figura 2.1 Aproximación lineal por partes de la función de pérdidas cuadráticas de una línea. 7

Figura 3.1 Sistema Garver utilizado para ensayos estáticos y multiperiodo. . . 15
Figura 3.2 Sistema Garver resultante. 17
Figura 3.3 Sistema Garver resultante considerando pérdidas. 19
Figura 3.4 Pérdidas por las líneas. 19
Figura 3.5 Flujos por las líneas del sistema Garver estático con incertidumbre de demanda sin considerar pérdidas. 22
Figura 3.6 Flujos por las líneas del sistema Garver estático con incertidumbre de demanda considerando pérdidas. 24
Figura 3.7 Flujos por las líneas del sistema Garver estático, con desconexión de línea 3-5 sin considerar pérdidas. 26
Figura 3.8 Flujos por las líneas del sistema Garver estático con desconexión de línea 3-5 y considerando pérdidas. 28
Figura 3.9 Flujos por las líneas con inyección de energías renovables, sin considerar pérdidas. 30
Figura 3.10 Generación sistema Garver, sin considerar pérdidas. 31
Figura 3.11 Flujos por las líneas con inyección de energías renovables, considerando pérdidas. 33
Figura 3.12 Pérdidas por las líneas con inyección de energías renovables, considerando pérdidas. 33
Figura 3.13 Comparación generación horaria de cada unidad. 37
Figura 3.14 Comparación generación horaria de cada unidad. 37
Figura 3.15 Comparación generación horaria de cada unidad. 38
Figura 3.16 Comparación generación horaria de cada unidad. 38
Figura 3.17 Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea. 39
Figura 3.18 Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea. 39
Figura 3.19 Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea. 39
Figura 3.20 Comparación generación horaria de cada unidad. 41
Figura 3.21 Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea. 41
Figura 3.22 Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea. 42
Figura 3.23 Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea. 42
Figura 3.24 Comparación generación horaria de cada unidad. 44
Figura 3.25 Comparación generación horaria de cada unidad. 44
Figura 3.26 Comparación generación horaria de cada unidad. 44
Figura 3.27 Comparación generación horaria de cada unidad. 45
Figura 3.28 Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea. 45
Figura 3.29 Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea. 46

Figura 3.30 Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea. 46
Figura 3.31 Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3. 49
Figura 3.32 Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3. 49
Figura 3.33 Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3. 50
Figura 3.34 Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3. 50
Figura 3.35 Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 1. 51
Figura 3.36 Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 2. 51
Figura 3.37 Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 3. 51
Figura 3.38 Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 3. 52
Figura 3.39 Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 3. 52
Figura 3.40 Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3. 54
Figura 3.41 Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3. 54
Figura 3.42 Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3. 55
Figura 3.43 Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3. 55
Figura 3.44 Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 3. 56
Figura 3.45 Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 3. 56
Figura 3.46 Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 3. 57
Figura 3.47 Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas con línea 3-5 fuera de servicio. 59
Figura 3.48 Comparación generación horaria de cada unidad considerando la línea 3-5 fuera de servicio. 60
Figura 3.49 Comparación generación horaria de cada unidad considerando la línea 3-5 fuera de servicio. 60
Figura 3.50 Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas con línea 3-5 fuera de servicio. 61
Figura 3.51 Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas con línea 3-5 fuera de servicio. 61
Figura 3.52 Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas con línea 3-5 fuera de servicio. 62
Figura 3.53 Comparación generación horaria de cada unidad. 64
Figura 3.54 Generación horaria de unidades para el final del horizonte de planificación. 64
Figura 3.55 Mapa de calor de las líneas del sistema para el final del horizonte de planificación. 65

Figura 4.1 Sistema Eléctrico Nacional reducido de 21 barras. 68
Figura 4.2 Sistema eléctrico aguas abajo en la región de Antofagasta. 69
Figura 4.3 Sistema eléctrico aguas abajo en la región de Coquimbo. 70
Figura 4.4 Sistema eléctrico aguas abajo en la región Metropolitana. 71
Figura 4.5 Sistema eléctrico aguas abajo en la región de Bío Bío y Los Ríos. . 72

Figura 4.6 Comparación generación horaria de las tecnologías. 78

Índice de Tablas

Tabla 3.1 Demanda del sistema Garver. 14
Tabla 3.2 Inversión en generación para el sistema Garver estático sin incluir pérdidas. 16
Tabla 3.3 Inversión en transmisión para el sistema Garver estático sin incluir pérdidas. 16
Tabla 3.4 Costos de cada ítem para el sistema Garver sin incluir pérdidas. . 16
Tabla 3.5 Inversión en generación para el sistema Garver estático incluyendo pérdidas. 17
Tabla 3.6 Inversión para el sistema Garver estático considerando pérdidas. . 18
Tabla 3.7 Costos de cada ítem para el sistema Garver incluyendo pérdidas. . 18
Tabla 3.8 Tipo de distribución para los factores de incertidumbre de demanda. 20
Tabla 3.9 Factores para los escenarios de incertidumbre de demanda. 20
Tabla 3.10 Inversión en generación para el sistema Garver estático con incertidumbre de demanda sin considerar pérdidas. 20
Tabla 3.11 Inversión en transmisión para el sistema Garver estático con incertidumbre de demanda sin considerar pérdidas. 21
Tabla 3.12 Costos de cada ítem para el sistema Garver estático con incertidumbre de demanda sin considerar pérdidas 21
Tabla 3.13 Inversión en generación para el sistema Garver estático con incertidumbre de demanda considerando pérdidas. 22
Tabla 3.14 Inversión en transmisión para el sistema Garver estático con incertidumbre de demanda considerando pérdidas. 23
Tabla 3.15 Costos de cada ítem para el sistema Garver estático con incertidumbre de demanda considerando pérdidas 23
Tabla 3.16 Inversión en generación para el sistema Garver estático contemplando el criterio de seguridad *N-1* sin considerar pérdidas. 25
Tabla 3.17 Inversión en transmisión para el sistema Garver estático contemplando el criterio de seguridad *N-1* sin considerar pérdidas. 25
Tabla 3.18 Costo de cada ítem para el sistema Garver contemplando el criterio de seguridad *N-1* sin considerar pérdidas. 25
Tabla 3.19 Inversión en generación para el sistema Garver estático contemplando el criterio de seguridad *N-1* considerando pérdidas. 26
Tabla 3.20 Inversión en transmisión para el sistema Garver estático contemplando el criterio de seguridad *N-1* considerando pérdidas. 27
Tabla 3.21 Costo de cada ítem para el sistema Garver contemplando el criterio de seguridad *N-1* considerando pérdidas. 27
Tabla 3.22 Inversión en generación para el sistema Garver estático incluyendo generación eólica sin considerar pérdidas. 29

Tabla 3.23 Inversión en transmisión para el sistema Garver estático incluyendo generación eólica sin considerar pérdidas. 29
Tabla 3.24 Costo de cada ítem para el sistema Garver incluyendo generación eólica sin considerar pérdidas. 30
Tabla 3.25 Inversión en generación para el sistema Garver estático incluyendo generación eólica considerando pérdidas. 31
Tabla 3.26 Inversión en transmisión para el sistema Garver estático incluyendo generación eólica considerando pérdidas. 32
Tabla 3.27 Costo de cada ítem para el sistema Garver incluyendo generación eólica considerando pérdidas. 32
Tabla 3.28 Tabla resumen de resultados sin considerar pérdidas. 34
Tabla 3.29 Tabla resumen de resultados considerando pérdidas. 34
Tabla 3.30 Calendario de inversión en generación multiperiodo para el sistema Garver en el caso base sin considerar pérdidas. 35
Tabla 3.31 Calendario de inversión en transmisión multiperiodo para el sistema Garver en el caso base sin considerar pérdidas. 36
Tabla 3.32 Costos del sistema Garver multiperiodo sin considerar pérdidas. . 36
Tabla 3.33 Calendario de inversión en generación multiperiodo para el sistema Garver en el caso base considerando pérdidas. 40
Tabla 3.34 Calendario de inversión en transmisión multiperiodo para el sistema Garver en el caso base considerando pérdidas. 40
Tabla 3.35 Costos del sistema Garver multiperiodo considerando pérdidas. . . 40
Tabla 3.36 Calendario de inversión en generación para el sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho sin considerar pérdidas. 43
Tabla 3.37 Calendario de inversión en transmisión para el sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho sin considerar pérdidas. 43
Tabla 3.38 Costos del sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho sin considerar pérdidas. 43
Tabla 3.39 Calendario de inversión en generación para el sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho considerando pérdidas. 46
Tabla 3.40 Calendario de inversión en transmisión para el sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho considerando pérdidas. 47
Tabla 3.41 Costos del sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho considerando pérdidas. 47
Tabla 3.42 Calendario de inversión en generación multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo escenarios de demanda sin considerar pérdidas. 48
Tabla 3.43 Calendario de inversión en transmisión multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo escenarios de demanda sin considerar pérdidas. 48
Tabla 3.44 Costos del sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho incluyendo escenarios de demanda sin considerar pérdidas. 48
Tabla 3.45 Calendario de inversión en generación multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo escenarios de demanda considerando pérdidas. 53
Tabla 3.46 Calendario de inversión en transmisión multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo escenarios de demanda considerando pérdidas. 53

Tabla 3.47 Costos del sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho incluyendo escenarios de demanda considerando pérdidas. 53
Tabla 3.48 Calendario de inversión en generación multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo criterio *N-1*. . 58
Tabla 3.49 Calendario de inversión en transmisión multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo criterio *N-1*. 58
Tabla 3.50 Costos del sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho incluyendo criterio *N-1* en transmisión. 59
Tabla 3.51 Calendario de inversión en generación multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo energías renovables. 62
Tabla 3.52 Calendario de inversión en transmisión multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo energías renovables. 63
Tabla 3.53 Costos del sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho incluyendo energías renovables. 63
Tabla 3.54 Tabla resumen de resultados sin considerar pérdidas. 65
Tabla 3.55 Tabla resumen de resultados considerando pérdidas. 66

Tabla 4.1 Factores de emisión. 75
Tabla 4.2 Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras eólicas a gran escala. 76
Tabla 4.3 Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras solares a gran escala. 76
Tabla 4.4 Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras PMGD. 76
Tabla 4.5 Calendario de inversión de unidades generadoras. 77
Tabla 4.6 Costo del sistema. 77
Tabla 4.7 Calendario de inversión de líneas. 79
Tabla 4.8 Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras eólicas a gran escala considerando pérdidas. 80
Tabla 4.9 Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras solares a gran escala considerando pérdidas. 80
Tabla 4.10 Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras PMGD considerando pérdidas. 80
Tabla 4.11 Calendario de inversión de unidades generadoras considerando pérdidas. 80
Tabla 4.12 Costo del sistema considerando pérdidas. 81
Tabla 4.13 Calendario de inversión de líneas considerando pérdidas. 81
Tabla 4.14 Valores de escenarios de demanda. 82
Tabla 4.15 Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras eólicas a gran escala considerando escenarios de demanda. 83
Tabla 4.16 Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras solares a gran escala considerando escenarios de demanda. 83
Tabla 4.17 Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras PMGD considerando escenarios de demanda. 83

Tabla 4.18 Calendario de inversión de unidades generadoras considerando escenarios de demanda. 83
Tabla 4.19 Calendario de inversión de líneas considerando escenarios de demanda. 84
Tabla 4.20 Costo del sistema considerando escenarios de demanda. 84
Tabla 4.21 Valores de escenarios de generación. 85
Tabla 4.22 Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras eólicas a gran escala considerando escenarios de generación. 86
Tabla 4.23 Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras solares a gran escala considerando escenarios de generación. 86
Tabla 4.24 Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras PMGD considerando escenarios de generación. 86
Tabla 4.25 Calendario de inversión de unidades generadoras considerando escenarios de generación. 86
Tabla 4.26 Calendario de inversión de líneas considerando escenarios de generación. 87
Tabla 4.27 Costo del sistema considerando escenarios de generación. 87
Tabla 4.28 Tabla resumen de resultados. 88

Tabla A.1 Datos de las líneas para el sistema Garver. 94
Tabla A.2 Datos de los costos de generación para el sistema Garver. 94
Tabla A.3 Datos técnicos de generación para el sistema Garver. 95
Tabla A.4 Datos técnicos de unidades eólicas. 95
Tabla A.5 Generación eólica para el sistema Garver. 95

Tabla B.1 Resultados de los flujos por las líneas para el sistema Garver sin considerar pérdidas. 96
Tabla B.2 Resultados de flujos por las líneas para el sistema Garver considerando pérdidas. 96
Tabla B.3 Resultados generación para el sistema Garver sin considerar pérdidas. 97
Tabla B.4 Resultados generación para el sistema Garver considerando pérdidas. 97
Tabla B.5 Resultados de los flujos por las líneas para el sistema Garver considerando incertidumbre de demanda sin considerar pérdidas. . . . 97
Tabla B.6 Flujos por las líneas para el sistema Garver considerando pérdidas en escenario n.º 1. 98
Tabla B.7 Flujos por las líneas para el sistema Garver considerando pérdidas en escenario n.º 2. 98
Tabla B.8 Flujos por las líneas para el sistema Garver considerando pérdidas en escenario n.º 3. 99
Tabla B.9 Generación para el sistema Garver bajo criterio *N-1* con la línea 3-5 fuera de servicio sin considerar pérdidas. 99
Tabla B.10 Flujos por las líneas para el sistema Garver bajo criterio *N-1* con la línea 3-5 fuera de servicio sin considerar pérdidas. 100
Tabla B.11 Generación para el sistema Garver bajo criterio *N-1* con la línea 3-5 fuera de servicio considerando pérdidas. 100
Tabla B.12 Flujos por las líneas para el sistema Garver bajo criterio *N-1* con la línea 3-5 fuera de servicio considerando pérdidas. 100

Tabla C.1 Barras del Sistema Eléctrico Nacional 101

Tabla C.2 Datos de las líneas existentes para el Sistema Eléctrico Nacional. . 102
Tabla C.3 Datos de las líneas aguas abajo del Sistema Eléctrico Nacional. . . 102
Tabla C.4 Datos de las líneas candidatas a inversión para el Sistema Eléctrico Nacional. 103
Tabla C.5 Parámetros técnicos de las unidades generadoras convencionales. . 104
Tabla C.6 Unidades hidroeléctricas por barra. 105
Tabla C.7 Unidades solares por barra. 105
Tabla C.8 Unidades eólicas por barra. 106
Tabla C.9 Unidades candidatas a inversión por barra. 106
Tabla C.10 Demanda del Sistema Eléctrico Nacional. 107
Tabla C.11 Curva de generación de unidades eólicas. 108
Tabla C.12 Curva de generación de unidades solares a gran escala. 109
Tabla C.13 Curva de generación de unidades solares PMGD. 110
Tabla C.14 Curva de generación de unidades hidroeléctricas de embalse. . . . 111
Tabla C.15 Curva de generación de unidades hidroeléctricas de pasada. 111

Tabla D.1 Parámetros de configuración utilizados en Gurobi. 112

Nomenclatura.

Índice y conjuntos:

- b: Índice de la barra.
- g: Índice de la unidad generadora.
- $\mathbf{l}$: Índice de la línea.
- h: Índice de la hora del respectivo periodo.
- t: Índice del año de planificación.
- B: Conjunto de las barras del sistema.
- G^C: Conjunto de unidades generadoras convencionales.
- G^W: Conjunto de unidades generadoras eólicas.
- G^{PV}: Conjunto de unidades generadoras fotovoltaicas.
- H: Conjunto de horas de cada periodo.
- J: Números de tramos para la linealización de pérdidas en transmisión.
- L^E: Conjunto de líneas existentes.
- L^B: Conjunto de líneas candidatas a construcción en transmisión.
- T: Conjunto de años de planificación.

Variables:

- $p_{g,h,t}$: Potencia activa despachada por la unidad g, en el periodo h, en el año t.
- $\bar{p}_{g,h,t}$: Máxima potencia activa disponible de la unidad g, en el periodo h, en el año t.
- $pl^{pre}_{l,h,t}$: Pérdidas en la línea l existente, en el periodo h, en el año t, en estado pre-contingencia.
- $pl^{post}_{l,h,t}$: Pérdidas en la línea l existente, en el periodo h del año t, considerando el criterio *N-1*.
- $cu_{g,h,t}$: Costo de encendido de la unidad g, en la hora h, para el año t.

- $f^{+}_{l,h,t}$: Flujo de potencia no negativo por la línea l existente, en el periodo h, en el año t.
- $f^{-}_{l,h,t}$: Flujo de potencia no negativo por la línea l existente, en el periodo h, en el año t.
- $\Delta f_{j,l,h,t}$: Segmento de flujo para el tramo j, en la línea l existente, en el periodo h, en el año t.
- $f^{v}_{l,h,t}$: Flujo virtual por las líneas candidatas l, para el periodo h, en el año t.
- $u_{g,h,t}$: Variable binaria que toma el valor 1 si el generador g está encendido y 0 de otra forma, en el periodo h, en el año t.
- $n^{W}_{g,t}$: Variable binaria que toma el valor 1 si se invierte en la unidad generadora eólica candidata (g_W), 0 de otra forma, en el año t.
- $n^{PV}_{g,t}$: Variable binaria que toma el valor 1 si se invierte en la unidad generadora fotovoltaica candidata (g_{PV}), 0 de otra forma, en el año t.
- $n_{l,t}$: variable binaria que toma el valor 1 si se invierte en la línea candidata (l_B), 0 de otra forma, en el año t.

Parámetros:

- S_b: Potencia base (100 MVA) en sistema por unidad.
- B_l: Susceptancia de la línea l.
- G_l: Conductancia de la línea l.
- (x_l): Inductancia de la línea l en por unidad.
- (r_l): Resistencia de la línea l en por unidad.
- C_g: Costo de inversión del generador g.
- COP_g: Costo de operación del generador g.
- $Precio_{CO2}$: Precio de penalización por emisión de combustibles fósiles [MUSD/ton]
- $P_{CO2}[g]$: Factor de penalización de emisión de combustible según el tipo de generación g
- CM_g: Costo de mantenimiento del generador g.
- C_l: Costo de inversión de la línea l.
- CU_g: Costo de arranque del generador g.
- DT_g: Tiempo mínimo de apagado de la unidad g.
- D_h: Demanda total del sistema en el periodo h.
- $\bar{F}_l$: Límite de flujo de la línea l.

- $k_{j,l}$: Pendiente del segmento lineal j, para la línea l.
- M: Valor de la constante big M.
- $\underline{P}_g$: Potencia mínima de la unidad generada g.
- $\bar{P}_g$: Potencia máxima de la unidad generadora g.
- $\bar{pe}_l^{loss}$: Pérdidas máximas en las líneas candidatas (l_B)
- I: Matriz identidad.
- FC_g: Costo de combustible del generador g.
- R_c: Factor de incremento anual de demanda.
- R_t: Factor de actualización monetaria.
- R_s: Factor de reserva mayor o igual a 0.
- RU_g:Límite de rampa de subida de la unidad g.
- RD_g:Límite de rampa de bajada de la unidad g.
- $SF_{l,g}$: Factor de sensibilidad de la línea l y del generador g.
- SU_g: Límite de rampa de encendido de la unidad g.
- SD_g: Límite de rampa de apagado de la unidad g.
- UT_g: Tiempo mínimo de encendido de la unidad g.

Acrónimos.

- **SEN:** Sistema Eléctrico Nacional
- **CEN:** Coordinador Eléctrico Nacional
- **CNE:** Comisión Nacional de Energía
- **PMGD:** Pequeños medios de generación distribuida
- **GTCEP:** *Generation and Transmission Capacity Expansion Planning*
- **MUSD:** Millones de dólares
- **MMA**: Ministerio del Medio Ambiente
- CO_2: Dióxido de carbono

RESUMEN

La planificación de la expansión de la generación y transmisión eléctrica en Chile constituye un elemento fundamental para garantizar un suministro energético confiable, eficiente y sostenible en el contexto de la transición energética y los compromisos de descarbonización al año 2050. El crecimiento acelerado de las energías renovables, junto con la incorporación de generación distribuida, ha generado nuevos desafíos en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), especialmente en la coordinación entre: (i) proyectos de generación a gran escala, (ii) pequeños medios de generación distribuida, y (iii) el desarrollo de infraestructura de transmisión. La alta concentración de recursos solares en el norte y eólicos en el sur, sumada a la ubicación de los principales centros de consumo en la zona central, hace necesaria una planificación integrada que permita evitar congestiones, vertimientos de energía y sobreinversiones en infraestructura.

En este contexto, el presente trabajo propone la formulación de un modelo matemático de optimización para la planificación de la expansión conjunta de generación y transmisión de largo plazo, considerando diferentes zonas geográficas del SEN e incorporando proyectos de generación distribuida. La implementación computacional se realiza mediante programación en Python, utilizando el solver Gurobi para la resolución del problema de optimización y herramientas de análisis de datos para la evaluación de escenarios.

Los resultados obtenidos permiten analizar el comportamiento del sistema eléctrico frente a distintos niveles de incorporación de generación distribuida. Asimismo, permiten identificar zonas críticas de congestión y evaluar el impacto técnico y económico de la expansión coordinada de generación y transmisión.

A partir del análisis, se observa que la generación distribuida y la generación a gran escala deben operar de manera complementaria. En escenarios que incorporan incertidumbre en la generación, se evidencia que la inversión en capacidad instalada de generación distribuida alcanza aproximadamente un 20 % en relación con la generación a gran escala. No obstante, la mayor proporción de inversión se concentra en esta última, debido principalmente al refuerzo significativo del sistema de transmisión desde los periodos iniciales, lo que habilita una mayor penetración de proyectos de gran escala.

Estos resultados ponen de manifiesto que el Sistema Eléctrico Nacional requiere prontas inversiones, tanto en generación como en transmisión, para apoyar de manera efectiva el proceso de descarbonización de la matriz energética. En este contexto, el modelo desarrollado contribuye a la toma de decisiones en la planificación energética. Este constituye una herramienta que facilita el diseño de políticas públicas y la evaluación de inversiones, y que promueve una transición energética eficiente, segura y sostenible en el sistema eléctrico chileno.

Abstract

Generation and transmission expansion planning is a key component in ensuring a reliable, efficient, and sustainable electricity supply in Chile within the context of the energy transition and the national decarbonization targets for 2050. The rapid deployment of renewable energy sources, together with the increasing integration of distributed generation, has introduced new challenges for Chile's National Electric System (Sistema Eléctrico Nacional, SEN), particularly regarding the coordination of large-scale generation projects, distributed energy resources, and transmission infrastructure expansion. In addition, the geographical mismatch between renewable resource availability and demand centers highlights the need for integrated planning methodologies.

This study proposes a mathematical optimization model for long-term joint generation and transmission expansion planning that considers multiple geographical zones and incorporates distributed generation projects. The optimization model includes detailed technical constraints representing power system operation. The model was implemented in Python and solved using the Gurobi optimization solver.

Simulation results enable the analysis of power system behavior under different levels of distributed generation integration. These results also allow the identification of congestion-prone areas and the evaluation of the technical and economic impacts of coordinated expansion planning. The results indicate that distributed and utility-scale generation should be deployed in a complementary manner. Under generation uncertainty scenarios, distributed generation represents approximately 20 % of utility-scale generation investment, whereas utility-scale generation remains the dominant investment due to early transmission reinforcements.

Overall, the results highlight the importance of coordinated investments in both generation and transmission to support an effective energy transition. The proposed model provides a decision-support tool for long-term expansion planning and energy policy design in Chile.

Capítulo 1

Introducción

La planificación de la expansión de la transmisión y generación eléctrica en Chile constituye un eje fundamental para el desarrollo sostenible del país, ya que permite asegurar un suministro confiable frente al crecimiento de la demanda energética. Este proceso adquiere especial relevancia en el contexto de la transición energética global, marcada por la necesidad de descarbonizar la matriz y cumplir compromisos climáticos como la neutralidad de carbono al año 2050. En Chile, esta planificación se encuentra regulada principalmente por la Ley General de Servicios Eléctricos y por normativas complementarias como la Ley N° 20.936 de transmisión eléctrica [1], que promueve un desarrollo eficiente del sistema y facilita la integración de energías renovables.

En los últimos años, la incorporación de energías renovables ha experimentado un crecimiento sostenido, impulsado tanto por la reducción de sus costos de inversión como por políticas públicas orientadas a la descarbonización. Este proceso se consolidó a partir del acuerdo de descarbonización anunciado en junio de 2019 entre el Ministerio de Energía y empresas del sector [2]. Actualmente, tecnologías como la solar, eólica e hídrica representan aproximadamente un 66 % de la producción eléctrica nacional [3]. En particular, la energía solar representa un 30,4 % de la capacidad instalada total del sistema, concentrándose principalmente en la zona centro-norte del país. Por su parte, la generación de origen hídrico representa un 20,6 % de la capacidad instalada, mientras que la tecnología eólica alcanza un 14,4 %, con presencia principalmente en la zona centro-sur del país. Esto evidencia la concentración geográfica de los recursos energéticos y refuerza la necesidad de una planificación adecuada de la transmisión.

Este crecimiento ha introducido nuevos desafíos en la planificación del sistema eléctrico, particularmente debido a la naturaleza variable y a la localización geográfica de estas fuentes de generación. La distancia entre los centros de producción y los principales sectores de demanda hace necesaria una expansión eficiente de los sistemas de transmisión, con el fin de evitar congestiones y asegurar la operación segura del sistema. En este contexto, resulta fundamental alcanzar un equilibrio entre la expansión de la transmisión y el desarrollo de proyectos de generación [4], considerando tanto alternativas de gran escala como esquemas descentralizados.

En este último ámbito, la generación distribuida ha adquirido un rol cada vez más relevante dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En particular, los pequeños medios de generación distribuida (PMGD), definidos como unidades de generación menores o iguales

a 9 [MW] conectadas a redes de distribución, los PMGD han aumentado de manera considerable su participación en el sistema durante los últimos años. El desarrollo de los PMGD se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, el Decreto N° 88 [5] y la Norma Técnica de Conexión y Operación [6], los cuales establecen las condiciones técnicas y económicas para su integración al sistema. Este tipo de generación ofrece beneficios como: (i) diversificar la matriz energética, (ii) reducir pérdidas en transmisión y (iii) acercar la generación a los sectores de demanda. No obstante, introduce desafíos operacionales, como flujos bidireccionales y posibles congestiones en redes de distribución.

Desde el punto de vista de la planificación, la literatura ha abordado extensamente el problema de expansión conjunta de generación y transmisión. Diversos estudios han propuesto modelos de optimización que permiten evaluar la interacción entre ambas decisiones de inversión, incorporando restricciones técnicas del sistema eléctrico. En particular, trabajos como [7], [8] y [9] utilizan factores de sensibilidad para modelar flujos de potencia y analizar el impacto de nuevas inversiones en sistemas de gran escala. Estos enfoques han demostrado ser herramientas eficientes para representar el comportamiento del sistema bajo distintos escenarios de operación, permitiendo evaluar alternativas de expansión de manera consistente.

No obstante, gran parte de los estudios existentes se ha centrado en sistemas de generación centralizada, sin incorporar de manera explícita el impacto de la generación distribuida en los procesos de planificación a largo plazo. Esta limitación dificulta la evaluación integral de los efectos técnicos y económicos asociados a la creciente penetración de PMGD en el sistema eléctrico.

En este contexto, el objetivo de este trabajo es analizar el impacto de la generación distribuida en la planificación conjunta de la capacidad de generación y transmisión. Para ello, se evalúa la planificación de una red representativa del sistema eléctrico bajo distintos escenarios, comparando la incorporación de generación a gran escala con esquemas de generación distribuida. De esta manera, se busca determinar si la integración de PMGD puede constituir una alternativa eficiente desde el punto de vista sistémico, contribuyendo a una planificación más flexible, sostenible y económicamente eficiente del sistema eléctrico.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Formular matemáticamente un modelo de optimización que permita la resolución del problema de planificación de generación y transmisión de largo plazo, considerando diferentes zonas geográficas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), incluyendo proyectos de generación distribuida a pequeña y gran escala.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Revisar la literatura técnica respecto al problema de planificación de la capacidad de generación y transmisión, poniendo especial énfasis en el análisis de la función objetivo, las restricciones del problema y la integración de la generación distribuida en el problema de largo plazo.
- Determinar las zonas geográficas del SEN en las que se propone abordar y resolver el problema de planificación, así como las zonas de congestión del sistema, a partir de los informes de congestión de transmisión asociados a la inyección de PMGD elaborados por la Gerencia de Planificación del Coordinador Eléctrico Nacional.
- Aplicar la formulación matemática desarrollada al SEN considerando un horizonte de largo plazo de 10 años (2025–2034). En el análisis se considerará la incertidumbre de la generación renovable.
- Determinar, con base en los resultados del modelo de optimización, las cantidades máximas y los beneficios económicos de la integración de proyectos de generación distribuida.

Capítulo 2

Formulación matemática del problema de planificación de expansión de la transmisión y generación, que incluye restricciones de predespacho y análisis de seguridad *N-1*.

En el presente capítulo se presenta el modelo preventivo bajo el criterio *N-1*, el cual se utilizará para abordar el problema de planificación de la expansión conjunta de la transmisión y la generación. Este modelo considera la redistribución de flujos ante contingencias.

En primera instancia, se describen las restricciones asociadas al estado pre-contingencia. Posteriormente, se introducen las definiciones y restricciones necesarias para incorporar el criterio *N-1*, representando el estado post-contingencia del sistema. En este trabajo se adopta un enfoque preventivo, mediante el cual se exige que, ante la salida de cualquier línea de transmisión, ninguna de las líneas restantes exceda sus límites de operación. Además, se asume que los generadores mantienen el despacho correspondiente al estado pre-contingencia, sin considerar acciones de redespacho posteriores a la falla.

El modelo se construye a partir del problema de predespacho utilizando la formulación 1-Bin [10], en el cual los estados de las unidades generadoras se modelan mediante una única variable binaria por unidad y período. Esta formulación permite representar de manera eficiente las restricciones operacionales, incluyendo rampas de subida y bajada, así como los procesos de encendido y apagado de las unidades.

Adicionalmente, se incorpora un modelo de inversión que considera la expansión tanto de la red de transmisión como del parque generador.

2.1. Función objetivo

La función objetivo (2.1) se compone de cuatro componentes: (i) costos de inversión en generación, (ii) costos de inversión en transmisión, (iii) costos de operación, y (iv) costos de encendido de las unidades generadoras convencionales. En este estudio no se consideran los costos de apagado.

$$\text{mín} \sum_{t \in T} R_t \left[CI_G + CI_w + CI_{pv} + CI_l + \sum_{h \in H} (COp + CUp) \right] \tag{2.1}$$

En la expresión (2.2), se representan los costos de inversión en unidades generadoras convencionales. Estos costos se contabilizan únicamente en el período en que la inversión es efectivamente materializada, lo cual se modela mediante la variación de la capacidad instalada entre períodos consecutivos.

$$CI_G = \sum_{g \in G^C} FC_g \cdot \left(n^G_{g,t} - n^G_{g,t-1} \right) \tag{2.2}$$

En la expresión (2.3), se representan los costos de inversión en unidades de generación eólica. Tal como se observó en el caso anterior, estos costos se reflejan únicamente en el período en que se materializa la inversión.

$$CI_w = \sum_{g \in G^w} C_w \cdot \left(n^w_{g,t} - n^w_{g,t-1} \right) \tag{2.3}$$

Finalmente, la expresión (2.4) representa los costos de inversión en unidades de generación solar fotovoltaica, los cuales se incorporan en el período en que la inversión es realizada.

$$CI_{pv} = \sum_{g \in G^{pv}} C_{pv} \cdot \left(n^{pv}_{g,t} - n^{pv}_{g,t-1} \right) \tag{2.4}$$

De forma similar a las unidades generadoras, en (2.5) se modelan los costos de inversión en líneas de transmisión, los cuales se activan únicamente en el período en que se materializa la inversión.

$$CI_l = \sum_{l \in L^B} C_l \left(n^l_{l,t} - n^l_{l,t-1} \right) \tag{2.5}$$

En la expresión (2.6), se representan los costos de operación de las unidades generadoras convencionales.

$$COp = \sum_{g \in G^C} FC_g \, p_{g,h,t} \tag{2.6}$$

Para finalizar, la expresión (2.7) y la expresión (2.8) modelan los costos de encendido de las unidades generadoras convencionales. La primera corresponde al costo total de arranque, mientras que la segunda asigna el costo cuando la unidad es encendida.

$$CUp = \sum_{g \in G^C} cu_{g,h,t} \tag{2.7}$$

$$cu_{g,h,t} \geq CU_g \left(u_{g,h,t} - u_{g,h-1,t} \right), \quad \forall g \in G^C, \; \forall h \in H, \; \forall t \in T \tag{2.8}$$

Un parámetro relevante dentro de la formulación es la tasa de actualización monetaria (2.9), la cual permite expresar los costos de inversión y operación en valor presente a lo largo del horizonte de planificación.

$$R_t = \frac{1}{(1+i)^t} \tag{2.9}$$

2.2. Estado de pre-contingencia.

2.2.1. Balance de potencia de pre-contingencia

Para el balance de potencia es necesario distinguir entre los estados pre-contingencia y post-contingencia asociados al criterio *N-1*. La ecuación (2.10) representa el balance de potencia para el estado pre-contingencia, donde la suma de la potencia generada por todas las unidades debe ser suficiente para abastecer la demanda del sistema y compensar las pérdidas de transmisión. La demanda considerada corresponde al bloque horario y período de planificación analizado, ajustada mediante el factor $((1 + t \cdot R_c))$, donde R_c representa la tasa de crecimiento anual de la demanda y t el período de planificación. De esta forma, la demanda base se incrementa progresivamente a lo largo del horizonte de estudio para reflejar su evolución temporal.

$$\sum_{g \in G} p_{g,h,t} = (1 + t \cdot R_c) \cdot D_h + \sum_{l \in L} pl^{pre}_{l,h,t}, \qquad \forall h \in H, \; \forall t \in T \tag{2.10}$$

2.2.2. Pérdidas en las líneas en estado de pre-contingencia

Las pérdidas en las líneas de transmisión son inherentemente no lineales, ya que dependen cuadráticamente del flujo de potencia. Tal como se propone en [11], para incorporar dichas pérdidas en el modelo de optimización se emplea una aproximación lineal por tramos

según la Figura 2.1. Esta aproximación da origen al conjunto de restricciones comprendidas entre las ecuaciones (2.11) y (2.14), las cuales permiten representar las pérdidas de transmisión mediante una formulación lineal.

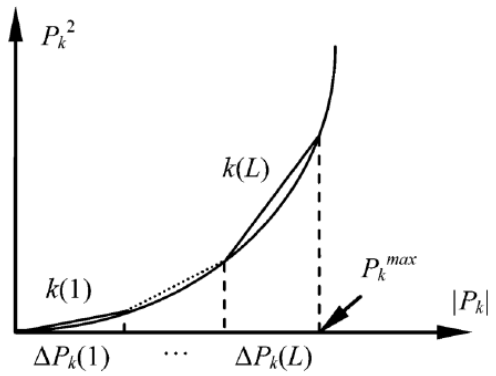


Figura 2.1: Aproximación lineal por partes de la función de pérdidas cuadráticas de una línea.

En la expresión (2.11), se aprecia el valor absoluto del flujo por la línea. Cabe destacar que los flujos $f^{+,pre}$ y $f^{-,pre}$ son complementarios entre sí, mientras que la restricción (2.12) representa los límites de cada intervalo en la linealización del flujo. Como se mencionó anteriormente, las pérdidas se obtienen mediante una linealización, tal como se muestra en (2.13). En esta expresión se incluye la pendiente de linealización de la curva cuadrática de pérdidas $(2j-1)$. Mientras que en la restricción (2.14) se indica la no negatividad de cada componente.

$$\sum_{j=1}^{J} \Delta f_{j,l,h,t}^{pre} = f_{l,h,t}^{+,pre} + f_{l,h,t}^{-,pre}, \qquad \forall l \in L,\ \forall h \in H,\ \forall t \in T \tag{2.11}$$

$$0 \leq \Delta f_{j,l,h,t}^{pre} \leq \frac{\bar{F}_l}{J}, \qquad \forall j \in J,\ \forall l \in L,\ \forall h \in H,\ \forall t \in T \tag{2.12}$$

$$pl_{l,h,t}^{pre} = \left(\frac{G_l}{B_l^2}\right) \sum_{j=1}^{J} (2j-1) \cdot \frac{\bar{F}_l}{J} \cdot \Delta f_{j,l,h,t}^{pre}, \qquad \forall l \in L,\ \forall h \in H,\ \forall t \in T \tag{2.13}$$

$$f_{l,h,t}^{+,pre},\ f_{l,h,t}^{-,pre} \geq 0, \qquad \forall l \in L,\ \forall h \in H,\ \forall t \in T \tag{2.14}$$

Teniendo en cuenta la formulación previamente presentada, se realiza el análisis de los límites máximos de pérdidas en las líneas de transmisión. En la expresión (2.15), se observa que las pérdidas en las líneas existentes están acotadas por su valor máximo $\bar{P}_l^{loss} = \left(\frac{G_l}{B_l^2}\right) \cdot \bar{F}_l^2$.

Sin embargo, para las líneas candidatas es necesario incluir la variable binaria de inversión. Por este motivo, en la expresión (2.16) se observa que, si no se decide invertir en la línea candidata, las pérdidas serán cero, mientras que, en caso contrario, dichas pérdidas estarán acotadas por su valor máximo $\bar{P}_l^{loss}$.

$$0 \leq pl_{l,h,t}^{pre} \leq \bar{P}_l^{loss}, \qquad \forall l \in L^E, \forall h \in H, \forall t \in T \tag{2.15}$$

$$0 \leq pl_{l,h,t}^{pre} \leq \bar{P}_l^{loss} \cdot n_{l,t}, \qquad \forall l \in L^B, \forall h \in H, \forall t \in T \tag{2.16}$$

2.2.3. Flujos por las líneas existentes en estado pre-contingencia

Para modelar el flujo en las líneas existentes, es necesario considerar el balance neto de potencia en las barras, así como la influencia que ejercen los flujos en las líneas candidatas sobre la línea analizada. Las distintas componentes del flujo se representan en la expresión (2.17). El flujo físico por las líneas existentes está representado por la expresión (2.18), mientras que en (2.19) se modelan los límites térmicos considerando los efectos de las pérdidas en las líneas.

$$\begin{aligned}(\sum_{g \in G} SF_{l,g}^{pre} \cdot p_{g,h,t} - \sum_{b \in B} SF_{l,g}^{pre} \cdot D_{b,h,t}) + \sum_{j \in L_B} PTDF_{l,j} \cdot f_{j,h,t}^{v^{pre}} = f_{l,h,t}^{pre}, \\ \forall l \in L^E, \forall h \in H, \forall t \in T\end{aligned} \tag{2.17}$$

$$f_{l,h,t}^{pre} = f_{l,h,t}^{+,pre} - f_{l,h,t}^{-,pre}, \qquad \forall l \in L^E, \forall h \in H, \forall t \in T \tag{2.18}$$

$$f_{l,h,t}^{+,pre} + f_{l,h,t}^{-,pre} + 0{,}5 \cdot pl_{l,h,t}^{pre} \leq \bar{F}_l, \qquad \forall l \in L^E, \forall h \in H, \forall t \in T \tag{2.19}$$

2.2.4. Flujos por las líneas candidatas a expansión en estado pre-contingencia

De manera análoga al caso de las líneas existentes, los flujos en las líneas candidatas se obtienen a partir del balance neto de potencia en las barras, considerando además la influencia que ejercen las demás líneas candidatas sobre la línea analizada, tal como se muestra en la expresión (2.20) y el flujo físico por las líneas candidatas a expansión según la expresión 2.21.

No obstante, para el análisis de las líneas candidatas a expansión, es necesario establecer la relación entre la decisión de inversión y los flujos virtuales que circulan por dichas líneas. Esta relación se modela mediante la expresión (2.22), donde el flujo virtual asociado a las líneas candidatas desaparece cuando se decide invertir en la línea, dejando de influir en el sistema eléctrico de potencia.

Finalmente, de manera consistente con el análisis de pérdidas en líneas existentes, para el límite térmico de las líneas candidatas a expansión se considera la formulación presentada en la expresión (2.23).

$$(\sum_{g\in G} SF^{pre}_{l,g}\cdot p_{g,h,t} - \sum_{b\in B} SF^{pre}_{l,b}\cdot D_{b,h,t}) - (I - \sum_{j\in L^B} PTDF^{pre}_{l,j})\cdot f^{v^{pre}}_{j,h,t} = f^{pre}_{l,h,t}, \quad \forall l\in L^B,\ \forall h\in H,\ \forall t\in T \tag{2.20}$$

$$f^{pre}_{l,h,t} = f^{+,pre}_{l,h,t} - f^{-,pre}_{l,h,t}, \qquad \forall l\in L^B,\ \forall h\in H,\ \forall t\in T \tag{2.21}$$

$$\left|f^{v^{pre}}_{l,h,t}\right| \le (1-n_{l,t})\cdot M, \qquad \forall l\in L^B,\ \forall h\in H,\ \forall t\in T \tag{2.22}$$

$$f^{+,pre}_{l,h,t} + f^{-,pre}_{l,h,t} + 0{,}5\cdot pl^{pre}_{l,h,t} \le \bar{F}_l\cdot n_{l,t}, \qquad \forall l\in L^B,\ \forall h\in H,\ \forall t\in T \tag{2.23}$$

2.3. Estado post-contingencia.

En esta sección se analiza el sistema eléctrico de potencia bajo el criterio de seguridad *N-1*, el cual impone que el sistema mantenga una operación confiable y segura frente a la ocurrencia de contingencias. En particular, se modela la salida de una línea de transmisión, por lo que las ecuaciones afectadas en el estado post-contingencia corresponden a aquellas asociadas a los flujos de potencia y las pérdidas en las líneas.

2.3.1. Balance de potencia del estado post-contingencia.

La ecuación (2.24) representa el balance de potencia, donde la generación debe cubrir la demanda y las pérdidas bajo condiciones de post-contingencia.

$$\sum_{g\in G} p_{g,h,t} = (1+t\cdot R_c)\cdot D_h + \sum_{l\in L} pl^{post}_{l,h,t}, \qquad \forall h\in H,\ \forall t\in T \tag{2.24}$$

2.3.2. Pérdidas en las líneas del estado post-contingencia.

Las pérdidas dependen de la topología del sistema, la cual se modifica en el estado post-contingencia. En consecuencia, los flujos de potencia deben ser recalculados, lo que da lugar a una nueva distribución de flujos en las líneas. Estas relaciones quedan representadas en las expresiones (2.25) a (2.30).

$$\sum_{j=1}^{J} \Delta f^{post}_{j,l,h,t} = f^{+,post}_{l,h,t} + f^{-,post}_{l,h,t}, \qquad \forall l\in L,\ \forall h\in H,\ \forall t\in T \tag{2.25}$$

$$0 \leq \Delta f_{j,l,h,t}^{post} \leq \frac{\bar{F}_l}{J}, \qquad \forall j \in J,\, \forall l \in L,\, \forall h \in H,\, \forall t \in T \tag{2.26}$$

$$pl_{l,h,t}^{post} = \left(\frac{G_l}{B_l^2}\right) \sum_{j=1}^{J} (2j-1) \cdot \frac{\bar{F}_l}{J} \cdot \Delta f_{j,l,h,t}^{post}, \qquad \forall l \in L,\, \forall h \in H,\, \forall t \in T \tag{2.27}$$

$$0 \leq pl_{l,h,t}^{post} \leq \bar{P}_l^{loss}, \qquad \forall l \in L^E,\, \forall h \in H,\, \forall t \in T \tag{2.28}$$

$$0 \leq pl_{l,h,t}^{post} \leq \bar{P}_l^{loss} \cdot n_{l,t}, \qquad \forall l \in L^B,\, \forall h \in H,\, \forall t \in T \tag{2.29}$$

$$f_{l,h,t}^{+,post},\ f_{l,h,t}^{-,post} \geq 0, \qquad \forall l \in L,\, \forall h \in H,\, \forall t \in T \tag{2.30}$$

2.3.3. Flujos por las líneas existentes del estado post-contingencia.

Tal como se indicó en la formulación de las pérdidas en estado post-contingencia, los flujos de potencia difieren respecto del estado de operación normal. Esto se explica por la salida de una línea, lo que altera la topología del sistema y, en consecuencia, los parámetros de la matriz de factores de sensibilidad. Por ello, resulta necesario recalcular los flujos de potencia en las líneas existentes.

$$\left(\sum_{g \in G} SF_{l,g}^{post} \cdot p_{g,h,t} - \sum_{b \in B} SF_{l,g}^{post} \cdot D_{b,h,t}\right) + \sum_{j \in L_B} PTDF_{l,j}^{post} \cdot f_{j,h,t}^{v^{post}} = f_{l,h,t}^{post}, \quad \forall l \in L^E,\, \forall h \in H,\, \forall t \in T \tag{2.31}$$

$$f_{l,h,t}^{post} = f_{l,h,t}^{+,post} - f_{l,h,t}^{-,post}, \qquad \forall l \in L^E,\, \forall h \in H,\, \forall t \in T \tag{2.32}$$

$$f_{l,h,t}^{+,post} + f_{l,h,t}^{-,post} + 0{,}5 \cdot pl_{l,h,t}^{post} \leq \bar{F}_l, \qquad \forall l \in L^E,\, \forall h \in H,\, \forall t \in T \tag{2.33}$$

2.3.4. Flujos por las líneas candidatas a inversión del estado post-contingencia.

En el caso de las líneas candidatas a expansión, es necesario incorporar en la formulación los factores de sensibilidad actualizados, los cuales influyen en el cálculo de los flujos del sistema, de forma consistente con el tratamiento de las líneas existentes. Como consecuencia, pueden surgir decisiones de inversión diferentes respecto del escenario de operación normal.

$$(\sum_{g\in G} SF_{l,g}^{post}\cdot p_{g,h,t} - \sum_{b\in B} SF_{l,b}^{post}\cdot D_{b,h,t}) - (I - \sum_{j\in L^B} PTDF_{l,j}^{post})\cdot f_{j,h,t}^{v^{post}} = f_{l,h,t}^{post}, \quad \forall l\in L^B,\ \forall h\in H,\ \forall t\in T \tag{2.34}$$

$$f_{l,h,t}^{post} = f_{l,h,t}^{+,post} - f_{l,h,t}^{-,post}, \qquad \forall l\in L^B,\ \forall h\in H,\ \forall t\in T \tag{2.35}$$

$$\left| f_{l,h,t}^{v^{post}} \right| \leq (1-n_{l,t})\cdot M, \qquad \forall l\in L^B,\ \forall h\in H,\ \forall t\in T \tag{2.36}$$

$$f_{l,h,t}^{+,post} + f_{l,h,t}^{-,post} + 0{,}5\cdot pl_{l,h,t}^{post} \leq \bar{F}_l\cdot n_{l,t}, \qquad \forall l\in L^B,\ \forall h\in H,\ \forall t\in T \tag{2.37}$$

2.4. Restricciones de las unidades generadoras

2.4.1. Reserva de potencia

La reserva de potencia (2.38) es de vital importancia para establecer la potencia máxima disponible de cada unidad generadora. En esta restricción se toma en cuenta tanto la tasa de incremento anual de la demanda, como el factor de reserva.

$$\sum_{g\in G} \bar{p}_{g,h,t} \geq (1+t\cdot R_c)\cdot(1+R_s)\cdot D_h, \qquad \forall h\in H,\ \forall t\in T \tag{2.38}$$

2.4.2. Límites de potencia de los generadores

En las expresiones (2.39) y (2.40), se observan los límites de las unidades generadoras y las potencias máximas disponibles de cada unidad.

$$\underline{P}_g\cdot u_{g,h,t} \leq p_{g,h,t} \leq \bar{p}_{g,h,t}, \qquad \forall g\in G,\ \forall h\in H,\ \forall t\in T \tag{2.39}$$

$$0 \leq \bar{p}_{g,h,t} \leq \bar{P}_g\cdot u_{g,h,t}, \qquad \forall g\in G,\ \forall h\in H,\ \forall t\in T \tag{2.40}$$

2.4.3. Límites de rampas

En la expresión (2.41) se restringe la potencia máxima disponible de las unidades generadoras en función de los límites impuestos por las rampas de subida y los procesos de encendido. Por su parte, la expresión (2.42) establece los límites de potencia asociados a las rampas de apagado de las unidades generadoras, mientras que la expresión (2.43)

representa las restricciones derivadas de las rampas de bajada. Adicionalmente, se permite que cada unidad generadora pueda encenderse en la primera hora de cada año analizado, con el fin de establecer las condiciones iniciales de operación al comienzo de cada período de planificación.

$$\bar{p}_{g,h,t} \leq p_{g,h-1,t} + RU_g \cdot u_{g,h-1,t} + SU_g \cdot (u_{g,h,t} - u_{g,h-1,t}) + \bar{P}_g \cdot (1 - u_{g,h,t}), \quad \forall g \in G^C,\ \forall h \in H,\ \forall t \in T \tag{2.41}$$

$$\bar{p}_{g,h,t} \leq \bar{P}_g \cdot u_{g,h+1,t} + SD_g \cdot (u_{g,h,t} - u_{g,h+1,t}), \qquad \forall g \in G^C,\ \forall h \in H,\ \forall t \in T \tag{2.42}$$

$$p_{g,h-1,t} - p_{g,h,t} \leq RD_g \cdot u_{g,h,t} + SD_g \cdot (u_{g,h-1,t} - u_{g,h,t}) + \bar{P}_g \cdot (1 - u_{g,h-1,t}) \quad \forall g \in G^C,\ \forall h \in H,\ \forall t \in T \tag{2.43}$$

2.4.4. Restricciones de tiempos de encendido y apagado

El tiempo de encendido de una unidad generadora está vinculado a su variable de operación ($u_{g,h,t}$). En la expresión (2.44) se puede observar cómo la unidad se enciende según la necesidad de despacho. Además, en (2.45) se entrega la información necesaria para evidenciar que la unidad g despachada se mantiene dentro de los límites de tiempos de encendido.

$$\sum_{n=h}^{h+UT_g-1} u_{g,n,t} \geq UT_g \cdot (u_{g,h,t} - u_{g,h-1,t}), \qquad \forall g \in G^C,\ \forall h = 0...H - UT_g + 1,\ \forall t \in T \tag{2.44}$$

$$\sum_{n=h}^{H} [u_{g,n,t} - (u_{g,h,t} - u_{g,h-1,t})] \geq 0, \qquad \forall g \in G^C,\ \forall h = H - UT_g + 2...H,\ \forall t \in T \tag{2.45}$$

La consideración de los tiempos mínimos de apagado de las unidades generadoras es necesaria para representar adecuadamente sus limitaciones operativas. En este sentido, la expresión (2.46) relaciona el estado operativo de la unidad generadora con las decisiones de encendido y apagado, mientras que la expresión (2.47) garantiza que, una vez desconectada, la unidad permanezca fuera de servicio durante al menos el tiempo mínimo de apagado establecido.

$$\sum_{n=h}^{h+DT_g-1} (1 - u_{g,n,t}) \geq DT_g \cdot (u_{g,h-1,t} - u_{g,h,t}), \qquad \forall g \in G^C,\ \forall h = 0...H - DT_g + 1,\ \forall t \in T \tag{2.46}$$

$$\sum_{n=h}^{H} [1 - u_{g,n,t} - (u_{g,h-1,t} - u_{g,h,t})] \geq 0, \qquad \forall g \in G^C,\ \forall h = H - DT_g + 2...H,\ \forall t \in T \tag{2.47}$$

2.4.5. Secuencia de inversión.

Las expresiones (2.48) y (2.49) garantizan la continuidad temporal de las decisiones de inversión en líneas de transmisión y unidades generadoras, respectivamente. Estas restricciones establecen que, una vez realizada una inversión en un determinado año, la correspondiente variable binaria debe permanecer activa durante todos los períodos posteriores del horizonte de planificación. De esta forma, se representa el carácter permanente de las inversiones, impidiendo que una instalación construida sea retirada en años posteriores.

$$n_{l,t+1} \geq n_{l,t}, \qquad \forall l \in L^B,\ \forall t \in T \tag{2.48}$$

$$n^G_{g,t+1} \geq n^G_{g,t}, \qquad \forall g \in G^C \cup G^W \cup G^{PV},\ \forall t \in T \tag{2.49}$$

Capítulo 3

Análisis del sistema de 6 barras Garver

En este capítulo se analizará la congruencia del modelo desarrollado en comparación con lo presentado en [12], con el propósito de validar los resultados obtenidos en esta primera etapa del proyecto.

En una primera instancia, se abordará la planificación de la expansión de generación y transmisión para el sistema Garver en su versión estática, considerando una demanda equivalente a cuatro veces la demanda base definida por defecto en el sistema. De esta manera, se busca representar el sistema en el último año del horizonte de planificación, tal como se muestra en la Tabla 3.1.

Posteriormente, en una segunda etapa, se realizará la planificación de la expansión de generación y transmisión para el sistema Garver considerando un horizonte de planificación de diez años, incorporando así una visión dinámica y secuencial de las decisiones de inversión. El gap utilizado para las simulaciones es de un 1 %.

Barra	**Demanda inicial [MW]**	**Demanda Final [MW]**
1	20	80
2	60	240
3	10	40
4	40	160
5	60	240
6	0	0
Total	190	760

Tabla 3.1: Demanda del sistema Garver.

3.1. Sistema Garver estático

Para corroborar los resultados obtenidos, se realizarán diversos ensayos sobre el sistema Garver en su configuración estática. El primero de ellos corresponde a la planificación conjunta de la expansión de generación y transmisión. Los datos asociados a las líneas del

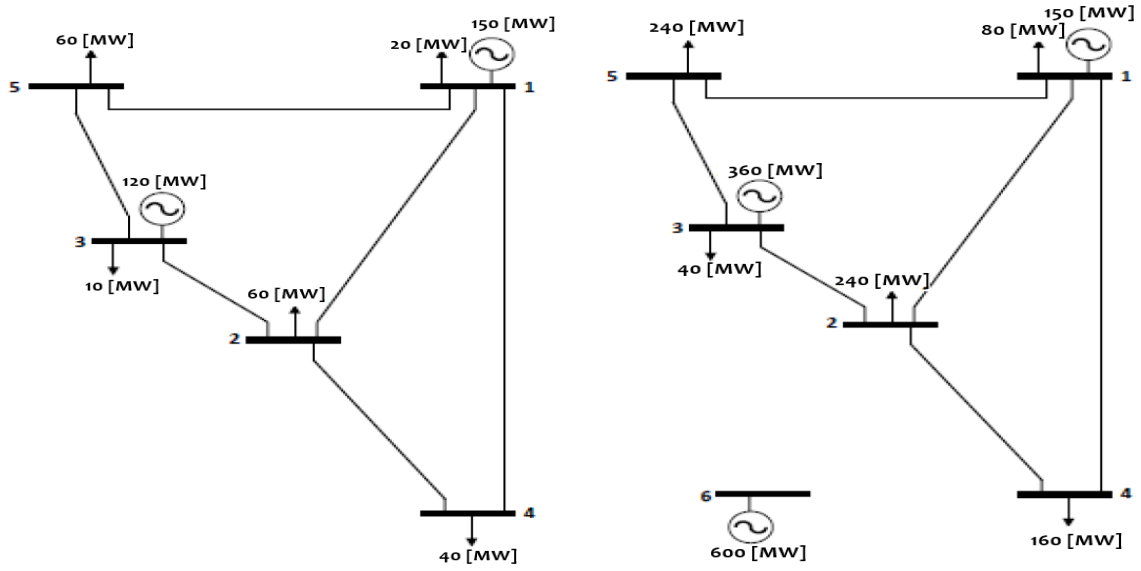
sistema Garver se presentan en la Tabla A.1, mientras que los datos técnicos y económicos de las unidades generadoras consideradas se detallan en la Tabla A.2 y Tabla A.3.

Asimismo, con el objetivo de obtener una planificación más robusta y confiable, se incluirá el criterio de seguridad *N-1* de manera preventiva. Este criterio garantiza que, ante la salida de una línea de transmisión, el sistema continúe operando dentro de los límites térmicos admisibles.

Finalmente, se incorporarán unidades de generación provenientes de fuentes renovables, con miras a desarrollar posteriormente un modelo que permita integrar tanto unidades PMGD como generación renovable a gran escala. Cabe señalar que, para efectos de la planificación, se consideró una reserva de potencia equivalente al 20 % de la demanda.

La Figura 3.1a presenta la configuración original del sistema Garver, mientras que la Figura 3.1b muestra la configuración utilizada para el análisis estático. Con el fin de ampliar las alternativas de expansión de la red, se incorporaron opciones de inversión en transmisión sobre las líneas existentes y candidatas a expansión del sistema. En particular, para cada línea existente se consideraron tres líneas candidatas adicionales, mientras que para las líneas donde inicialmente no existe infraestructura de transmisión se habilitó la posibilidad de construir hasta cuatro líneas candidatas a expansión. Estas alternativas de expansión se encuentran identificadas en la columna L^B de la Tabla A.1.

De manera análoga, se ampliaron las opciones de expansión de generación mediante la incorporación de nuevas unidades generadoras. En particular, se agregó una nueva barra (barra 6), destinada a albergar tres unidades candidatas de generación, mientras que en la barra 3 se consideraron dos unidades candidatas adicionales. Las características técnicas y económicas de estas unidades se presentan en la Tabla A.2.



(a) Sistema Garver Original. (b) Sistema Garver Futuro.

Figura 3.1: Sistema Garver utilizado para ensayos estáticos y multiperiodo.

3.1.1. Planificación de la generación y transmisión para el caso base

Este primer ensayo se utilizará como base para la comparación de los resultados de los próximos casos. Los ensayos posteriores consideran tanto casos con pérdidas como sin pérdidas.

A.- Planificación de la transmisión y generación en el sistema Garver estático sin considerar pérdidas

Para la expansión de la generación, se observa en la Tabla 3.2 que en la barra 3 se invierte en dos unidades con capacidad de 120 [MW] y en la barra 6 otras dos unidades de 240 [MW], llegando a un costo total de inversión de 247,20 [MUSD]

Barra	**Capacidad [MW]**	**Cantidad**	**Costo unitario [MUSD]**	**Costo total barra [MUSD]**
3	120	2	37,08	74,16
6	240	2	86,52	173,04
			Costo total	247,20

Tabla 3.2: Inversión en generación para el sistema Garver estático sin incluir pérdidas.

En la Tabla 3.3, se observa la inversión en una línea 3-5 y en tres líneas 4-6, con un costo total de 110 [MUSD]. Estas líneas se observan de color rojo en la Figura 3.2. Además, se pueden observar los valores de los flujos por las líneas, donde las líneas de doble y triple circuito tienen el mismo valor de flujo. Además, hay que destacar que ninguna de las líneas sobrepasa los límites térmicos.

Línea	**Cantidad**	**Costo unitario [MUSD]**	**Costo total líneas [MUSD]**
3-5	1	20	20
4-6	3	30	90
		Costo total	110

Tabla 3.3: Inversión en transmisión para el sistema Garver estático sin incluir pérdidas.

En la Tabla 3.4, se observan los costos asociados a la planificación de la expansión de la generación y la transmisión. Estos contemplan tres componentes: la inversión en transmisión (110 [MUSD]), la inversión en generación (247,20 [MUSD]) y el costo operacional de las unidades convencionales (118,29 [MUSD]).

Ítem	**Costo [MUSD]**
Inversión transmisión	110,00
Inversión generación	247,20
Costo operacional	118,29
Total	475,49

Tabla 3.4: Costos de cada ítem para el sistema Garver sin incluir pérdidas.

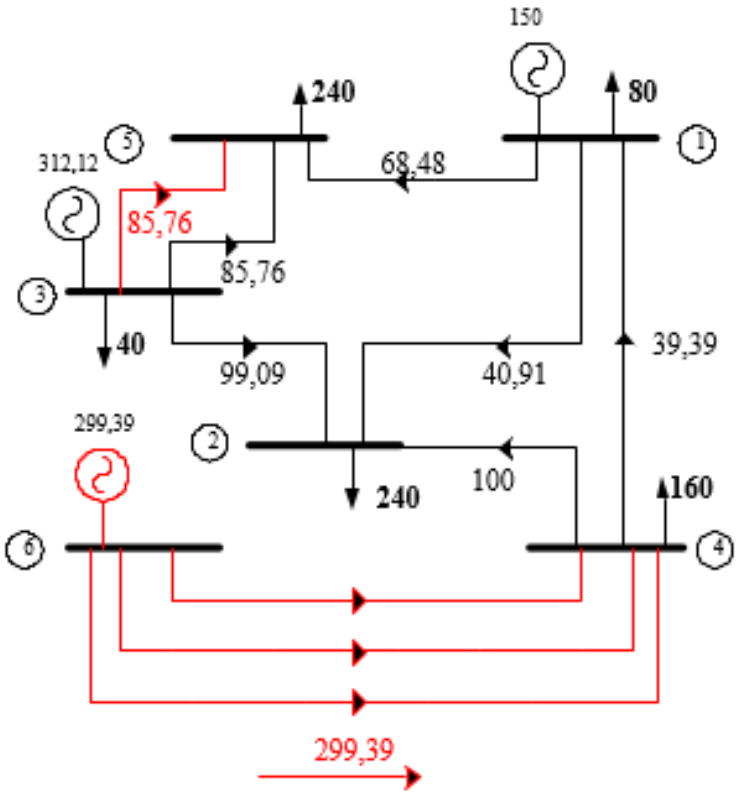


Figura 3.2: Sistema Garver resultante.

Todos los resultados de la generación de las unidades y flujos por las líneas se encuentran en la Tabla B.1 y la Tabla B.3, respectivamente.

B.- Planificación de la transmisión y generación en el sistema Garver estático considerando pérdidas

En el caso de la expansión de la generación, se mantienen las mismas unidades de inversión según la Tabla 3.5. Sin embargo, lo que cambia es la generación de potencia por parte de las unidades; esto se puede verificar en los resultados del Anexo B en la Tabla B.4

Barra	**Capacidad [MW]**	**Cantidad**	**Costo unitario [MUSD]**	**Costo total barra [MUSD]**
3	120	2	37,08	74,16
6	240	2	86,52	173,04
			Costo Total	247,20

Tabla 3.5: Inversión en generación para el sistema Garver estático incluyendo pérdidas.

En Tabla 3.6 se observa que, al incorporar las pérdidas en el modelo, se decide invertir en una línea adicional 2-3, lo que incrementa el costo total de inversión hasta 130 [MUSD].

Con la incorporación de esta nueva línea, la Figura 3.3 muestra cómo se tiene una configuración diferente del sistema y los flujos por las líneas de redistribuyen, reduciendo

su magnitud producto de contemplar las pérdidas. Estos resultados se presentan de manera detallada en el Anexo B en la Tabla B.2, donde además muestran las magnitudes de las pérdidas.

Asimismo, en la Figura 3.4 se aprecia que no necesariamente las líneas con mayores niveles de flujo presentan las mayores pérdidas. Esto se debe a que las pérdidas dependen de forma más significativa de la relación entre conductancia y susceptancia.

Línea	**Cantidad**	**Costo unitario [MUSD]**	**Costo total líneas [MUSD]**
3-5	1	20	20
2-3	1	20	20
4-6	3	30	90
		Costo Total	130

Tabla 3.6: Inversión para el sistema Garver estático considerando pérdidas.

En la Tabla 3.7 se presentan los costos totales de planificación. Se observa que los costos de inversión en transmisión aumentan hasta un total de 130 [MUSD], mientras que la inversión en generación se mantiene en 247,20 [MUSD]. Sin embargo, tal como se mencionó anteriormente, la incorporación de pérdidas afecta la operación del sistema, incrementando los costos de operación hasta 122,93 [MUSD]. Como consecuencia de estos aumentos, el costo total de planificación, al considerar las pérdidas en el sistema, se incrementa en un 5,2 % respecto del caso base sin pérdidas.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Inversión transmisión	130,00
Inversión generación	247,20
Costo operacional	122,93
Total	500,13

Tabla 3.7: Costos de cada ítem para el sistema Garver incluyendo pérdidas.

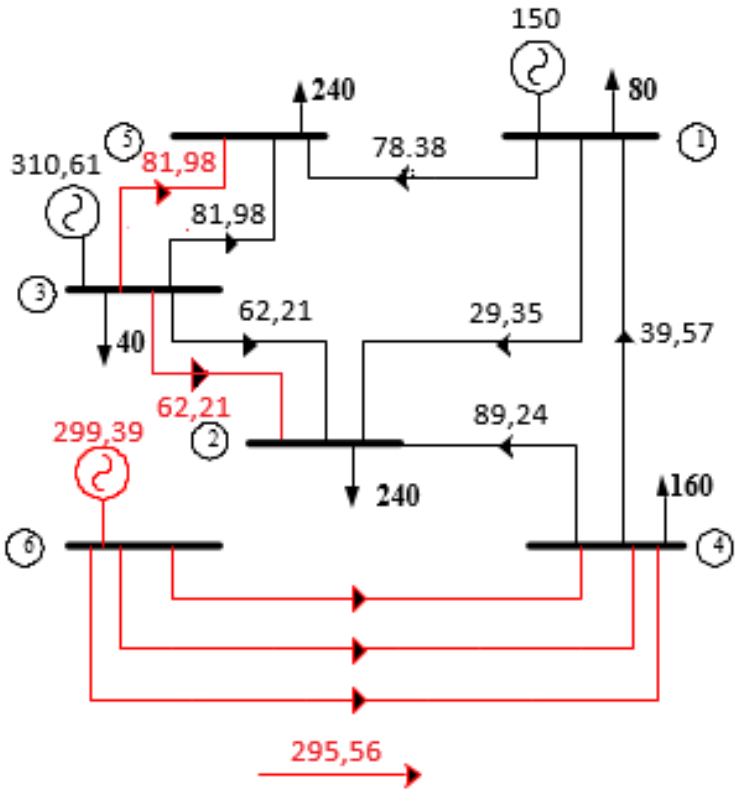


Figura 3.3: Sistema Garver resultante considerando pérdidas.

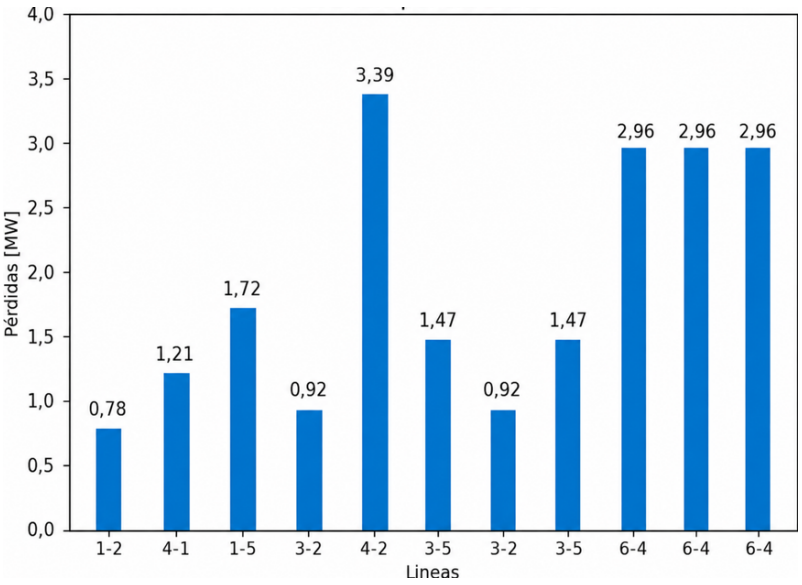


Figura 3.4: Pérdidas por las líneas.

3.1.2. Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver incluyendo incertidumbre en la demanda

Al incluir la incertidumbre de la demanda, es necesario establecer el comportamiento de los factores de la demanda. En la Tabla 3.8 se presenta el tipo de distribución y los parámetros necesarios. En la Tabla 3.9, se presentan los factores aleatorios obtenidos a partir de la distribución normal establecida para los tres escenarios de demanda que se utilizarán como análisis.

Distribución	**Media**	σ
Normal	1	0.5

Tabla 3.8: Tipo de distribución para los factores de incertidumbre de demanda.

Escenario	**Factor**
S1	0,9310
S2	0,9636
S3	1,0943

Tabla 3.9: Factores para los escenarios de incertidumbre de demanda.

En los siguientes puntos se analizará el comportamiento del sistema Garver con la inclusión de incertidumbre de demanda y se comparará el ensayo con respecto al caso base.

A.- Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver con incertidumbre de demanda sin considerar pérdidas

Los resultados de la expansión de generación y transmisión se muestran en la Tabla 3.10 y la Tabla 3.11 . En estos se ven claras diferencias con respecto al caso base.

En cuanto a la expansión de la generación también se ve afectada, ya que se decide invertir en todas las unidades disponibles para suplir la demanda en todos los escenarios contemplados, lo que conlleva un aumento en el costo de inversión de generación con un valor final de 248,46 [MUSD].

Por otro lado, se observa un cambio de configuración: en lugar de invertir en tres líneas 4-6 y una línea 3-5, se decide invertir en dos líneas 4-6, dos líneas 2-6, una línea 3-5 y una línea 1-5. Esto conlleva que los costos de inversión en transmisión aumenten a 160 [MUSD].

Barra	**Capacidad**	**Cantidad**	**Costo unitario [MUSD]**	**Costo total Barra [MUSD]**
3	120	2	37,08	74,16
6	120	1	31,26	31,26
6	240	2	86,52	173,04
			Costo Total	248,46

Tabla 3.10: Inversión en generación para el sistema Garver estático con incertidumbre de demanda sin considerar pérdidas.

Líneas	N° Circuitos	Costo unitario [MUSD]	Costo total líneas
1-5	1	20	20
3-5	1	20	20
2-6	2	30	60
4-6	2	30	60
		Costo Total	160

Tabla 3.11: Inversión en transmisión para el sistema Garver estático con incertidumbre de demanda sin considerar pérdidas.

En la Tabla 3.12 se presentan los costos finales de cada ítem analizado. El costo operacional corresponde al promedio de los valores obtenidos en cada escenario, dado que estos fueron definidos como equiprobables. Asimismo, el escenario 3 presenta el mayor costo operacional, con un incremento del 25,01 % respecto del costo mínimo, debido a que considera la demanda máxima del sistema.

Por otra parte, el incremento en la incorporación de líneas de transmisión y unidades de generación, y, por consiguiente, en el costo de inversión, se explica porque el problema se formula bajo un enfoque de optimización robusta. En este contexto, el sistema debe satisfacer simultáneamente los requerimientos de todos los escenarios considerados, por lo que las decisiones de inversión en generación y transmisión permanecen constantes para todos los escenarios.

Ítem	Costo [MUSD]
Inversión Transmisión	160,00
Inversión Generación	278,46
Costo Operacional S1	100,48
Costo Operacional S2	105,20
Costo Operacional S3	125,62
Costo Total Operacional Esperado	110,43
Costo Total	548,89

Tabla 3.12: Costos de cada ítem para el sistema Garver estático con incertidumbre de demanda sin considerar pérdidas

En la Figura 3.5 se observa que, en las líneas de doble circuito, los flujos se mantienen constantes en cada escenario. Asimismo, se aprecia que la línea 2-6 opera en su límite térmico en los tres escenarios considerados. Los valores de flujo correspondientes a los tres escenarios de demanda se presentan en la Tabla B.5 del Anexo B

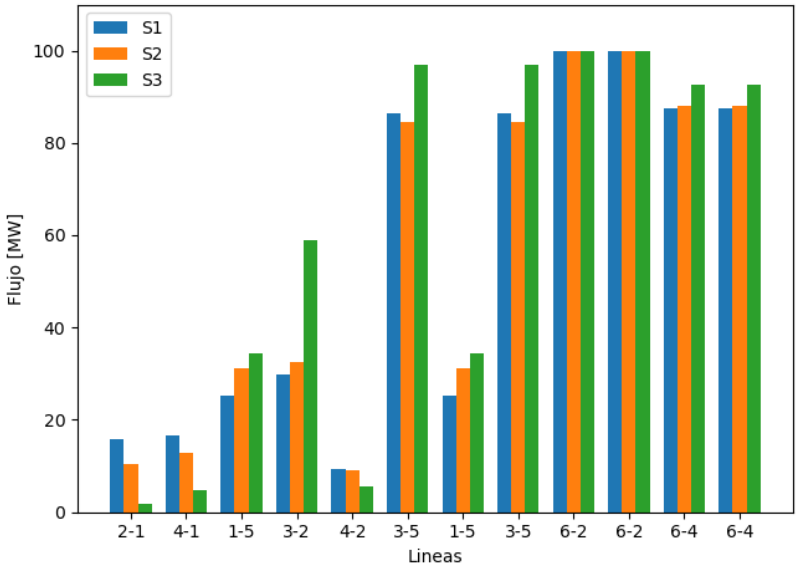


Figura 3.5: Flujos por las líneas del sistema Garver estático con incertidumbre de demanda sin considerar pérdidas.

B.- Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver con incertidumbre de demanda considerando pérdidas

En la Tabla 3.13 y la Tabla 3.14 se presentan los resultados de la expansión de generación y transmisión considerando pérdidas en las líneas.

Respecto de la expansión de la generación, se observa el mismo comportamiento que en el caso con incertidumbre en la demanda sin considerar pérdidas, invirtiéndose en la totalidad de las unidades generadoras candidatas, como se aprecia en la Tabla 3.13.

Barra	**Capacidad**	**Cantidad**	**Costo unitario [MUSD]**	**Costo total Barra [MUSD]**
3	120	2	37,08	74,16
6	120	1	31,26	31,26
6	240	2	86,52	173,04
			Costo Total	248,46

Tabla 3.13: Inversión en generación para el sistema Garver estático con incertidumbre de demanda considerando pérdidas.

En la expansión de la transmisión, el costo total de inversión se mantiene igual al del caso sin considerar pérdidas. Sin embargo, la configuración óptima del sistema cambia. En particular, al incorporar pérdidas, se opta por invertir en dos líneas 3-5 en lugar de una línea 1-5 y una línea 3-5, lo que produce una redistribución de los flujos en el sistema.

Líneas	N° Circuitos	Costo unitario [MUSD]	Costo total líneas [MUSD]
3-5	2	20	40
6-2	2	30	60
6-4	2	30	60
		Costo Total	160

Tabla 3.14: Inversión en transmisión para el sistema Garver estático con incertidumbre de demanda considerando pérdidas.

En la Tabla 3.15 se observa que los costos de inversión en transmisión y generación, al considerar pérdidas, coinciden con los obtenidos en el caso sin pérdidas. No obstante, tal como era esperable, las diferencias se manifiestan en los costos operacionales.

Esta variación se explica por la incorporación explícita de las pérdidas en el sistema, lo que implica que la generación no solo debe cubrir la demanda, sino también la energía disipada en la red de transmisión. Como resultado, el costo operacional máximo, asociado al escenario de demanda alta, es un 25,14 % superior al costo operacional mínimo, correspondiente al escenario de demanda baja.

En términos agregados, al incluir las pérdidas en el modelo, el costo total de la planificación aumenta en un 0,76 % respecto al caso en que estas no son consideradas.

Ítem	Costo [MUSD]
Inversión transmisión	160,00
Inversión generación	278,46
Costo operacional S1	104,284
Costo operacional S2	109,081
Costo operacional S3	130,503
Costo total operacional esperado	114,623
Costo total	553,083

Tabla 3.15: Costos de cada ítem para el sistema Garver estático con incertidumbre de demanda considerando pérdidas

En la Figura 3.6 se presentan los flujos de potencia en las líneas para cada uno de los escenarios analizados. Al igual que en el caso sin considerar pérdidas, la línea 6-2 opera en condición de saturación. No obstante, se aprecia una diferencia en la configuración de la red, ya que la línea 3-5 cuenta con tres circuitos, cuyos flujos son similares en todos los escenarios. En contraste, la línea 1–5 dispone de un único circuito, por lo que el flujo que circula por ella es mayor que en el caso anterior. Este comportamiento se explica por la reconfiguración de la red de transmisión resultante del proceso de planificación.

Asimismo, los flujos en las líneas 3-5 y 6-4 presentan diferencias de baja magnitud entre los escenarios 1 y 2, mientras que en el escenario 3 estas son considerablemente mayores. En consecuencia, las pérdidas asociadas a los escenarios 1 y 2 resultan prácticamente iguales. En cambio, la mayor diferencia de flujos observada en el escenario 3 incrementa las pérdidas del sistema, evidenciando una mayor sensibilidad de estas frente a variaciones más significativas en los flujos de potencia. Los valores de flujo y pérdidas correspondientes a los tres escenarios se presentan en las Tabla B.6, Tabla B.7 y Tabla B.8 del Anexo B,

respectivamente.

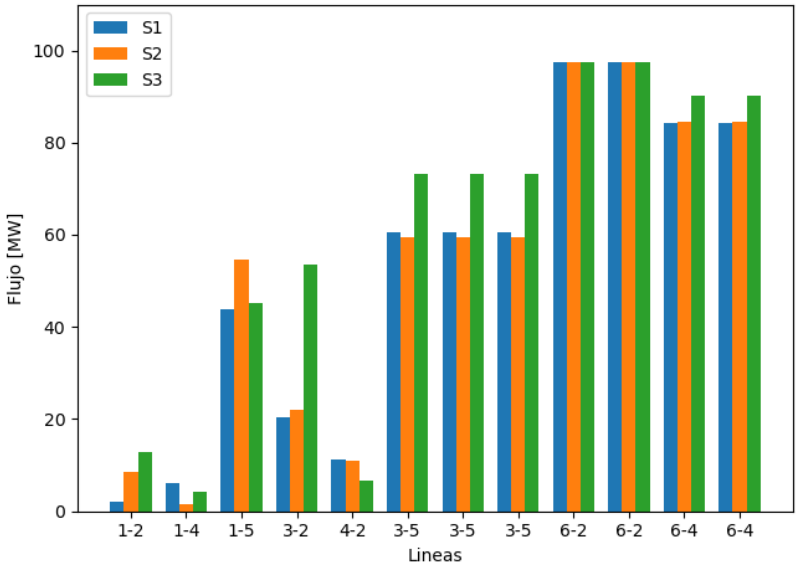


Figura 3.6: Flujos por las líneas del sistema Garver estático con incertidumbre de demanda considerando pérdidas.

3.1.3. Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver considerando criterio *N-1*

En este apartado se analiza el comportamiento de la expansión de la transmisión y generación considerando el criterio de seguridad *N-1* ante posibles contingencias en las líneas de transmisión. Se realizan ensayos desconectando la línea 3-5 del sistema de transmisión en un escenario ideal y también considerando pérdidas.

A.- Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo criterio *N-1* sin considerar pérdidas

En las Tablas 3.16 y 3.17 se presenta el comportamiento de la inversión en generación y transmisión para el sistema Garver sin considerar pérdidas en las líneas. Los resultados muestran diferencias significativas respecto del caso base estático, ya que este ensayo incorpora el criterio de seguridad *N-1*, el cual exige que el sistema continúe operando correctamente ante la salida de servicio de una línea, correspondiente en este caso a la línea 3-5.

En el análisis de contingencias en líneas, la expansión de la generación no presenta variaciones en el costo total con respecto al caso base. No obstante, sí se producen cambios en la configuración del sistema. En particular, al considerar el criterio *N-1*, se incorporan unidades de generación en las barras 3 y 6, con capacidades de 120 [MW] y 240 [MW], respectivamente. Los resultados de generación obtenidos bajo este escenario se presentan en la Tabla B.9 del Anexo B.

Barra	Capacidad [MW]	Cantidad	Costo unitario [MUSD]	Costo Total [MUSD]
3	120	2	37,08	74,16
6	240	2	86,52	173,04
			Costo Total	247,20

Tabla 3.16: Inversión en generación para el sistema Garver estático contemplando el criterio de seguridad *N-1* sin considerar pérdidas.

En cuanto a la expansión de la transmisión, se evidencia un cambio en la topología del sistema al considerar el criterio *N-1*. En particular, se opta por invertir en tres líneas 3-5 y tres líneas 2-6, de modo que una de las líneas 3-5 adicionales permite suplir la contingencia ante la salida de servicio. El costo total de expansión en transmisión asciende a 150 [MUSD].

Líneas	N° Circuitos	Costo [MUSD]	Costo total líneas [MUSD]
3-5	3	20	60
2-6	3	30	90
		Costo total	150

Tabla 3.17: Inversión en transmisión para el sistema Garver estático contemplando el criterio de seguridad *N-1* sin considerar pérdidas.

En la Tabla 3.18 se resumen los costos asociados a cada ítem de la planificación de la expansión de la generación y la transmisión, considerando el criterio de seguridad *N-1*. En comparación con el caso base, la única componente que presenta variaciones es la correspondiente a la inversión en transmisión, cuyo costo asciende a 150 [MUSD]. En cambio, las componentes asociadas a la generación permanecen inalteradas, con una inversión de 247,20 [MUSD] y un costo operacional de 118,22 [MUSD].

Ítem	Costo [MUSD]
Inversión transmisión	150,00
Inversión generación	247,20
Costo operacional	118,22
Total	515,42

Tabla 3.18: Costo de cada ítem para el sistema Garver contemplando el criterio de seguridad *N-1* sin considerar pérdidas.

En la Figura 3.7 se presenta el comportamiento de los flujos en condiciones pre-contingencia y post-contingencia. En el estado post-contingencia se aprecia que una de las líneas 3-5 no presenta flujo, debido a su salida de servicio. Los valores de flujo en condición de pre-contingencia y post-contingencia se presentan en la Tabla B.10 del Anexo B.

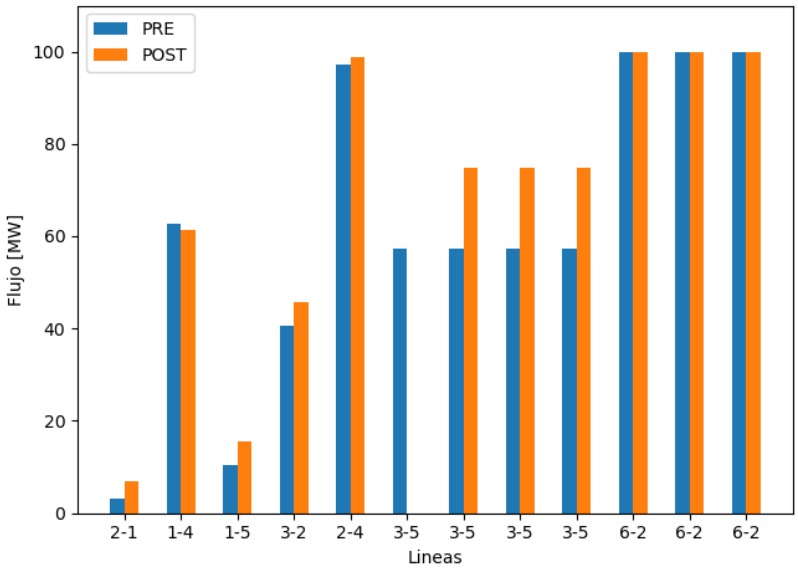


Figura 3.7: Flujos por las líneas del sistema Garver estático, con desconexión de línea 3-5 sin considerar pérdidas.

B.- Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo criterio *N-1* considerando pérdidas

Al considerar las pérdidas en el análisis de contingencias de las líneas de transmisión, las Tablas 3.19 y 3.20 presentan el comportamiento de las decisiones de inversión en generación y transmisión, respectivamente.

La inversión en generación no presenta variaciones respecto del caso sin pérdidas, manteniéndose las mismas unidades seleccionadas para expansión. Los resultados de generación obtenidos considerando pérdidas se presentan en la Tabla B.11 del Anexo B.

Barra	**Capacidad**	**Cantidad**	**Costo unitario [MUSD]**	**Costo Total [MUSD]**
3	120	2	37,08	74,16
6	240	2	86,52	173,04
			Costo total	247,20

Tabla 3.19: Inversión en generación para el sistema Garver estático contemplando el criterio de seguridad *N-1* considerando pérdidas.

Por otra parte, en la expansión de la transmisión, se observan diferencias relevantes respecto del caso sin pérdidas. En particular, se incorpora una línea 1-5 y dos líneas 2-3, y se reemplaza la inversión previamente realizada en líneas 2-6 por la instalación de tres líneas 4-6 en este escenario. No obstante, dado que la contingencia considerada corresponde

a la línea 3-5, se mantiene la inversión en dicha línea con el objetivo de suplir su salida de servicio.

Línea	**Cantidad**	**Costo [MUSD]**	**Costo total líneas [MUSD]**
1-5	1	20	20
2-3	2	20	40
3-5	3	20	60
4-6	3	30	90
		Costo total	210

Tabla 3.20: Inversión en transmisión para el sistema Garver estático contemplando el criterio de seguridad *N-1* considerando pérdidas.

En la Tabla 3.21 se presentan los costos asociados a cada ítem analizado en los ensayos. En este caso, el costo de inversión en transmisión aumenta considerablemente en comparación con el escenario sin pérdidas. Por otro lado, la inversión en generación no presenta variaciones, tal como se mencionó anteriormente.

La principal diferencia radica en los costos operacionales. Al considerar pérdidas en el sistema, es necesario incrementar la generación total para abastecer la demanda y compensar dichas pérdidas. Esto implica un mayor despacho de unidades con costos variables más elevados, lo que se traduce en un aumento significativo de los costos de operación.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Inversión transmisión	210,00
Inversión generación	247,20
Costo operacional	123,01
Costo total	580,21

Tabla 3.21: Costo de cada ítem para el sistema Garver contemplando el criterio de seguridad *N-1* considerando pérdidas.

En la Figura 3.8 se presenta el comportamiento de los flujos por las líneas del sistema. En particular, en la línea 4–6 se aprecia que tanto las magnitudes de los flujos como las pérdidas asociadas son muy similares a los flujos observados en la línea 2–6 en el ensayo ideal (sin considerar pérdidas), tal como se muestra en el Anexo B. Este resultado confirma que la decisión de invertir en la línea 4–6, en lugar de la línea 6–2, responde estrictamente a las necesidades operativas del sistema bajo el nuevo esquema de modelación, y no a diferencias estructurales significativas en los patrones de flujo respecto al caso ideal. Los valores de flujo y pérdidas en condición de pre-contingencia y post-contingencia se presentan en la Tabla B.12 del Anexo B.

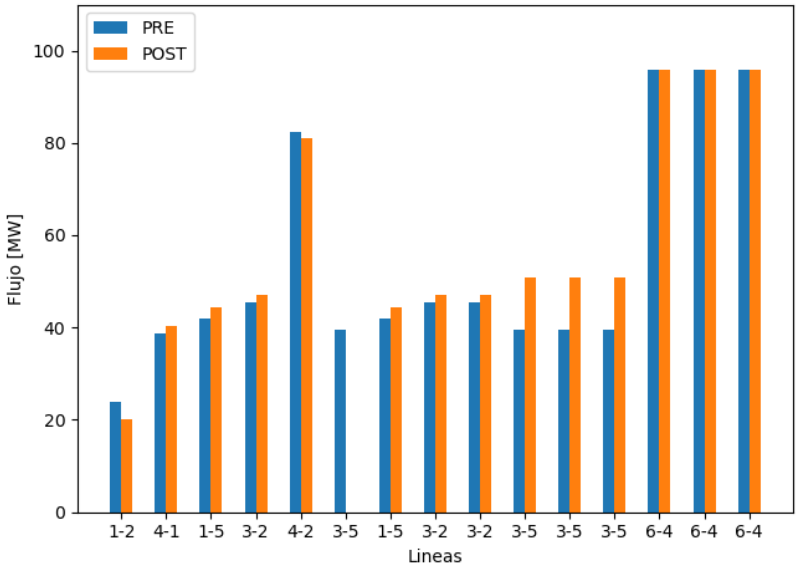


Figura 3.8: Flujos por las líneas del sistema Garver estático con desconexión de línea 3-5 y considerando pérdidas.

3.1.4. Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver contemplando inyección de energía renovable

En este apartado se estudia la incorporación de energía renovable en el sistema Garver, principalmente generadores eólicos.

Al igual que en las secciones anteriores, se analiza cómo varía la topología del sistema al considerar o no las pérdidas en transmisión, y además se comparan los resultados con el caso base presentado al inicio del trabajo.

Las unidades de generación eólica se modelan considerando su capacidad máxima como límite de potencia y se incorporan al modelo de tal forma que sea posible visualizar su impacto como demanda neta. Los antecedentes de las unidades eólicas se definen según la información presentada en la Tabla A.4.

A.- Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver contemplando inyección de energía renovable sin considerar pérdidas

El análisis principal de la inversión en transmisión y generación se presenta en las Tablas 3.23 y 3.22, respectivamente. En ellas se detalla la cantidad de líneas y los tipos de

unidades de generación seleccionadas para la expansión.

En cuanto a la expansión de la generación se identifican diferencias relevantes respecto del caso base. Al igual que en el caso anterior, se invierte en cuatro unidades convencionales. Sin embargo, se reemplaza una unidad ubicada en la barra 6, originalmente de 240 [MW] de capacidad, por una alternativa de menor costo en la misma barra, con una capacidad de 120 [MW].

Esta decisión permite reducir el costo de inversión en generación, debido a la incorporación adicional de tres unidades eólicas, una en la barra 3 y dos en la barra 6, lo que contribuye a una disminución del costo total de inversión en generación de 44,02 [MUSD].

De este modo, la combinación de la capacidad aportada por las unidades eólicas y la unidad convencional de 120 [MW] resulta suficiente para satisfacer la demanda del sistema, manteniendo la adecuación de capacidad requerida.

Barra	**Tecnología**	**Capacidad [MW]**	**Cantidad**	**Costo unitario [MUSD]**	**Costo Total [MUSD]**
3	Convencional	120	2	37,08	74,16
6	Convencional	120	1	31,26	31,26
6	Convencional	240	1	86,52	86,52
3	Eólica	34	1	4,78	4,78
6	Eólica	24	1	3,37	3,37
6	Eólica	22	1	3,09	3,09
				Costo total	203,18

Tabla 3.22: Inversión en generación para el sistema Garver estático incluyendo generación eólica sin considerar pérdidas.

Por otra parte, en la inversión en transmisión, se observa que las decisiones coinciden con el caso base, optándose por la inversión de una línea 3-5 y tres líneas 4-6.

Línea	**Cantidad**	**Costo unitario [MUSD]**	**Costo total líneas [MUSD]**
3-5	1	20	20
4-6	3	30	90
		Costo Total	110

Tabla 3.23: Inversión en transmisión para el sistema Garver estático incluyendo generación eólica sin considerar pérdidas.

En la Tabla 3.24 se presentan los costos de inversión asociados a cada uno de los ítems analizados en este apartado. Los resultados muestran que el costo de inversión en transmisión se mantiene igual al del caso base, alcanzando un valor de 110 [MUSD].

No obstante, tal como se mencionó previamente, las diferencias se concentran en la inversión en generación. En este caso, la inversión en unidades generadoras convencionales disminuye hasta 191,94 [MUSD], mientras que la inversión en unidades eólicas asciende a 11,24 [MUSD].

En cuanto a los costos operacionales, se evidencia un beneficio económico, ya que la incorporación de generación eólica reduce los niveles de despacho de las unidades convencionales, disminuyendo así los costos de operación.

En conjunto, estas reducciones en los costos de inversión y operación se traducen en una disminución del costo total del sistema de 31,53 [MUSD] respecto del caso base.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Inversión transmisión	110,00
Inversión generación convencional	191,94
Inversión generación renovable	11,24
Costo operacional	106,31
Costo total	419,49

Tabla 3.24: Costo de cada ítem para el sistema Garver incluyendo generación eólica sin considerar pérdidas.

Como se mencionó en la primera parte de este apartado, la inversión en las líneas no se ve afectada. Esto se puede observar en la Figura 3.9, ya que los valores de los flujos son exactamente los mismos que los vistos en el caso base.

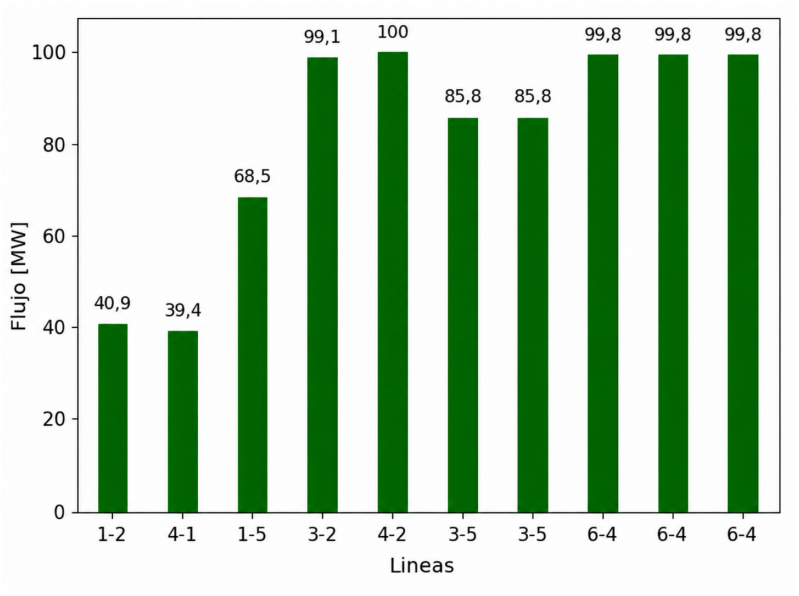


Figura 3.9: Flujos por las líneas con inyección de energías renovables, sin considerar pérdidas.

En cuanto a la generación, se aprecia una diferencia significativa. La Figura 3.10 muestra que la mayoría de las unidades generadoras despachan su potencia máxima, con excepción de las unidades ubicadas en las barras 3 y 6, ambas con una capacidad de 120 [MW].

Este comportamiento indica que el modelo prioriza la generación renovable para el abastecimiento del sistema. En consecuencia, las unidades térmicas de mayor costo reducen su nivel de generación, desplazadas por la energía eólica, lo que explica la disminución en los costos operacionales observada previamente.

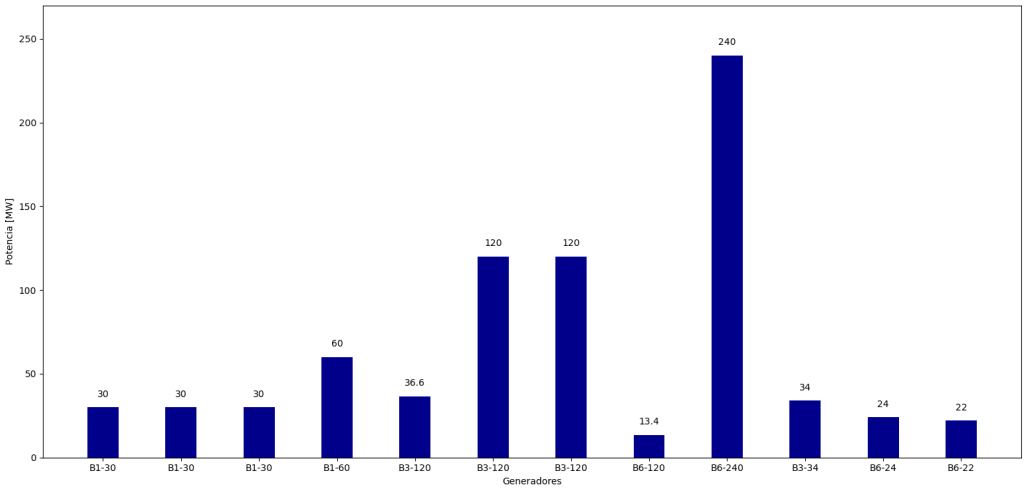


Figura 3.10: Generación sistema Garver, sin considerar pérdidas.

B.- Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver contemplando inyección de energía renovable y considerando pérdidas

Al igual que en los apartados anteriores, en la Tabla 3.26 se observa que, al considerar pérdidas, el sistema modifica su topología, lo que da lugar a decisiones de inversión distintas respecto del caso sin pérdidas. En contraste, la expansión de la generación, presentada en la Tabla 3.25, permanece inalterada, manteniéndose tanto las unidades convencionales como las eólicas seleccionadas en el ensayo anterior.

Barra	**Tecnología**	**Capacidad [MW]**	**Cantidad**	**Costo unitario [MUSD]**	**Costo total barra [MUSD]**
3	Convencional	120	2	37,08	74,16
6	Convencional	120	1	31,26	31,26
6	Convencional	240	1	86,52	86,52
3	Eólica	34	1	4,78	4,78
6	Eólica	24	1	3,37	3,37
6	Eólica	22	1	3,09	3,09
				Costo total	203,18

Tabla 3.25: Inversión en generación para el sistema Garver estático incluyendo generación eólica considerando pérdidas.

Por otra parte, en la expansión de la transmisión se identifica la incorporación de una

línea adicional 2-3, cuya inversión responde a la necesidad de transportar energía bajo las restricciones impuestas por las pérdidas en el sistema. La inclusión de esta línea genera un incremento de 20 [MUSD] en el costo de inversión en transmisión.

Línea	**Cantidad**	**Costo unitario [MUSD]**	**Costo total líneas [MUSD]**
2-3	1	20	20
3-5	1	20	20
4-6	3	30	90
		Costo total	130

Tabla 3.26: Inversión en transmisión para el sistema Garver estático incluyendo generación eólica considerando pérdidas.

Como se mencionó previamente, la inversión en transmisión aumenta al considerar las pérdidas, mientras que la inversión en generación se mantiene constante. No obstante, el costo operacional también experimenta un incremento. En la Tabla 3.27 se muestra que el costo operacional de las unidades convencionales asciende a 110,78 [MUSD], resultado que es consistente con el comportamiento observado en los ensayos anteriores.

Este comportamiento se explica por la necesidad de compensar las pérdidas del sistema mediante una mayor generación. Dado que las unidades eólicas operan a su máxima capacidad en todo momento, el incremento en la generación recae sobre las unidades convencionales, lo que conlleva un aumento en el costo de operación.

Este aumento corresponde a 0,74 [MUSD], lo que representa un 0,13 % respecto del caso sin considerar pérdidas, por lo que no resulta significativo. En consecuencia, para el sistema analizado y bajo los escenarios de demanda considerados, la inclusión de pérdidas no genera un impacto significativo en los costos totales de planificación de la expansión. No obstante, esta conclusión está condicionada a las características particulares del sistema en estudio y a la magnitud relativa de las pérdidas en relación con la demanda total.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Inversión transmisión	130,00
Inversión generación convencional	191,94
Inversión generación renovable	11,24
Costo operacional	110,78
Costo total	443,96

Tabla 3.27: Costo de cada ítem para el sistema Garver incluyendo generación eólica considerando pérdidas.

En las Figuras 3.11 y 3.12 se presentan los flujos y las pérdidas en las líneas, respectivamente.

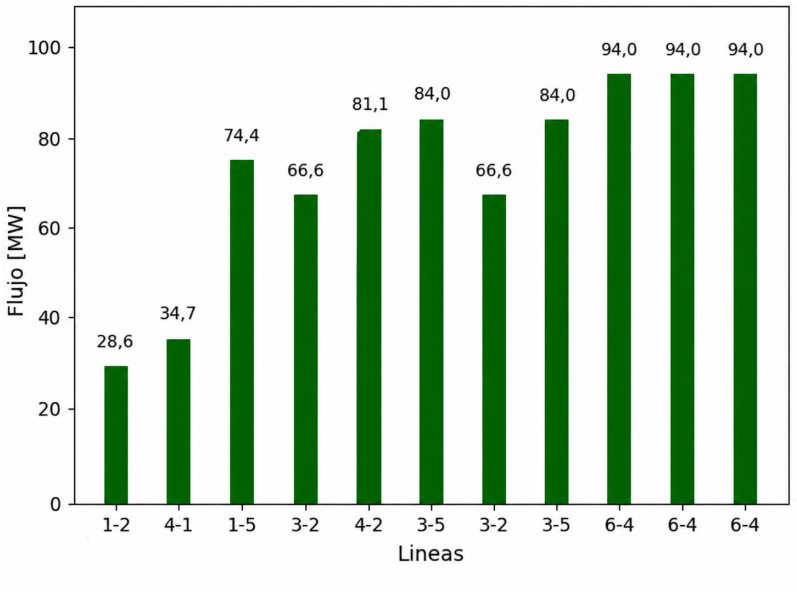


Figura 3.11: Flujos por las líneas con inyección de energías renovables, considerando pérdidas.

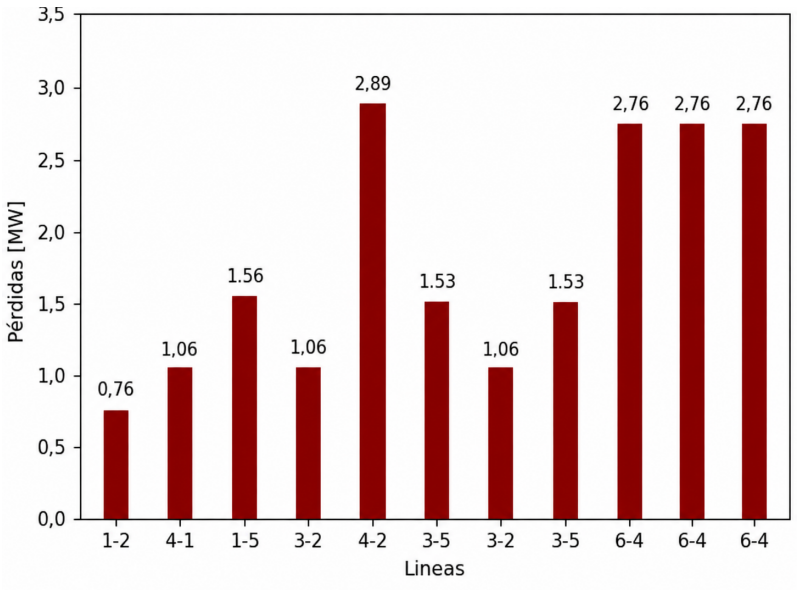


Figura 3.12: Pérdidas por las líneas con inyección de energías renovables, considerando pérdidas.

3.1.5. Tabla resumen de resultados sistema Garver estático

En este apartado se presenta un resumen de los resultados económicos obtenidos para el sistema de Garver en su versión estática, considerando ensayos con y sin pérdidas en las líneas, según la Tabla 3.28 y Tabla 3.29 de acuerdo con los casos que se especifican a continuación.

- Base: Sistema de Garver en su versión estática, modelado con una demanda determinada.
- Incertidumbre en la demanda: Corresponde a una simulación que incluye tres escenarios de demanda.
- *N-1* (3–5): Corresponde a una simulación con restricciones de seguridad, considerando la salida de servicio de la línea 3–5 bajo un criterio preventivo.
- Energía renovable: Se incluyen generadores renovables, en este caso específicamente un generador eólico.

Ítem	**Base sin pérdidas [MUSD]**	**Incertidumbre en demanda sin pérdidas [MUSD]**	***N-1* (3-5) sin pérdidas [MUSD]**	**Energía renovable sin pérdidas [MUSD]**
Inversión transmisión	110,00	160,00	150,00	110,00
Inversión generación	247,20	278,46	247,20	191,94
Inversión generación renovable	-	-	-	11,24
Costo operacional	118,29	110,43	118,22	106,31
Total	475,49	548,89	515,42	419,49

Tabla 3.28: Tabla resumen de resultados sin considerar pérdidas.

Ítem	**Base con pérdidas [MUSD]**	**Incertidumbre en demanda con pérdidas [MUSD]**	***N-1* (3-5) con pérdidas [MUSD]**	**Energía renovable con pérdidas [MUSD]**
Inversión transmisión	130,00	160,00	210,00	130,00
Inversión generación	247,20	278,46	247,20	191,94
Inversión generación renovable	-	-	-	11,24
Costo operacional	122,93	114,623	123,01	110,78
Total	500,13	553,083	580,21	443,96

Tabla 3.29: Tabla resumen de resultados considerando pérdidas.

3.2. Sistema Garver multiperiodo con 24 bloques horarios de demanda

En esta sección se analizará el sistema Garver de seis barras, modelando la demanda en un día tipo de 24 horas durante un horizonte de diez años. Con esto, se podrán agregar restricciones de predespacho para las unidades generadoras, además de tener una visión más real de un sistema eléctrico.

En el estudio se realizarán los mismos ensayos descritos para el sistema de Garver estático, tanto sin considerar pérdidas como incorporándolas, utilizando el sistema de la Figura 3.1a. Adicionalmente, se incorporarán las restricciones de predespacho, tal como se indicó previamente.

Dado que el objetivo del proyecto es analizar el comportamiento de los PMGD y de la generación a gran escala en el SEN, en esta etapa se integrarán perfiles horarios de generación renovable. En particular, para este análisis se considerará únicamente un perfil de generación eólica.

Los parámetros considerados son: reserva de potencia de 20 %, tasa de incremento anual de la demanda de 33 % y tasa de interés monetario de 10 %.

3.2.1. Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver, caso base multiperiodo

El sistema Garver se analiza considerando una demanda representada mediante 24 bloques horarios. Con el propósito de establecer un caso base de referencia, se adopta una formulación simplificada que no incorpora restricciones de predespacho ni otras consideraciones operativas avanzadas. De esta manera, es posible identificar el efecto de las principales decisiones de expansión de generación y transmisión antes de incorporar restricciones adicionales que aumentan el nivel de detalle y complejidad del modelo.

A.- Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver, caso base multiperiodo sin considerar pérdidas

En la Tabla 3.30 y Tabla 3.31 se observan los calendarios de inversión de generación y transmisión, respectivamente.

En la planificación de la generación se determina la incorporación de una unidad de 240 [MW] en la barra 6 en el año 3. Posteriormente, se instalan dos unidades en la barra 3, cada una con una capacidad de 120 [MW], en los años 6 y 8. Finalmente, en el año 10 se incorpora una unidad adicional de 120 [MW] en la barra 6.

Generador	**Capacidad [MW]**	**Año 1**	**Año 2**	**Año 3**	**Año 4**	**Año 5**	**Año 6**	**Año 7**	**Año 8**	**Año 9**	**Año 10**	**Capacidad total [MW]**
B_3	120						1		1			240
B_6	120										1	120
B_6	240			1								240

Tabla 3.30: Calendario de inversión en generación multiperiodo para el sistema Garver en el caso base sin considerar pérdidas.

Por otra parte, en la planificación de la transmisión, se observa que en el año 3 se decide invertir en dos líneas 6-2, mientras que en los años 8 y 10 se incorporan las líneas 3-5 y 2-3, respectivamente.

Línea	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Cantidad total
Línea 2-3										1	1
Línea 3-5								1			1
Línea 4-6			2								2

Tabla 3.31: Calendario de inversión en transmisión multiperiodo para el sistema Garver en el caso base sin considerar pérdidas.

Con respecto a los costos asociados a la planificación de la transmisión y la generación, en la Tabla 3.32 se presentan los valores correspondientes a cada componente. La inversión en transmisión y generación asciende a 68,33 [MUSD] y 126,81 [MUSD], respectivamente.

Si bien estos resultados no son directamente comparables con el caso estático, resulta relevante señalar que, debido a la actualización de la tasa de capital, los costos en valor presente son menores que los obtenidos en dicho análisis. No obstante, dado que el horizonte de estudio abarca diez años, el costo operacional acumulado es significativamente mayor, alcanzando 326,65 [MUSD].

En consecuencia, el costo total de la planificación asciende a 521,79 [MUSD].

Ítem	Costo [MUSD]
Inversión transmisión	68,33
Inversión generación	126,81
Costo operacional	326,65
Costo total	521,79

Tabla 3.32: Costos del sistema Garver multiperiodo sin considerar pérdidas.

En la Figura 3.13 se observa que la inversión realizada en el año 3, correspondiente a la instalación de un generador de 240 [MW], responde a la necesidad de incorporar mayor capacidad al sistema. Esta decisión permite desplazar de la operación a los generadores de 60 [MW] y 120 [MW], ubicados en las barras 1 y 3, respectivamente. Lo anterior se explica porque la unidad instalada en la barra 6 presenta un costo variable significativamente menor, tal como se detalla en la Tabla A.2.

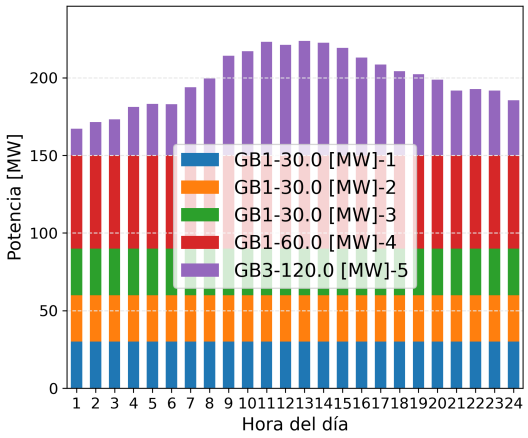
Un comportamiento similar se aprecia en la transición entre los años 5 y 6 (Figura 3.14). En el año 5, además de las unidades de menor costo en operación, es necesario despachar el generador de 60 [MW] ubicado en la barra 1, pese a su mayor costo variable. Sin embargo, en el año 6 se materializa la inversión en un generador de 120 [MW] en la barra 3, cuyo costo de operación es inferior. Como resultado, esta nueva unidad reemplaza la energía previamente suministrada por la alternativa más costosa.

Entre los años 7 y 8 (Figura 3.15) se registra una nueva inversión en generación, correspondiente a la incorporación de una unidad de 120 [MW] en la barra 3. Hasta ese momento, el generador de 60 [MW] ubicado en la barra 1 continuaba participando en el despacho. Sin embargo, la entrada en operación de la nueva unidad, caracterizada por un menor costo variable de generación, desplaza progresivamente al generador existente, reduciendo su participación en el despacho del sistema.

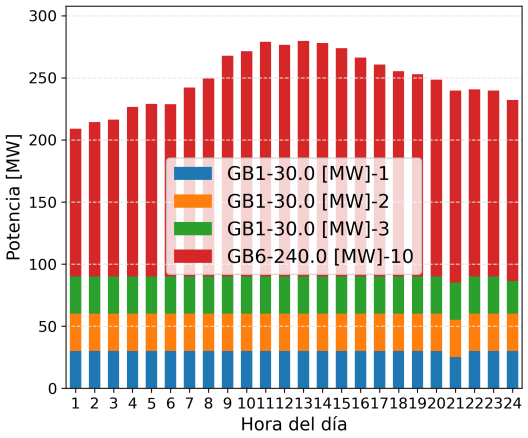
Finalmente, al comparar los años 9 y 10 (Figura 3.16), se observa que, a pesar de que el generador ubicado en la barra 1 presenta un mayor costo de operación, el modelo opta

por mantenerlo en servicio en lugar de realizar nuevas inversiones en capacidad adicional.

Cabe señalar que en este análisis no se consideraron restricciones asociadas a tiempos mínimos de encendido y apagado. Aun así, los resultados muestran que el sistema, además de satisfacer la demanda, prioriza consistentemente el despacho de las unidades de menor costo variable, postergando inversiones cuando estas no resultan económicamente justificadas.

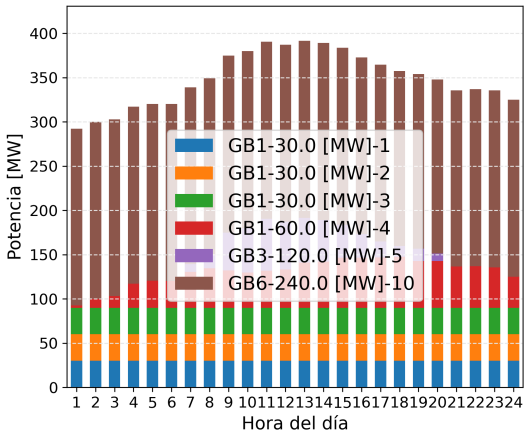


(a) Año 2.

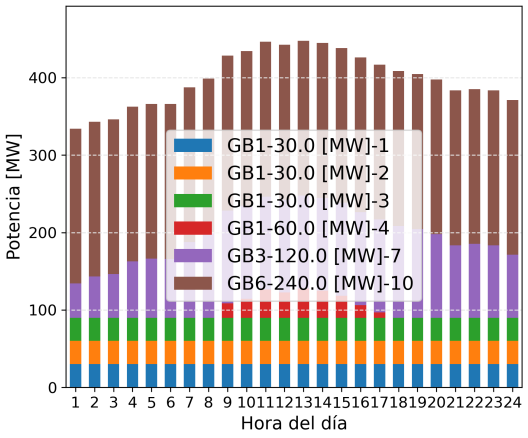


(b) Año 3.

Figura 3.13: Comparación generación horaria de cada unidad.

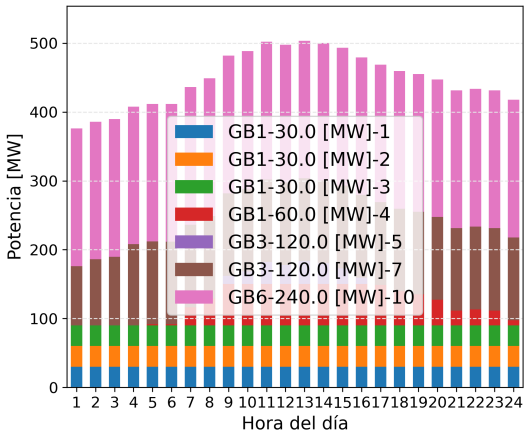


(a) Año 5.

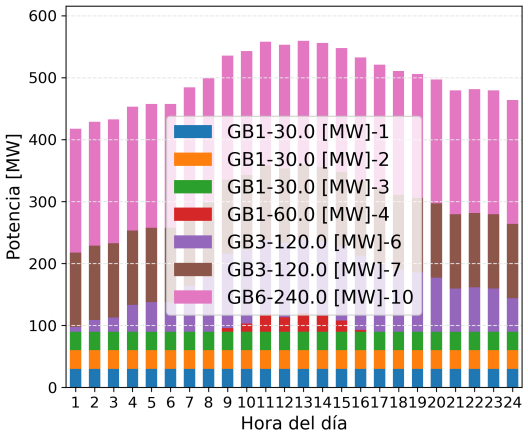


(b) Año 6.

Figura 3.14: Comparación generación horaria de cada unidad.

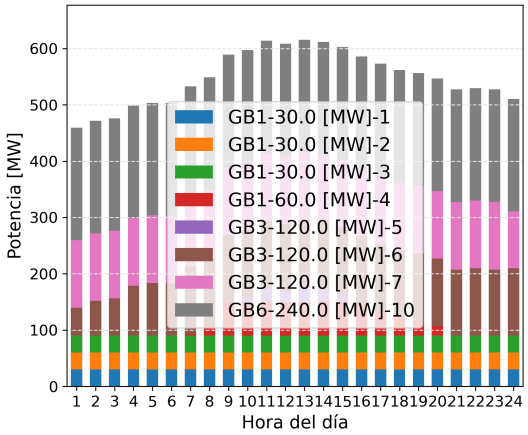


(a) Año 7.

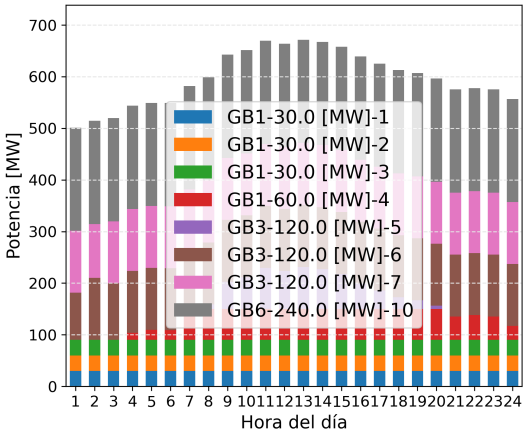


(b) Año 8.

Figura 3.15: Comparación generación horaria de cada unidad.



(a) Año 9.



(b) Año 10.

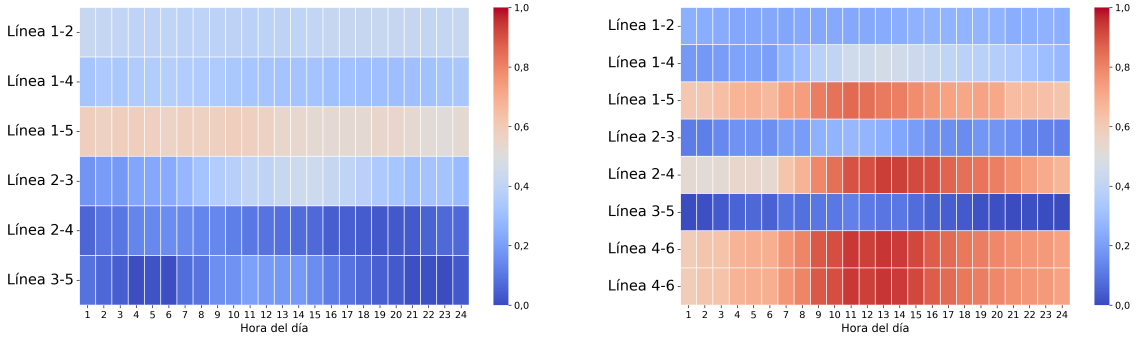
Figura 3.16: Comparación generación horaria de cada unidad.

Según la Figura 3.17, se observa que la distribución de flujos cambia significativamente entre los años 2 y 3 del período, como consecuencia de la modificación en la topología del sistema. En particular, en el año 3, la incorporación del doble circuito 4-6 permite transportar un nivel elevado de energía, lo que se explica por el aumento de la generación en la barra 6. Asimismo, se aprecia un incremento en los niveles de cargabilidad de las líneas debido al crecimiento de la demanda en dicho año. No obstante, estas se mantienen por debajo de sus límites admisibles.

Como se mencionó previamente, la incorporación de nuevas líneas altera la distribución de flujos en el sistema. En la Figura 3.18 se aprecia que, tras la construcción de la línea 3-5, su nivel de cargabilidad disminuye. Sin embargo, en algunas horas se mantiene cercano al 70 %, debido al aumento de la demanda. Adicionalmente, se observa que las líneas 4-6 operan de manera sostenida cerca de sus límites admisibles, lo cual es consistente con la elevada inyección de generación proveniente de la barra 6.

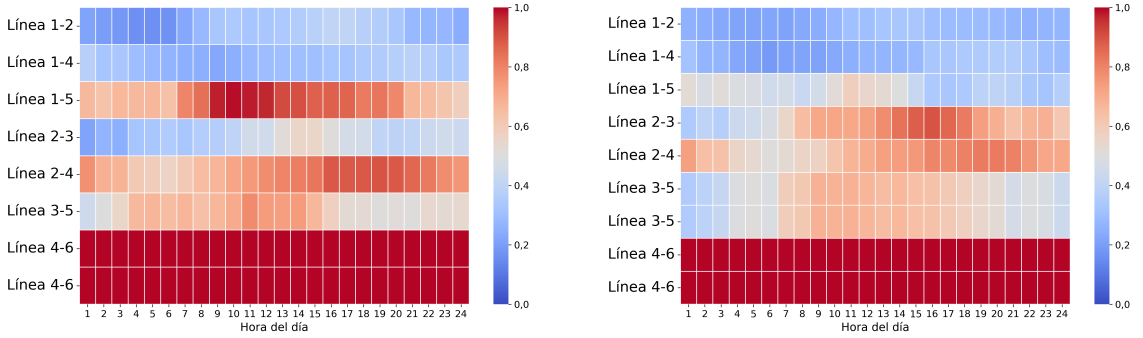
Finalmente, en la Figura 3.19 se evidencia que la incorporación de la línea 2-3 contribuye

significativamente a reducir la cargabilidad de la línea existente, incluso considerando el crecimiento continuo de la demanda. No obstante, desde la entrada en operación de las líneas 4-6, estas han operado de forma persistente cercanas a su capacidad máxima.



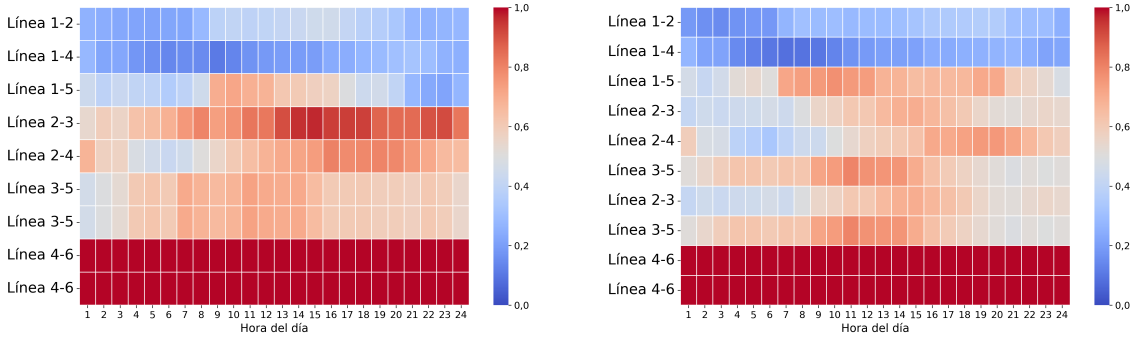
(a) Año 2. (b) Año 3.

Figura 3.17: Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea.



(a) Año 7. (b) Año 8.

Figura 3.18: Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea.



(a) Año 9. (b) Año 10.

Figura 3.19: Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea.

B.- Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver, caso base multiperiodo considerando pérdidas

Al incorporar pérdidas en el sistema, no se observan cambios en el calendario de inversión en generación presentado en la Tabla 3.33

Generador	Capacidad [MW]	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Capacidad total [MW]
B3	120						1		1			240
B6	120										1	120
B6	240			1								240

Tabla 3.33: Calendario de inversión en generación multiperiodo para el sistema Garver en el caso base considerando pérdidas.

Para este caso, se modifican los años de inversión en transmisión. En la Tabla 3.34 se observa que la línea 2-3 adelanta su año de inversión en comparación con el caso sin pérdidas.

Línea	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Cantidad total
2-3									1		1
3-5								1			1
4-6			2								2

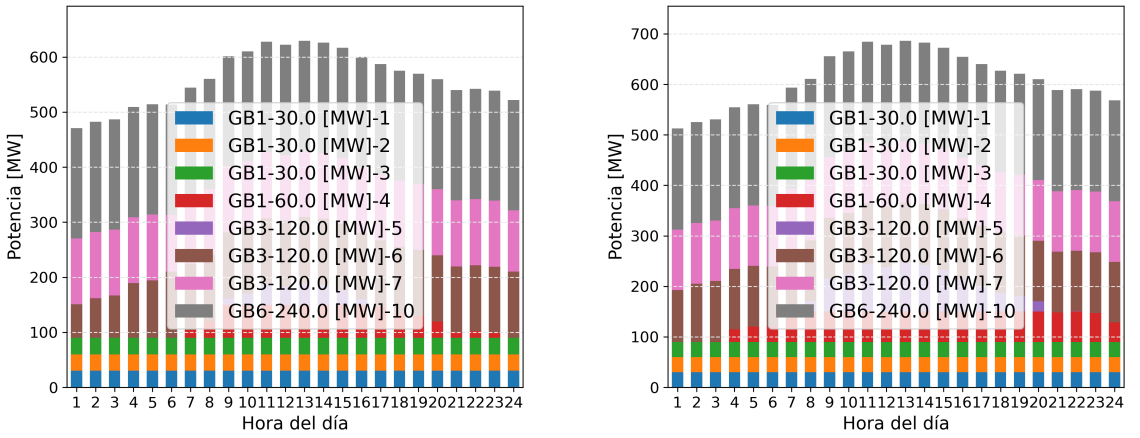
Tabla 3.34: Calendario de inversión en transmisión multiperiodo para el sistema Garver en el caso base considerando pérdidas.

Por otro lado, la Tabla 3.35 muestra que los costos totales ascienden a 535,37 [MUSD], lo que representa un incremento del 2,6 % respecto del caso base. Este aumento se explica porque la inversión en la línea 2-3 se adelanta, incrementando el costo de inversión. Además, debido a las pérdidas en la red, es necesario generar una mayor cantidad de potencia para abastecer la demanda, lo que se traduce en un aumento del costo operacional.

Ítem	Costo [MUSD]
Inversión transmisión	69,18
Inversión generación	126,81
Costo operacional	339,38
Costo total	535,37

Tabla 3.35: Costos del sistema Garver multiperiodo considerando pérdidas.

De manera análoga al caso anterior, sin considerar pérdidas, se prioriza la operación de las unidades generadoras de menor costo. No obstante, los niveles de generación son más elevados con el fin de compensar las pérdidas presentes en las líneas de transmisión. Este comportamiento se aprecia en la Figura 3.20.

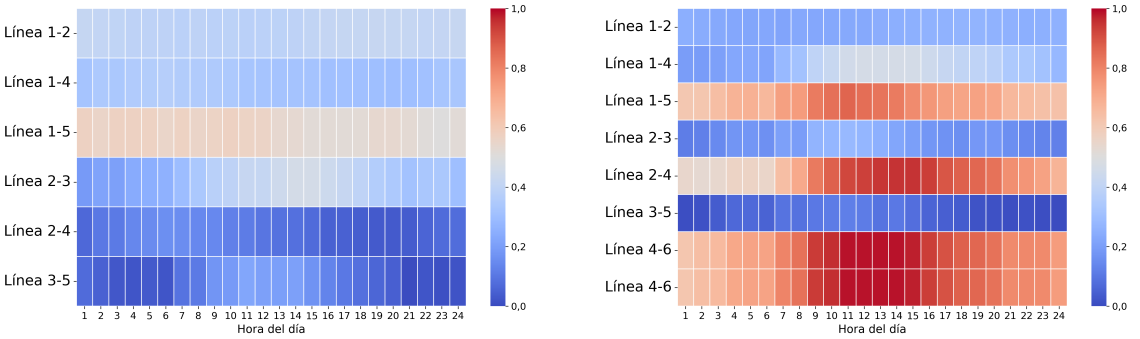


(a) Año 9. (b) Año 10.

Figura 3.20: Comparación generación horaria de cada unidad.

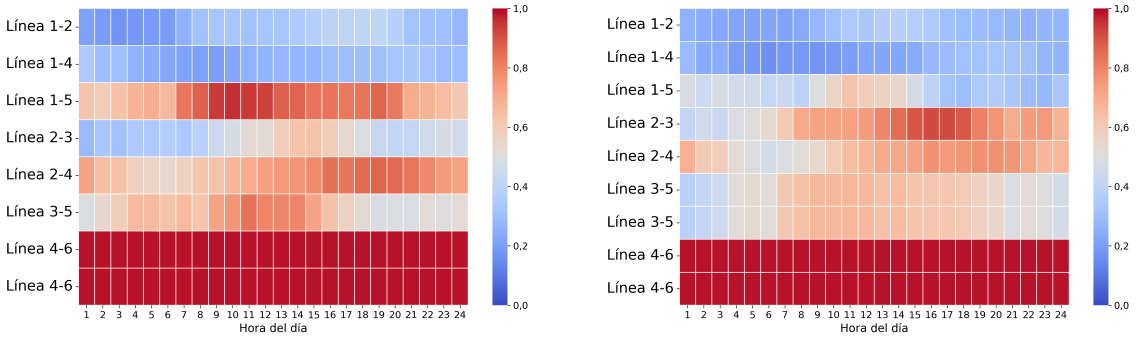
Según la Figura 3.21, Figura 3.22 y Figura 3.23, el comportamiento observado es similar al caso en que no se consideran pérdidas. A medida que se incorporan nuevas líneas al sistema, la cargabilidad se redistribuye, lo que permite aliviar parcialmente las condiciones de congestión. No obstante, los flujos mantienen magnitudes elevadas debido al crecimiento progresivo de la demanda.

A partir del año 8, se aprecia con mayor claridad que, con el ingreso de nuevas líneas, el sistema comienza a operar de manera más holgada en comparación con los primeros años, donde la infraestructura existente debía absorber mayores niveles de exigencia.



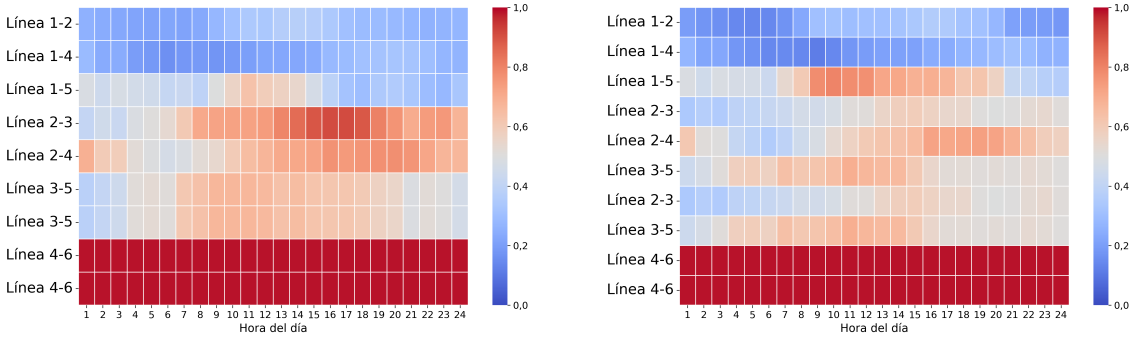
(a) Año 2. (b) Año 3.

Figura 3.21: Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea.



(a) Año 7. (b) Año 8.

Figura 3.22: Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea.



(a) Año 9. (b) Año 10.

Figura 3.23: Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea.

3.2.2. Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo condiciones de predespacho

En este apartado se analizará cómo varía la planificación de la transmisión y generación bajo condiciones de predespacho, es decir, incluyendo tiempos mínimos de encendido y apagado y los costos de arranque de una unidad generadora.

A.- Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo condiciones de predespacho sin considerar pérdidas

De manera similar a ensayos anteriores, se inicia presentando el calendario de inversión de generación y transmisión según la Tabla 3.36 y la Tabla 3.37, respectivamente.

No se registra una diferencia en las unidades de generación a invertir. Al igual que en el caso base, se decide: (1) agregar una unidad de 240 [MW] en la barra 6 en el año 3; (2) agregar dos unidades de 120 [MW] en la barra 3, en los años 6 y 8; y (3) invertir en una unidad adicional de 120 [MW] en la barra 6 en el año 10., tal como se ve en la Tabla 3.36.

Generador	Capacidad [MW]	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Capacidad total [MW]
B3	120						1		1			240
B6	120										1	120
B6	240			1								240

Tabla 3.36: Calendario de inversión en generación para el sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho sin considerar pérdidas.

Para el caso de inversión de la transmisión, se observa una clara diferencia con las líneas en donde se decide invertir con respecto al caso base. Al considerar condiciones de predespacho, solo se decide invertir en tres líneas 4-6 y una línea 3-5. Para la línea 4-6 existen dos períodos de inversión, uno es en el año 3 y el segundo al final del horizonte de planificación, en el año 10. Mientras que para la línea 3-5 solo se invierte en el año 8.

Línea	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Cantidad total
Línea 4-6			2							1	3
Línea 3-5								1			1

Tabla 3.37: Calendario de inversión en transmisión para el sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho sin considerar pérdidas.

En la Tabla 3.38 se presentan los costos asociados a este ensayo. Los resultados indican que la inversión en transmisión asciende a 72,57 [MUSD], lo que representa un incremento del 6,2 % respecto del caso base.

En cuanto a la inversión en generación, esta se mantiene inalterada respecto al caso base, alcanzando 126,81 [MUSD], dado que el calendario de inversiones no presenta modificaciones.

Por su parte, el costo de operación del sistema registra un leve incremento de 0,5 % en comparación con el caso base, totalizando 338,55 [MUSD].

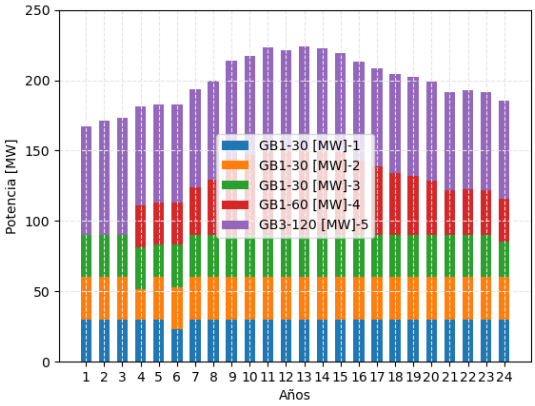
La diferencia final se explica por la incorporación de un nuevo componente en el análisis: el costo de arranque, que asciende a 0,18 [MUSD], y que no estaba considerado en el caso base.

Ítem	Costo [MUSD]
Inversión transmisión	72,57
Inversión generación	126,81
Costo operacional	338,55
Costo arranque	0,18
Costo total	538,11

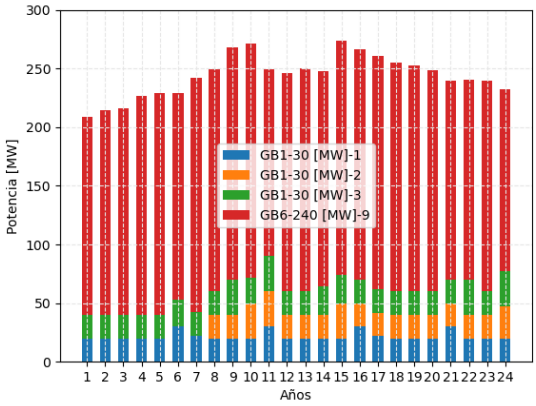
Tabla 3.38: Costos del sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho sin considerar pérdidas.

Con respecto a la generación, al mantenerse las mismas unidades generadoras que interactúan con el sistema, no se presentan diferencias en la necesidad de inversión respecto del caso base. Sin embargo, sí existen cambios en su operación horaria, ya que la energía generada por cada unidad difiere de la obtenida en el caso base. Este comportamiento se aprecia en las Figuras 3.24, 3.25, 3.26 y 3.27, donde la generación deja de ser uniforme,

como ocurría anteriormente. Esto se debe a que las unidades deben cumplir las restricciones de encendido y apagado consideradas en el ensayo.

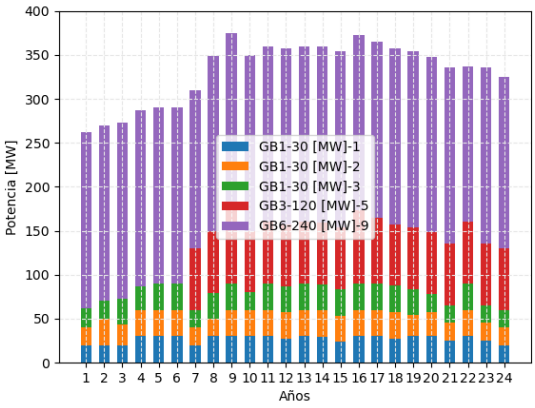


(a) Año 2.

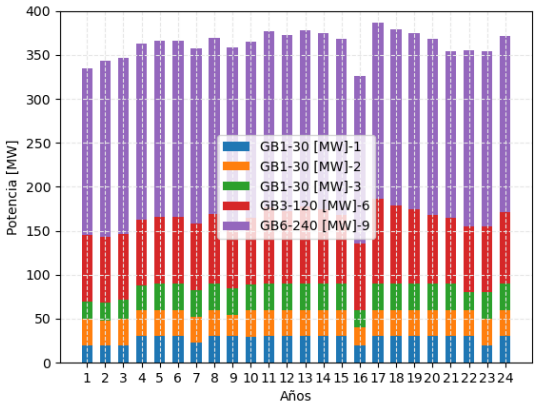


(b) Año 3.

Figura 3.24: Comparación generación horaria de cada unidad.

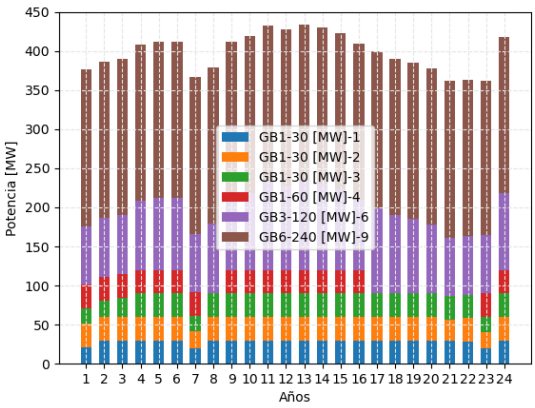


(a) Año 5.

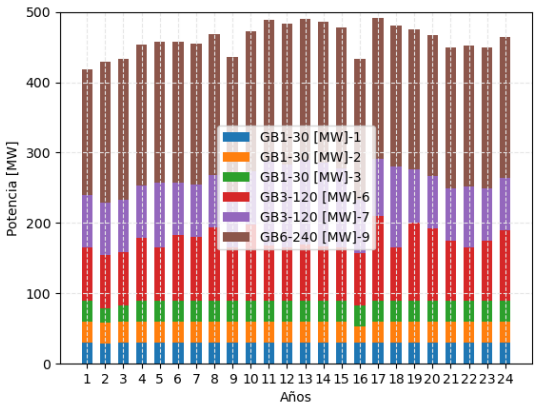


(b) Año 6.

Figura 3.25: Comparación generación horaria de cada unidad.

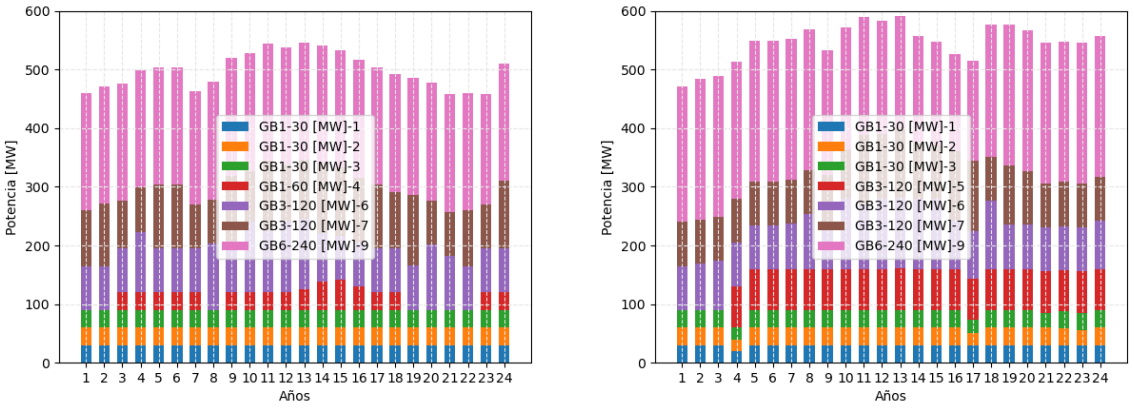


(a) Año 7.



(b) Año 8.

Figura 3.26: Comparación generación horaria de cada unidad.

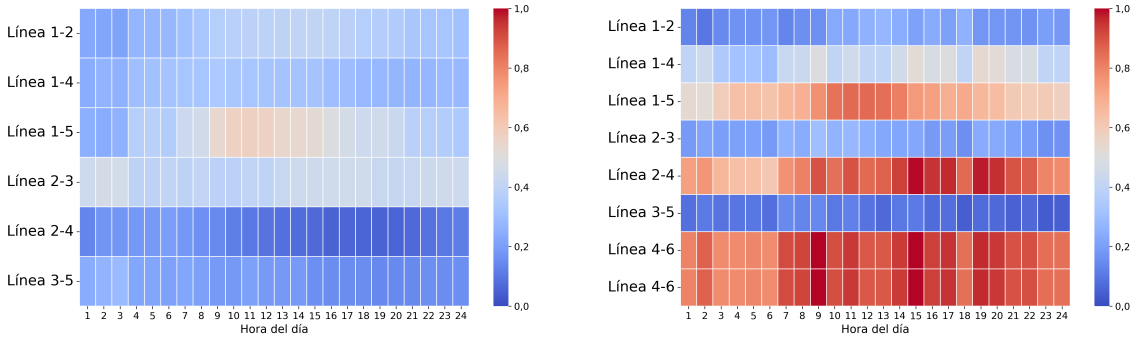


(a) Año 9. (b) Año 10.

Figura 3.27: Comparación generación horaria de cada unidad.

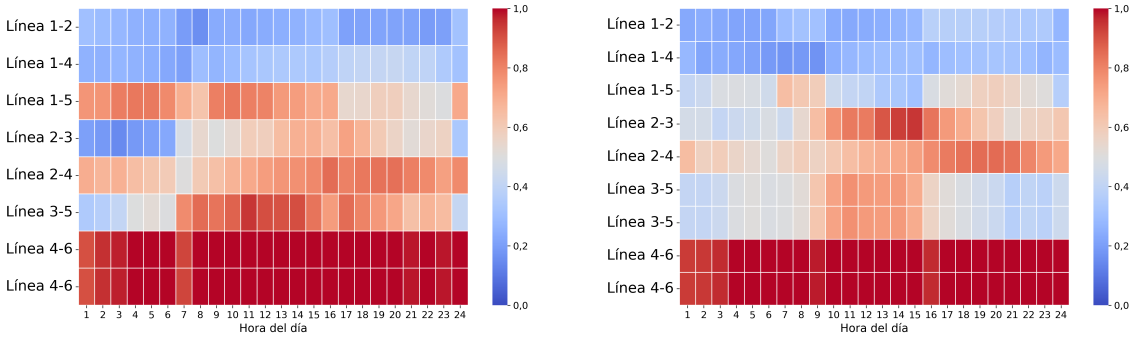
En la Figura 3.28 se observa que, coincidiendo con el caso base, la incorporación de dos líneas 4-6 provoca una redistribución de los flujos, llevando a estas a operar muy cerca de su límite admisible. Por su parte, en la Figura 3.29 se aprecia que la inversión en la línea 3-5 no solo permite descongestionar el tramo existente, sino que, debido a la topología del sistema, también contribuye a reducir los niveles de carga en el resto de las líneas. No obstante, las líneas 4-6 no presentan variaciones significativas en su nivel de cargabilidad.

Esta situación cambia en la Figura 3.30, donde se evidencia una disminución en los flujos de las líneas 4-6 como consecuencia de la incorporación de un tercer circuito en dicho tramo.



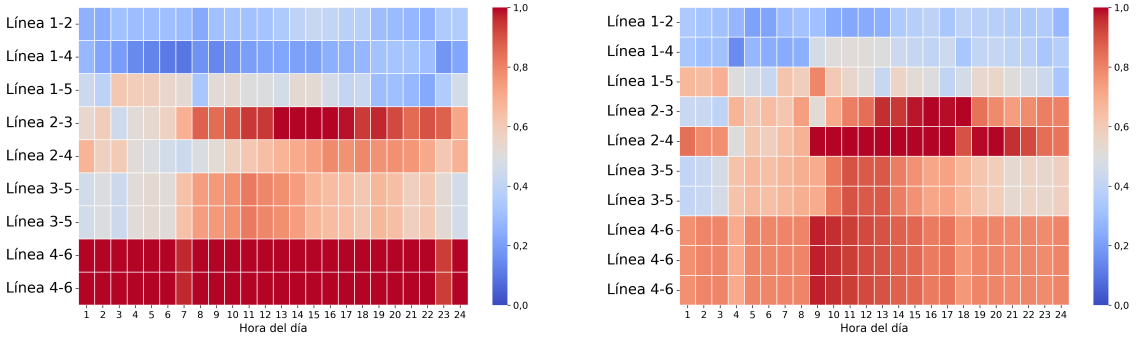
(a) Año 2. (b) Año 3.

Figura 3.28: Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea.



(a) Año 7. (b) Año 8.

Figura 3.29: Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea.



(a) Año 9. (b) Año 10.

Figura 3.30: Comparación de mapas de calor de los flujos por cada línea.

B.- Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo condiciones de predespacho considerando pérdidas

En este ensayo se incorpora el efecto de considerar pérdidas en el sistema, con el objetivo de analizar cómo estas influyen en el calendario de inversión tanto en generación como en transmisión.

En la Tabla 3.39 y en la Tabla 3.40 se presentan los resultados de los calendarios de inversión para generación y transmisión, respectivamente.

En relación con la generación, la inversión de la unidad de 240 [MW] en la barra 6 se adelanta al año 2 con respecto al caso sin considerar pérdidas. Este cambio responde a la nueva solución óptima obtenida al considerar las pérdidas en el sistema, la cual determina que la incorporación de esta unidad en una etapa más temprana resulta la alternativa más conveniente para el plan de expansión.

Generador	Capacidad [MW]	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Capacidad total [MW]
B3	120						1		1			240
B6	120									1		120
B6	240		1									240

Tabla 3.39: Calendario de inversión en generación para el sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho considerando pérdidas.

En cuanto a la inversión en líneas de transmisión, se observa que las decisiones de inversión difieren con respecto al caso sin considerar pérdidas. En este ensayo, se decide invertir en tres líneas 2-6 y una línea 3-5. Estas diferencias se deben a que la incorporación de las pérdidas modifica el problema de optimización, alterando los costos del sistema. Como consecuencia, cambia la conveniencia económica de las inversiones en transmisión, dando lugar a un plan de expansión diferente al obtenido en el caso sin pérdidas.

Línea	**Año 1**	**Año 2**	**Año 3**	**Año 4**	**Año 5**	**Año 6**	**Año 7**	**Año 8**	**Año 9**	**Año 10**	**Cantidad total**
Línea 2-6		2							1		3
Línea 3-5							1				1

Tabla 3.40: Calendario de inversión en transmisión para el sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho considerando pérdidas.

En la Tabla 3.41 se presentan los costos totales del sistema, donde se analizan los costos de inversión en transmisión, los costos operacionales y los costos de arranque.

En cuanto a la inversión en transmisión, se observa que, al adelantarse la inversión de las líneas 4-6 y 3-5, el costo aumenta a 79,83 [MUSD]. Por otro lado, aunque el calendario de inversión en generación no se modifica respecto al caso sin considerar pérdidas, sí se observa un aumento en los costos operacionales. Esto se debe a que las unidades generadoras deben producir una mayor cantidad de potencia para satisfacer tanto la demanda del sistema como las pérdidas presentes en la red.

Finalmente, los costos totales aumentan a 557,99 [MUSD], lo que corresponde a un incremento de 3,7 % respecto al caso en que no se consideran pérdidas.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Inversión transmisión	79,83
Inversión generación	135,29
Costo operacional	342,71
Costo arranque	0,172
Costo total	557,99

Tabla 3.41: Costos del sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho considerando pérdidas.

3.2.3. Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo incertidumbre en la demanda

En este ensayo se analizarán los resultados a partir de incorporar tres escenarios de demanda. Estos escenarios corresponden a los mismos utilizados en el apartado 3.1.2, los cuales serán aplicados a la curva horaria de demanda. De esta forma, el sistema entregará las soluciones contemplando los tres escenarios. Es decir, la planificación de expansión de la transmisión y de la generación será la misma para todos los escenarios.

Al igual que en las demás pruebas, se realizarán ensayos sin considerar pérdidas y considerando pérdidas.

A.- Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo incertidumbre en la demanda sin considerar pérdidas

La planificación de expansión en generación contempla la inversión solo en las barras 3 y 6, tal como se ve en la Tabla 3.42. En este caso, se invierte en la barra 6 un generador con capacidad de 240 [MW] en el año 2 y en el año 9. En la barra 3 se invierten dos generadores con capacidad de 120 [MW] en el año 5 y en el año 7.

Generador	Capacidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Capacidad total
B3	120 [MW]					1		1				240 [MW]
B6	240 [MW]		1							1		480 [MW]

Tabla 3.42: Calendario de inversión en generación multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo escenarios de demanda sin considerar pérdidas.

Por otro lado, en la Tabla 3.43, se observa cómo se comporta el sistema ante la necesidad de invertir en transmisión durante el periodo de diez años. En esta oportunidad, se invierte en dos líneas 2-6 en el año dos, mientras que para el año siete se decide invertir en una línea 3-5. Finalmente, en el año nueve se decide invertir en dos líneas 4-6.

Línea	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Cantidad total
Línea 3-5							1				1
Línea 2-6		2									2
Línea 4-6									2		2

Tabla 3.43: Calendario de inversión en transmisión multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo escenarios de demanda sin considerar pérdidas.

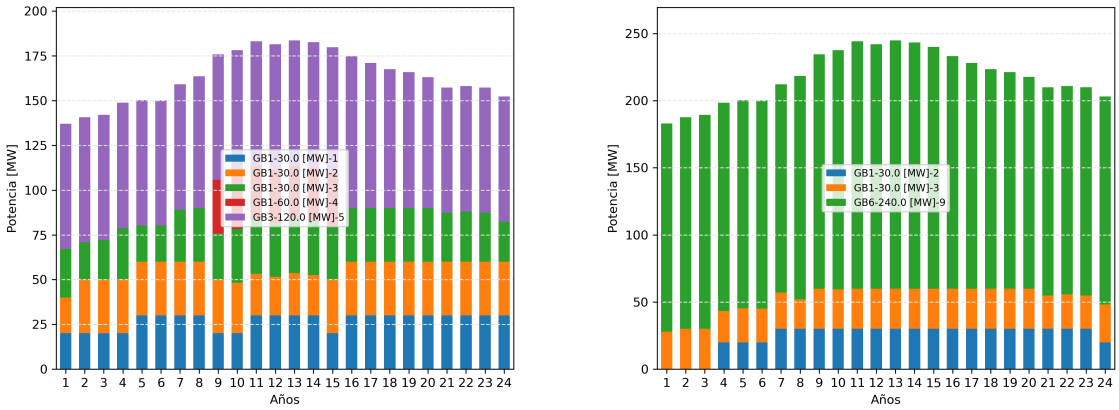
En la Tabla 3.44 se presentan los costos totales de incluir escenarios de demanda en el sistema. Los resultados muestran que, al incorporar escenarios de demanda, los costos de arranque aumentan considerablemente en comparación con el caso anterior.

Ítem	Costo [MUSD]
Inversión transmisión	93,83
Inversión generación	165,27
Costo operacional	314,64
Costo arranque	0,208
Costo total	573,94

Tabla 3.44: Costos del sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho incluyendo escenarios de demanda sin considerar pérdidas.

Con respecto a la generación, se incorpora además el análisis correspondiente al peor escenario de demanda en cada período. En la Figura 3.31 se aprecia que, tras la inversión realizada en el año 2 en un generador ubicado en la barra 6, esta unidad comienza a operar a una elevada capacidad, abasteciendo prácticamente la totalidad de la demanda del sistema bajo dicho escenario crítico.

Esta condición permite explicar, a su vez, por qué las líneas conectadas a la barra 6 presentan niveles de cargabilidad muy próximos a sus límites térmicos admisibles, dado que concentran una fracción significativa de la potencia inyectada en el sistema.

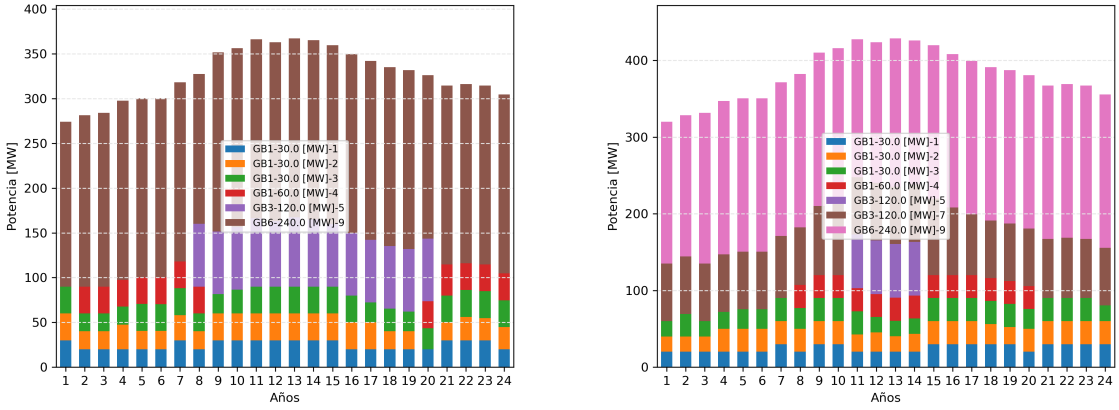


(a) Año 1 escenario 3.

(b) Año 2 escenario 3.

Figura 3.31: Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3.

Para el caso de la inversión de una nueva unidad generadora en la barra 3 en el año 5, la Figura 3.32, muestra que dicha unidad comienza a aportar potencia desde el inicio. Cabe destacar que, producto de la demanda del sistema, el generador de la barra 6 aporta de forma significativa toda la energía solicitada. Además, en este gráfico se puede ver cómo las unidades están respetando los tiempos mínimos de encendido y apagado, esto lo ejemplifica la unidad ubicada en la barra 1 con capacidad de 60 [MW].

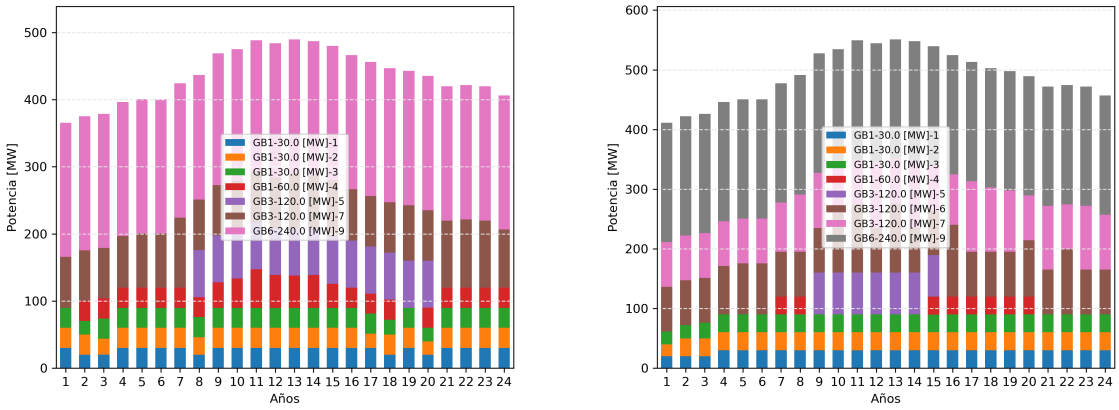


(a) Año 4 escenario 3.

(b) Año 5 escenario 3.

Figura 3.32: Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3.

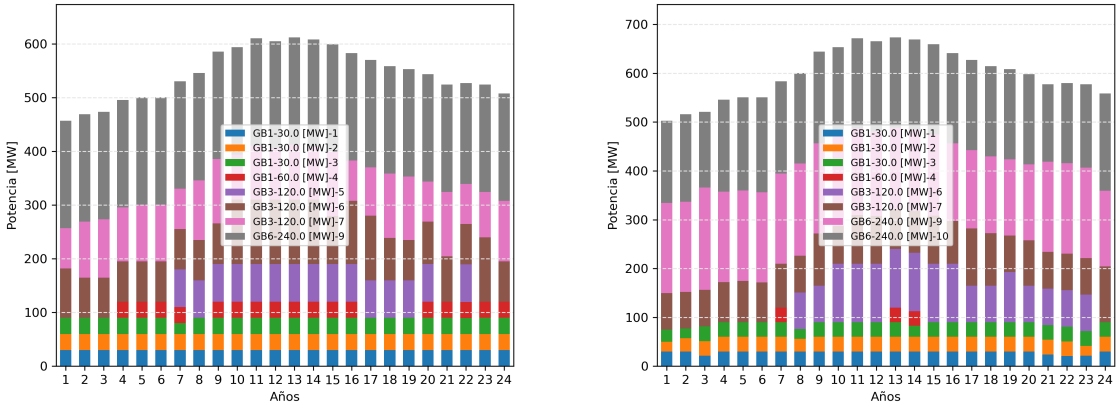
Según el calendario de inversión, entre los años 6 y 7, la Figura 3.33 entrega información enfocada al generador de la barra 3 con capacidad de 120 [MW]. Este generador complementa al generador de la misma barra que fue incorporado en el período anterior. Siguiendo el mismo comportamiento observado previamente, a medida que la demanda crece, esta unidad comienza a ser más partícipe en la generación entregada al sistema.



(a) Año 6 escenario 3. (b) Año 7 escenario 3.

Figura 3.33: Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3.

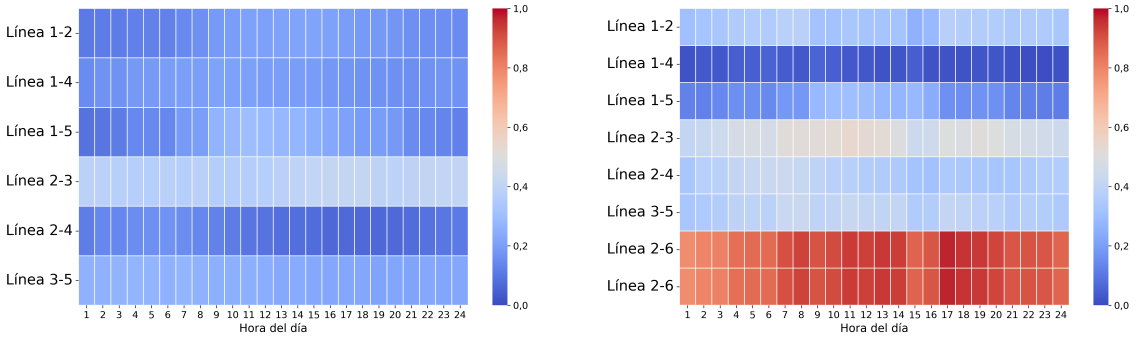
Finalmente, en la Figura 3.34, se observa el comportamiento de la unidad ubicada en la barra 6, con una capacidad de 240 [MW]. En forma consistente con el análisis previo, esta unidad complementa al generador incorporado en el año 2. Ambas unidades, al contar con una gran capacidad de generación, son capaces de suplir aproximadamente dos tercios de la demanda del sistema.



(a) Año 8 escenario 3. (b) Año 9 escenario 3.

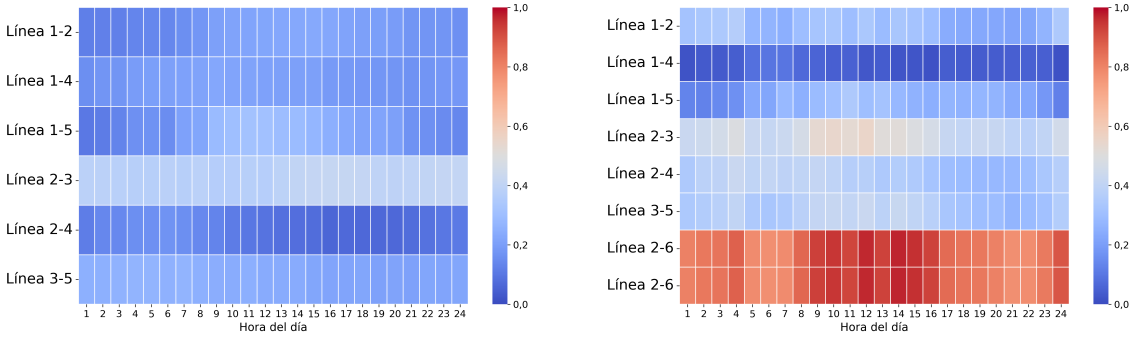
Figura 3.34: Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3.

Con respecto a la inversión en transmisión, las Figuras 3.35, 3.36 y 3.37 presentan la comparación de los escenarios entre los años 1 y 2. Los escenarios 1 y 2 muestran una distribución de flujos muy similar, debido a que los niveles de demanda son cercanos entre sí. En cambio, en el escenario 3 se aprecia un aumento en los niveles de cargabilidad de las líneas. Sin embargo, estos no alcanzan los límites admisibles durante este período. Asimismo, las tres figuras muestran que la incorporación de una línea de doble circuito entre las barras 2 y 6 reduce considerablemente la cargabilidad de la línea 2–3.



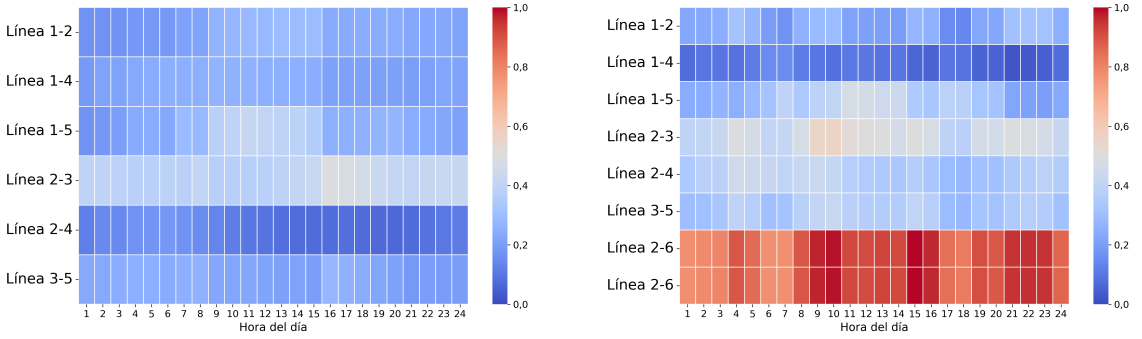
(a) Año 1 Escenario 1. (b) Año 2 Escenario 1.

Figura 3.35: Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 1.



(a) Año 1 Escenario 2. (b) Año 2 Escenario 2.

Figura 3.36: Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 2.

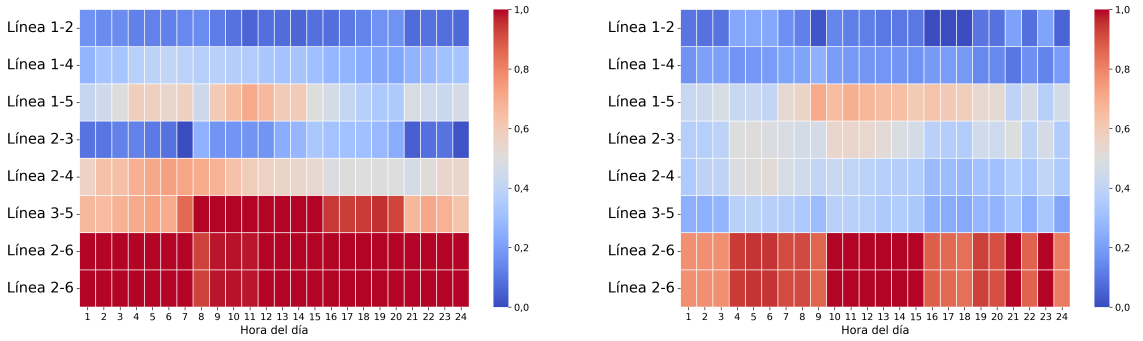


(a) Año 1 Escenario 3. (b) Año 2 Escenario 3.

Figura 3.37: Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 3.

Para efectos de considerar únicamente los cambios sustanciales, se analiza el escenario tres en cada período. En la Figura 3.38 se observa que la línea 2-6 se mantiene dentro de sus rangos admisibles de operación. Sin embargo, debido a las necesidades del sistema, en el año 7 se realiza la inversión en una nueva línea 3-5, la cual contribuye a reducir los niveles

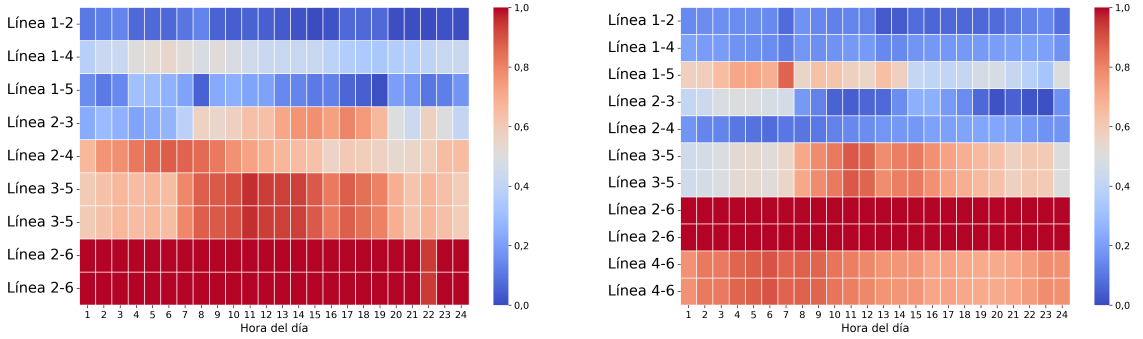
de cargabilidad de la línea existente 3-5. De este análisis se desprende que las decisiones de inversión no dependen exclusivamente de las líneas que operan cercanas a sus límites térmicos. Mientras el sistema se mantenga dentro de los márgenes admisibles y cumpla con las condiciones de seguridad requeridas, la operación sigue siendo segura, económica y confiable.



(a) Año 6 Escenario 3. (b) Año 7 Escenario 3.

Figura 3.38: Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 3.

Siguiendo con el análisis de los flujos de potencia en las líneas, la Figura 3.39 muestra que la línea 2-6 continúa operando con un flujo cercano a su límite máximo admisible, aunque dentro de condiciones normales de operación. Asimismo, tras la incorporación de dos circuitos en la línea 4-6, esta comienza a operar con un nivel de cargabilidad superior al 60 %.



(a) Año 8 Escenario 3. (b) Año 9 Escenario 3.

Figura 3.39: Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 3.

B.- Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo incertidumbre en la demanda considerando pérdidas

El calendario de inversión en generación se presenta en la Tabla 3.45. La incorporación de escenarios permite obtener un plan de expansión más robusto frente a las distintas condiciones operativas consideradas en el modelo. No obstante, respecto al caso sin pérdidas,

no se observan cambios en el calendario de inversiones de generación.

Generador	Capacidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Capacidad total
B3	120 [MW]					1		1				240 [MW]
B6	240 [MW]		1							1		480 [MW]

Tabla 3.45: Calendario de inversión en generación multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo escenarios de demanda considerando pérdidas.

La Tabla 3.46 muestra que el calendario de inversión en transmisión permanece inalterado respecto del caso sin pérdidas. Este resultado indica que, para el sistema Garver analizado, la incorporación de pérdidas no altera los incentivos económicos asociados a la expansión de la red. Si bien las pérdidas incrementan la generación requerida para abastecer la demanda y, por consiguiente, afectan la operación del sistema, su impacto no es suficiente para modificar el momento ni la necesidad de las inversiones en transmisión definidas por el modelo.

Línea	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Cantidad total
Línea 3-5							1				1
Línea 4-6									2		2
Línea 2-6		2									2

Tabla 3.46: Calendario de inversión en transmisión multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo escenarios de demanda considerando pérdidas.

Lo anterior se refleja en la Tabla 3.47, donde el costo total del sistema aumenta en 0,74 [MUSD] respecto del caso sin pérdidas, lo que representa únicamente un incremento del 0,13 %. Este resultado indica que, bajo los escenarios de demanda considerados, la incorporación de pérdidas tiene un efecto reducido sobre los costos totales de planificación, afectando principalmente la operación del sistema sin modificar de manera significativa las decisiones de inversión.

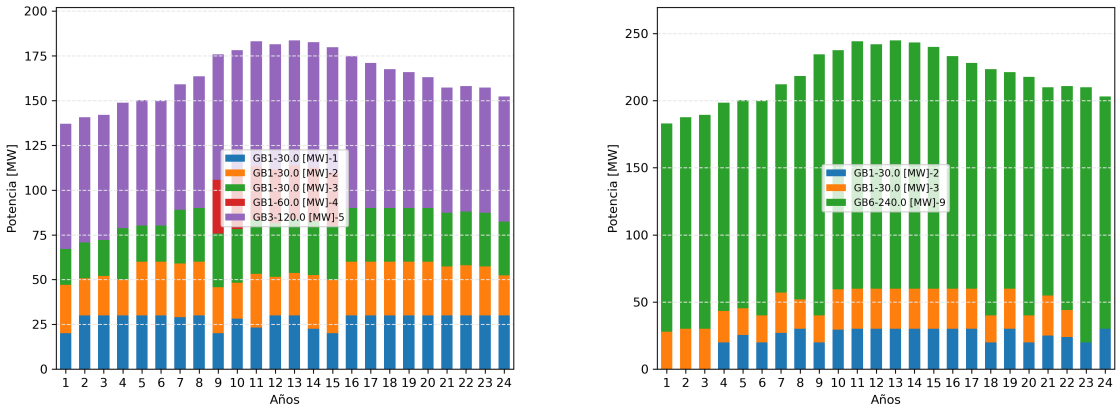
Ítem	Costo [MUSD]
Inversión transmisión	93,83
Inversión generación	165,27
Costo operacional	314,41
Costo arranque	2,79
Costo total	576,30

Tabla 3.47: Costos del sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho incluyendo escenarios de demanda considerando pérdidas.

Al igual que en el caso sin considerar pérdidas, el análisis de los flujos por las líneas y de los niveles de generación se presenta únicamente para el escenario más representativo, correspondiente al escenario n°3, el cual representa la condición de mayor demanda.

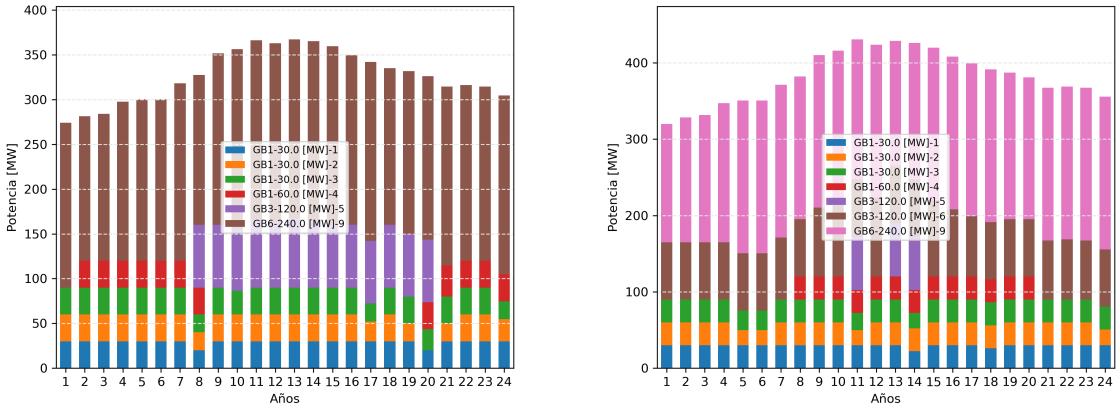
La Figura 3.40, Figura 3.41, Figura 3.42 y Figura 3.43 muestran el despacho de las unidades generadoras en los períodos previos a la incorporación de nuevas inversiones y en el año de inversión. En comparación con el caso sin pérdidas, el patrón de generación

permanece prácticamente inalterado, observándose únicamente diferencias menores en la magnitud de la potencia generada. Esto confirma que la incorporación de pérdidas influye principalmente en la cantidad de energía que deben producir las unidades para abastecer la demanda, sin generar cambios relevantes en la estrategia de despacho del sistema.



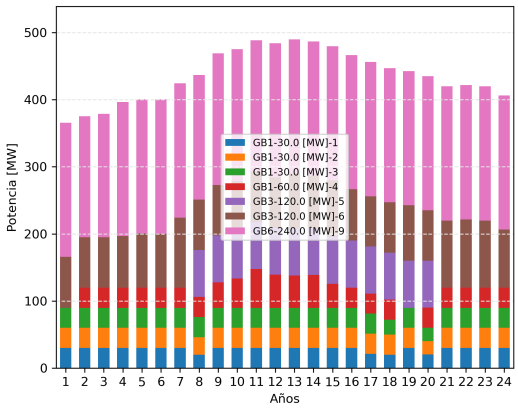
(a) Año 1 escenario 3. (b) Año 2 escenario 3.

Figura 3.40: Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3.

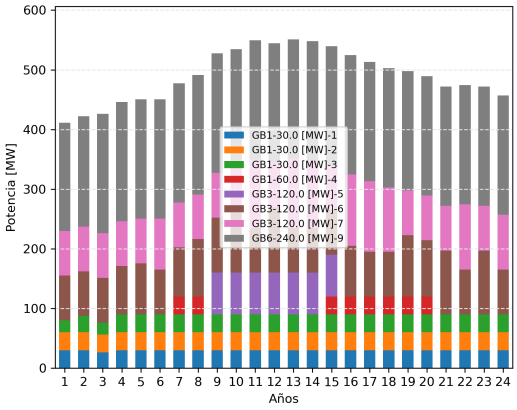


(a) Año 4 escenario 3. (b) Año 5 escenario 3.

Figura 3.41: Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3.

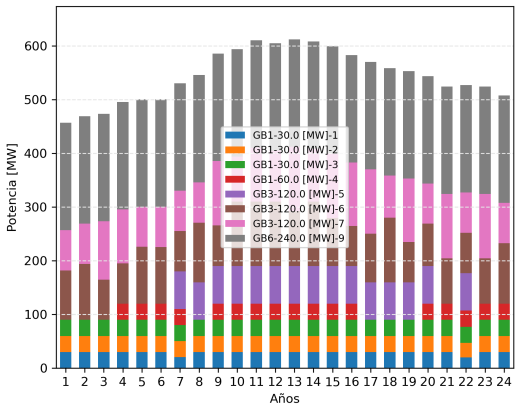


(a) Año 6 escenario 3.

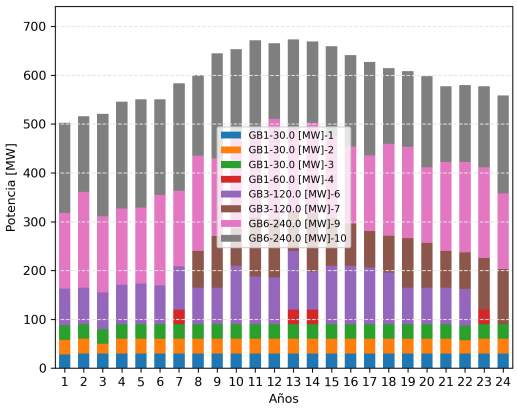


(b) Año 7 escenario 3.

Figura 3.42: Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3.



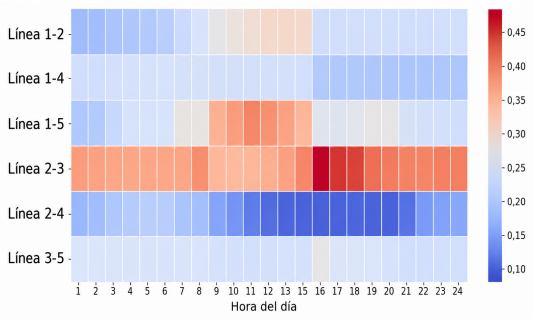
(a) Año 8 escenario 3.



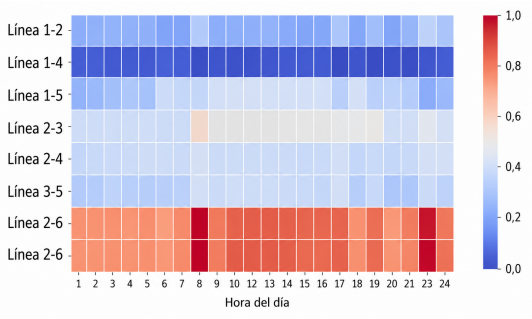
(b) Año 9 escenario 3.

Figura 3.43: Comparación generación horaria de cada unidad para el escenario 3.

La Figura 3.44 muestra que, al inicio del período de análisis, ninguna línea presenta niveles extremos de operación, de manera similar al caso sin considerar pérdidas. No obstante, tras la incorporación de la línea de doble circuito entre las barras 2 y 6, esta comienza a operar con un alto nivel de cargabilidad, aunque sin comprometer la seguridad del sistema.



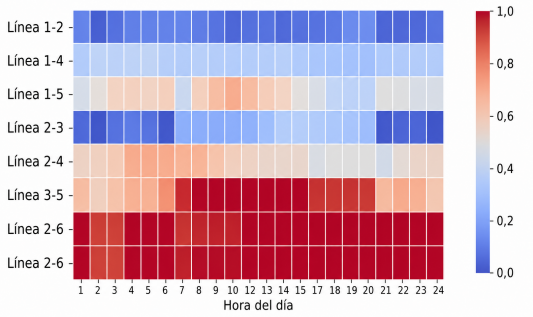
(a) Año 1 Escenario 3.



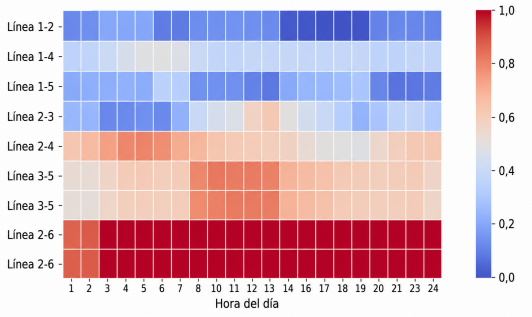
(b) Año 2 Escenario 3.

Figura 3.44: Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 3.

En la Figura 3.45, se ve cómo la línea 3-5 sigue operando cerca de sus niveles admisibles y que al incluir las pérdidas, no se observa una diferencia sustancial en comparación con el caso sin incluir pérdidas. De forma consistente con el caso previamente analizado, se decide invertir en otra línea 3-5.



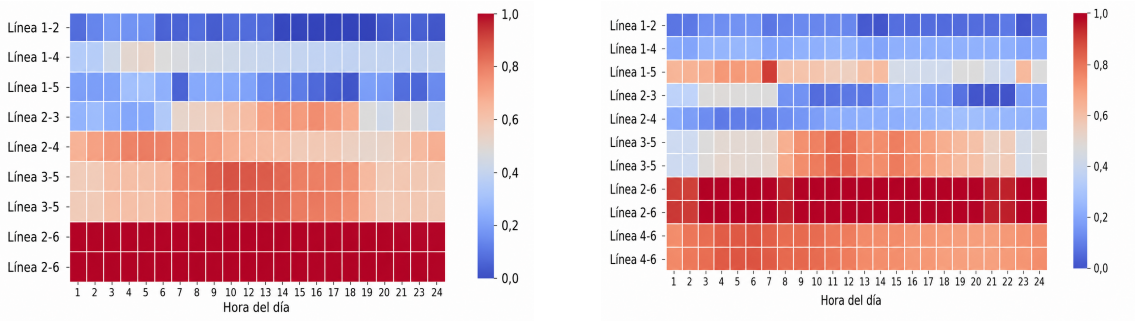
(a) Año 6 Escenario 3.



(b) Año 7 Escenario 3.

Figura 3.45: Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 3.

En la Figura 3.46, nuevamente se observa que se decide invertir en dos líneas 4-6, las cuales ayudan a transmitir la generación de energía proveniente de la barra 6 y, aún así, no baja la cargabilidad de las otras líneas conectadas a la misma barra.



(a) Año 8 Escenario 3.

(b) Año 9 Escenario 3.

Figura 3.46: Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas para el escenario 3.

El ensayo que incorpora escenarios de demanda considerando pérdidas permitió verificar que, para el sistema analizado, la incertidumbre de la demanda ejerce mayor influencia sobre las decisiones de expansión que la modelación de pérdidas. Los resultados obtenidos son muy similares a los del caso sin pérdidas, lo que evidencia que, bajo las condiciones evaluadas, la variabilidad de la demanda constituye el principal factor que determina las decisiones de inversión en generación y transmisión.

Asimismo, la incorporación de pérdidas incrementa considerablemente el tiempo de resolución del modelo, sin producir cambios significativos en las decisiones de expansión. Esto sugiere que, para el sistema y el horizonte de planificación considerados, la omisión de las pérdidas permite obtener resultados representativos con un esfuerzo computacional considerablemente menor. No obstante, esta conclusión no debe generalizarse, ya que en sistemas con una mayor incidencia de pérdidas o con condiciones operativas distintas, su efecto podría ser determinante en la planificación de la expansión.

3.2.4. Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo criterio *N-1* en transmisión

En este apartado se evalúa el desempeño del sistema eléctrico bajo condiciones de contingencia, es decir, escenarios en los cuales una línea de transmisión sale de servicio. El análisis se enmarca en el criterio *N-1*, el cual establece que el sistema debe ser capaz de continuar operando de manera segura y confiable ante la indisponibilidad de un único elemento de la red.

El enfoque adoptado es preventivo, por lo que las decisiones de operación se determinan anticipadamente, garantizando que el sistema pueda mantener el suministro sin comprometer la seguridad ni la estabilidad frente a una contingencia. Este criterio resulta especialmente relevante en problemas de planificación de la expansión, donde se busca asegurar la robustez de la red ante eventos no programados.

En este ensayo no se consideran las pérdidas eléctricas, dado que, como se explicó en la sección anterior, su incorporación no modifica las decisiones de expansión. Por esta razón, el análisis se centra en evaluar el impacto del criterio *N-1* sobre la planificación de la generación y la transmisión, permitiendo aislar los efectos asociados a las contingencias de la red.

Es importante señalar que la línea 3-5 se encuentra fuera de servicio desde el inicio de la evaluación de la expansión de transmisión y generación, lo cual se incorpora explícitamente en el análisis.

En la Tabla 3.48 se presenta el calendario de inversión en generación. Dado que el modelo empleado corresponde a un enfoque preventivo orientado al cumplimiento del criterio *N-1* en transmisión, los resultados en expansión de generación no difieren de los obtenidos en el caso base donde se incorpora el predespacho de las centrales (véase Sección 3.2.2). En consecuencia, los años y magnitudes de inversión resultan idénticos para las mismas unidades generadoras.

En particular, en el año 3 se incorpora en la barra 6 una unidad con capacidad de 240 [MW]. Posteriormente, en los años 6 y 8 se adicionan en la barra 3 dos unidades de 120 [MW] cada una. Finalmente, en el horizonte de análisis se determina la conveniencia de instalar una última unidad de 120 [MW] en la barra 6.

Generador	**Capacidad**	**Año 1**	**Año 2**	**Año 3**	**Año 4**	**Año 5**	**Año 6**	**Año 7**	**Año 8**	**Año 9**	**Año 10**	**Capacidad total**
B3	120 [MW]						1		1			240 [MW]
B6	120 [MW]										1	120 [MW]
B6	240 [MW]			1								240 [MW]

Tabla 3.48: Calendario de inversión en generación multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo criterio *N-1*.

En la Tabla 3.49 se presenta el calendario de inversión en transmisión. Los resultados evidencian que el modelo garantiza la operación segura del sistema bajo condiciones de contingencia, considerando específicamente la indisponibilidad de la línea 3-5. En este contexto, durante el año 3 se incorpora una línea de doble circuito entre las barras 4 y 6, mientras que en el año 4 resulta necesaria la construcción de una nueva línea 3-5 para fortalecer la red. Posteriormente, en el año 8 se realiza una segunda inversión en la línea 3-5 y, finalmente, en el año 10 se incorpora una nueva línea 4-6. En conjunto, estas decisiones constituyen la estrategia óptima de expansión para garantizar la robustez y confiabilidad del sistema frente al criterio *N-1*.

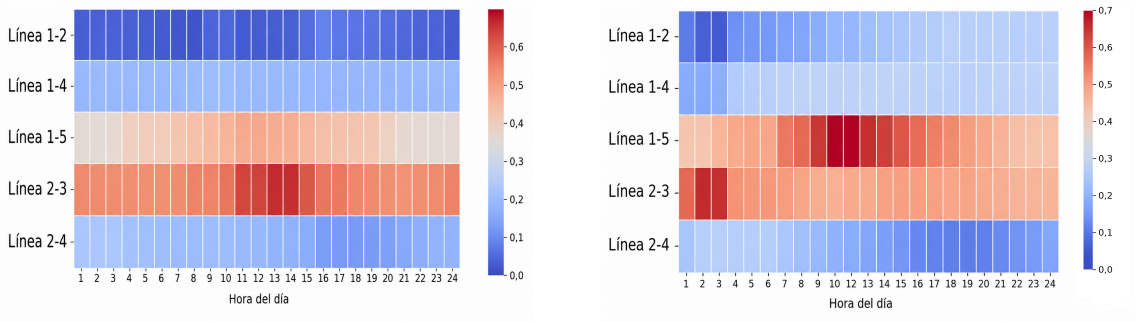
Línea	**Año 1**	**Año 2**	**Año 3**	**Año 4**	**Año 5**	**Año 6**	**Año 7**	**Año 8**	**Año 9**	**Año 10**	**Cantidad total**
Línea 3-5				1				1			2
Línea 4-6			2							1	3

Tabla 3.49: Calendario de inversión en transmisión multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo criterio *N-1*.

En la Figura 3.47 se aprecia que, durante los dos primeros años, el sistema logra operar de manera estable bajo condiciones normales, sin verse afectado de forma significativa por la contingencia. Este comportamiento puede interpretarse como una operación en régimen prácticamente normal, aunque con la salvedad de que una línea permanece desconectada y se registran niveles de cargabilidad ligeramente superiores en comparación con el caso base donde se incorpora el predespacho de las centrales (Sección 3.2.2).

En el caso inicial mencionado, la línea 3-5 presenta una muy baja utilización, lo que implica que su indisponibilidad no representa un riesgo operativo relevante. En consecuen-

cia, de haberse tratado de una línea con alta transferencia de energía, el modelo habría respondido de manera inmediata, generando una inversión temprana en infraestructura adicional que permitiera aliviar los niveles de carga exigidos al sistema.



(a) Año 1. (b) Año 2.

Figura 3.47: Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas con línea 3-5 fuera de servicio.

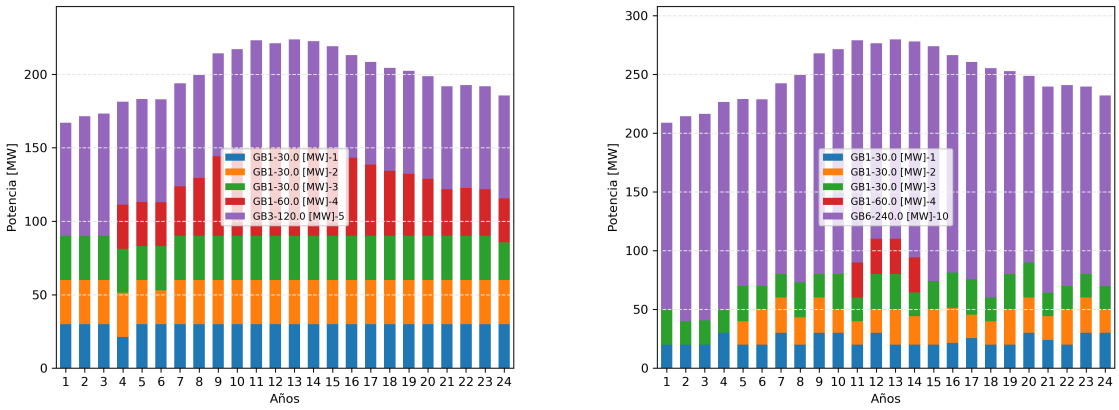
Como se mencionó previamente, los costos de inversión en generación no presentan variaciones respecto del caso base, incluso considerando el predespacho. En la Tabla 3.50 se observa que los montos asociados a generación se mantienen constantes, siendo la principal diferencia la incorporación de una línea adicional 3-5.

En lo que respecta a los costos operacionales, se identifica un incremento del 0,057 % en comparación con el caso inicial. Finalmente, al incluir los costos de arranque de las unidades generadoras, el aumento alcanza un 2,8 %, lo cual obedece exclusivamente a la inversión en la nueva línea destinada a sustituir la que permanecía fuera de servicio.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Inversión transmisión	87,60
Inversión generación	126,81
Costo operacional	338,74
Costo arranque	0,18
Costo total	553,33

Tabla 3.50: Costos del sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho incluyendo criterio *N-1* en transmisión.

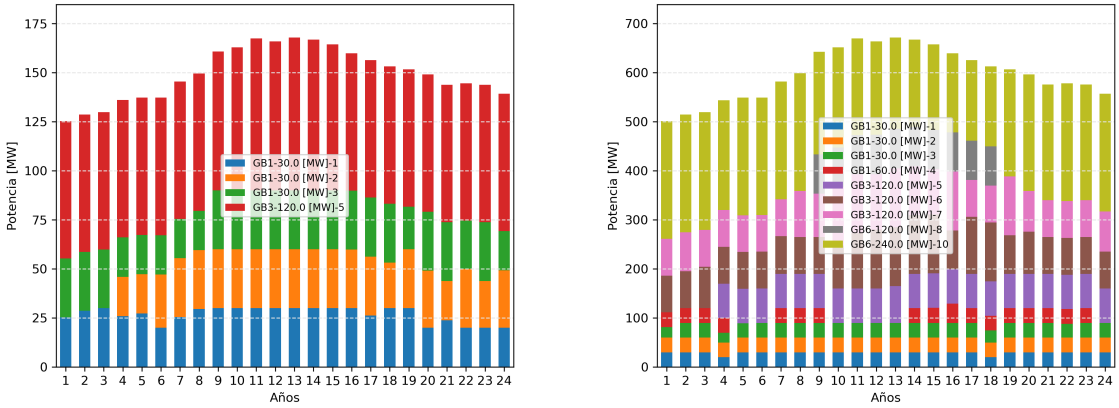
En la Figura 3.48 se observa que, a partir del año 3, la incorporación de una nueva unidad generadora en la barra 6 abastece más del 50 % de la generación total del sistema. Esta alta participación explica por qué las líneas 4-6 operan de forma recurrente cercanas a sus límites térmicos, convirtiéndose en elementos clave para la transferencia de energía. Asimismo, si bien las unidades generadoras corresponden a las mismas descritas en el apartado 3.2.2, su patrón de operación difiere de manera significativa. Estas diferencias se deben a las condiciones de la red y a las necesidades de balance en cada periodo, lo que demuestra cómo la localización y la magnitud de la generación influyen directamente en la utilización de la infraestructura de transmisión y en la operación general del sistema.



(a) Año 2. (b) Año 3.

Figura 3.48: Comparación generación horaria de cada unidad considerando la línea 3-5 fuera de servicio.

En la Figura 3.49 se presenta una comparación entre la configuración inicial y la configuración final del sistema en términos de generación. Los resultados muestran que los generadores ubicados en la barra 6 adquieren un rol predominante en el suministro de energía, consolidándose como el principal soporte del sistema. A medida que la demanda aumenta a lo largo del período de análisis, las unidades generadoras existentes al inicio del horizonte pasan a desempeñar un papel secundario, operando principalmente como unidades de respaldo con una contribución marginal. Este comportamiento se explica por su limitada capacidad de generación, la cual resulta insuficiente para influir de manera significativa en la operación global del sistema frente al crecimiento de la demanda.

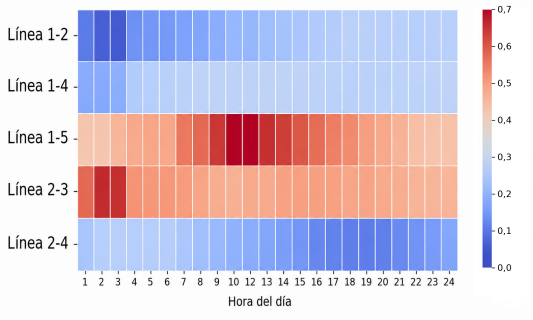


(a) Año 1. (b) Año 10.

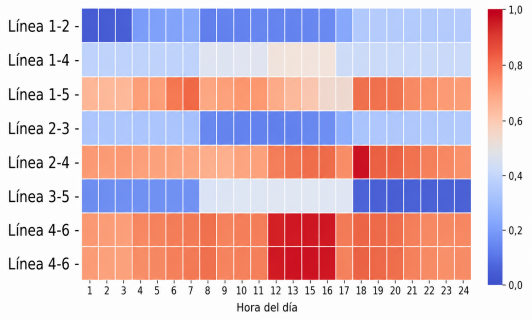
Figura 3.49: Comparación generación horaria de cada unidad considerando la línea 3-5 fuera de servicio.

En la Figura 3.50 se presenta el mapa de calor de las líneas para los años 2 y 4. Los resultados muestran que las líneas 4-6 ingresan al sistema en el año 3, mientras que la incorporación de la línea 3-5 responde a la contingencia asociada a la salida de servicio de la línea original. Asimismo, se aprecia que, al entrar en operación, la nueva línea 3-5 presenta un bajo nivel de cargabilidad, por lo que su influencia sobre la operación del

sistema es reducida en los primeros años. En consecuencia, al evaluar el sistema con la línea original 3-5 fuera de servicio, no se evidencia un impacto inmediato que justifique adelantar dicha inversión.



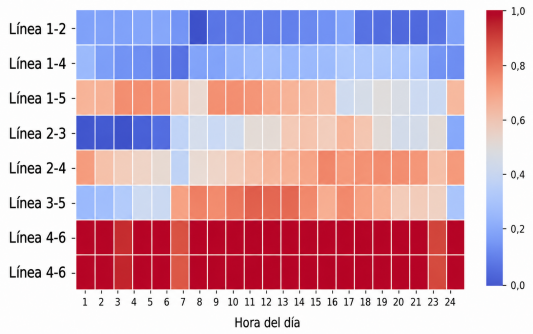
(a) Año 2.



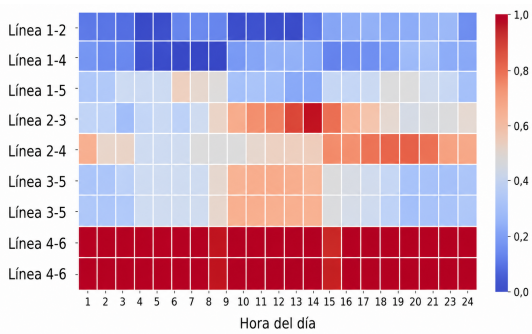
(b) Año 4.

Figura 3.50: Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas con línea 3-5 fuera de servicio.

En la Figura 3.51 y en la Figura 3.52 se aprecia la decisión de inversión en la línea 3-5, aun cuando esta presentaba una holgura considerable en términos de cargabilidad. En contraste, la línea 4-6 operaba consistentemente dentro de los rangos admisibles establecidos. Sin embargo, hacia el año 10 se evidencia un aumento significativo en la necesidad de transferencia de energía desde la barra 6, lo que hace imperativo reforzar la red mediante la incorporación de una segunda línea 4-6, garantizando así la operación segura del sistema dentro de los márgenes técnicos permitidos.

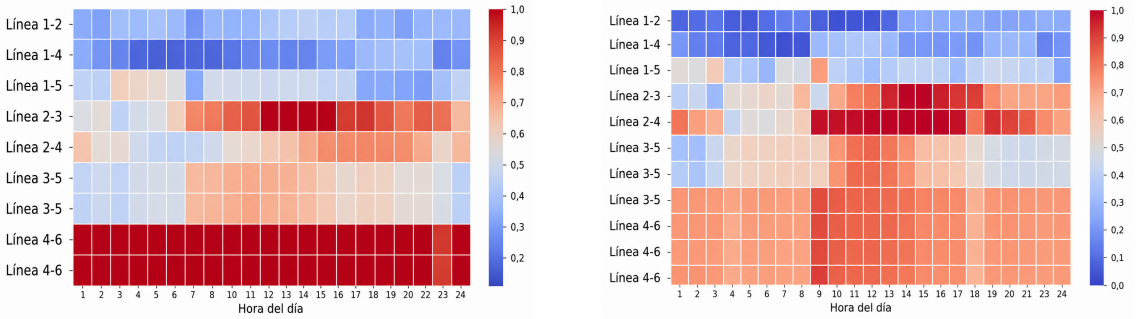


(a) Año 7.



(b) Año 8.

Figura 3.51: Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas con línea 3-5 fuera de servicio.



(a) Año 9. (b) Año 10.

Figura 3.52: Comparación de mapas de calor de los flujos por las líneas con línea 3-5 fuera de servicio.

3.2.5. Planificación de la transmisión y generación del sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo energías renovables al sistema

En la parte final de esta sección se realiza un ensayo que incorpora la inyección de energías renovables, en particular generación eólica. En este caso, no se consideran las pérdidas del sistema, siguiendo el mismo criterio adoptado en el ensayo anterior.

Los datos de las unidades eólicas utilizadas se presentan en la Tabla A.4. Cada una de estas unidades cuenta con una curva característica de generación asociada a la barra en la que se conecta al sistema, la cual se detalla en la Tabla A.5.

Cada unidad eólica está vinculada a una variable binaria de inversión. De este modo, si el modelo determina que es conveniente instalar una unidad en un periodo determinado, su generación queda definida por los valores establecidos en su respectiva curva.

En la Tabla 3.51 se presenta el calendario de inversión en generación del sistema. En ella se observa que no solo se invierte en unidades convencionales en las barras 3 y 6, sino también en unidades eólicas ubicadas en dichas barras.

Al igual que en el caso de predespacho base, se invierte en las mismas unidades convencionales, aunque varían los años en que se materializan las inversiones. En cuanto a las unidades eólicas, se incorporan de manera anticipada debido a las necesidades del sistema. En el año 1 se instala una unidad en la barra 3, mientras que las unidades en la barra 6 se incorporan en el año 3.

Generador	**Capacidad**	**Año 1**	**Año 2**	**Año 3**	**Año 4**	**Año 5**	**Año 6**	**Año 7**	**Año 8**	**Año 9**	**Año 10**	**Capacidad total**
B3	120 [MW]			1					1			240 [MW]
B6	120 [MW]										1	120 [MW]
B6	240 [MW]					1						240 [MW]
B3 - Eólica	34 [MW]	1										34 [MW]
B6 - Eólica	24 [MW]			1								24 [MW]
B6 - Eólica	22 [MW]			1								22 [MW]

Tabla 3.51: Calendario de inversión en generación multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo energías renovables.

En la Tabla 3.52 se observa el calendario de inversión en transmisión, donde se sigue

manteniendo la tendencia de invertir en la línea 3-5 para el año 6. Sin embargo, al agregar unidades de generación eólica en la barra 6, el modelo determina que es óptimo invertir en tres líneas 2-6, una para el año 3 y dos para el año 5.

Línea	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Cantidad total
Línea 3-5						1					1
Línea 2-6			1		2						3

Tabla 3.52: Calendario de inversión en transmisión multiperiodo para el sistema Garver bajo condiciones de predespacho incluyendo energías renovables.

En la Tabla 3.53 se presentan los costos totales del sistema. En comparación con el caso base de predespacho, los costos de inversión en transmisión aumentan. Por otra parte, la inversión en generación convencional disminuye a 122,02 [MUSD]. Sin embargo, se incorpora la inversión en unidades de energías renovables por un monto de 10,12 [MUSD], lo que incrementa la inversión total en generación.

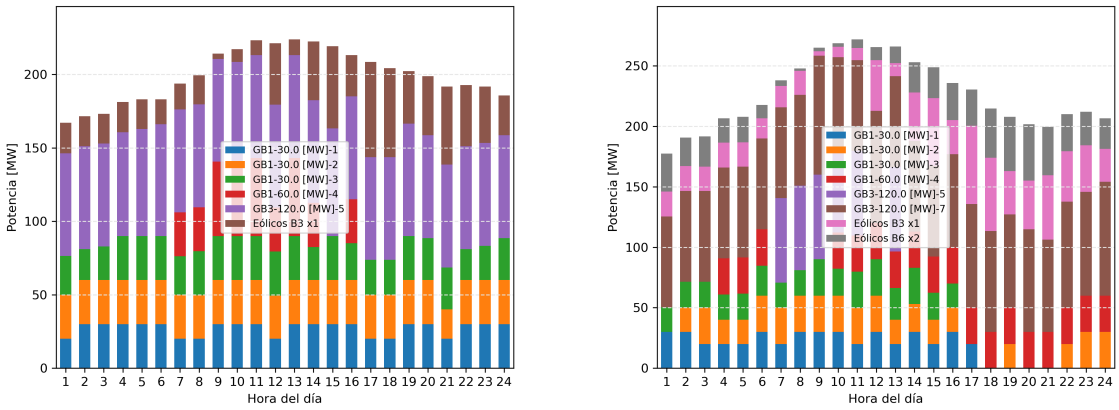
La incorporación de energías renovables permite apoyar el abastecimiento del sistema, reduciendo el nivel de despacho de las unidades convencionales respecto de los ensayos anteriores. Como consecuencia, el costo operacional disminuye en un 17 %.

Finalmente, el costo total del sistema disminuye en un 8,2 % respecto del caso base. Este comportamiento responde a que la incorporación de generación renovable reduce la utilización de unidades convencionales de mayor costo variable, disminuyendo los costos operacionales del sistema. Si bien estas tecnologías implican mayores inversiones iniciales, el ahorro obtenido durante la operación compensa dichos costos, traduciéndose en una reducción del costo total.

Ítem	Costo [MUSD]
Inversión transmisión	78,19
Inversión generación convencional	122,02
Costo operacional	280,74
Costo arranque	3,30
Costo inversión eólica	10,12
Costo total	494,37

Tabla 3.53: Costos del sistema Garver multiperiodo bajo condiciones de predespacho incluyendo energías renovables.

En la Figura 3.53 se presenta la comparación del despacho de las unidades generadoras entre los años 2 y 3. Los resultados muestran que, tras la incorporación de las unidades eólicas en el año 3, los niveles de generación de las unidades convencionales disminuyen, mientras que las unidades eólicas generan la máxima potencia disponible de acuerdo con su curva de generación. Este comportamiento se explica porque, una vez que estas unidades ingresan al sistema, el modelo prioriza el aprovechamiento de toda la energía eólica disponible, siempre que las condiciones operacionales del sistema lo permitan.



(a) Año 2. (b) Año 3.

Figura 3.53: Comparación generación horaria de cada unidad.

En la Figura 3.54 se presenta el despacho de las unidades generadoras para el año 10. Los resultados muestran que las unidades convencionales suministran la energía que no es cubierta por las unidades eólicas. Asimismo, las unidades eólicas operan a la máxima potencia disponible de acuerdo con su curva de generación, lo que indica que el sistema aprovecha completamente el recurso eólico disponible. En consecuencia, si existiera la posibilidad de incorporar una mayor cantidad de capacidad eólica, esta podría constituir una alternativa competitiva para abastecer la demanda antes que las unidades convencionales, siempre que las condiciones operacionales del sistema lo permitan.

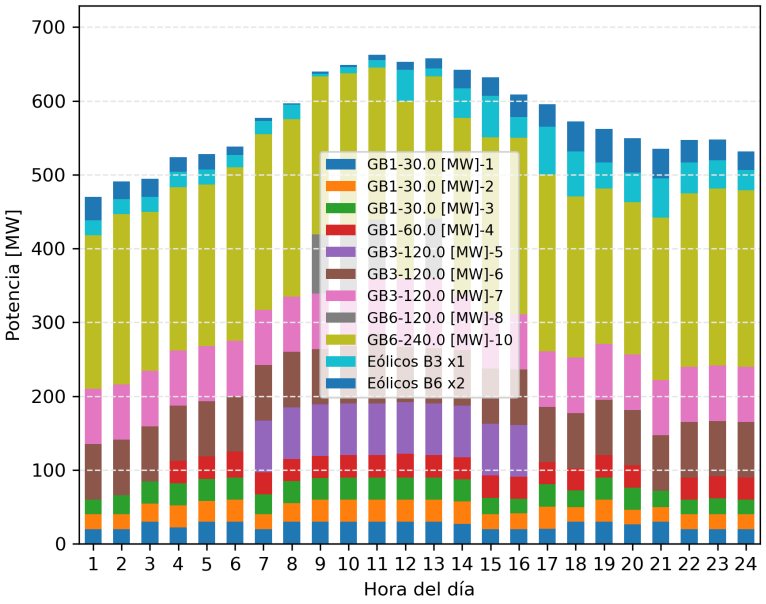


Figura 3.54: Generación horaria de unidades para el final del horizonte de planificación.

La Figura 3.55 muestra el comportamiento de los flujos de potencia en las líneas del sistema para el año 10. En ella se aprecia que las líneas 2-4 y 2-6 operan cercanas a su límite máximo admisible. No obstante, pese a los altos niveles de flujo que presentan, solo fue necesario realizar inversiones en transmisión hasta el año 6. A partir de ese momento,

el sistema puede operar dentro de los límites establecidos sin requerir nuevas ampliaciones de la red.

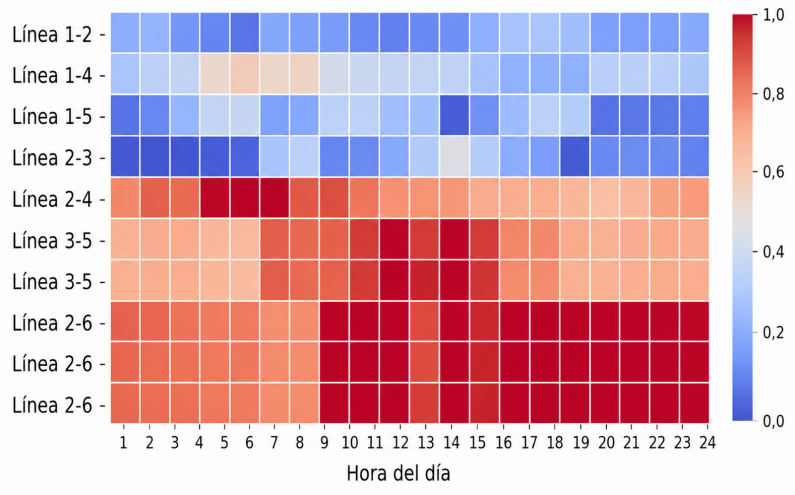


Figura 3.55: Mapa de calor de las líneas del sistema para el final del horizonte de planificación.

3.2.6. Tabla resumen de resultados sistema Garver multiperiodo

En la Tabla 3.54 y la Tabla 3.55 se presenta el resumen con los resultados obtenidos en el sistema Garver multiperiodo para diferentes ensayos con y sin pérdidas en las líneas.

- Base: Sistema de Garver en su versión multiperiodo, modelado con un perfil horario de demanda.
- Base predespacho: Ensayo donde se incluyen restricciones de predespacho.
- Incertidumbre en la demanda: Corresponde a una simulación que incluye tres escenarios de demanda, con restricciones de predespacho
- *N-1* (3–5): Corresponde a una simulación con restricciones de seguridad, considerando la salida de servicio de la línea 3–5 bajo un criterio preventivo, con restricciones de predespacho.
- Energía renovable: Se incluyen generadores renovables, en este caso específicamente un generador eólico con una curva horaria de generación.

Ítem	Base sin pérdidas [MUSD]	Base predespacho sin pérdidas [MUSD]	Incertidumbre demanda sin pérdidas [MUSD]	*N-1* (3-5) sin pérdidas [MUSD]	Energías renovables sin pérdidas [MUSD]
Inversión transmisión	68,33	72,57	93,83	87,60	78,19
Inversión generación	126,81	126,81	165,27	126,81	122,02
Inversión generación renovable	-	-	-	-	10,12
Costo operacional	326,65	338,55	313,69	338,74	280,74
Costo arranque	-	0,18	2,78	0,18	3,30
Total	521,79	538,11	575,56	553,33	494,37

Tabla 3.54: Tabla resumen de resultados sin considerar pérdidas.

Ítem	Base con pérdidas [MUSD]	Base predespacho con pérdidas [MUSD]	Incertidumbre demanda con pérdidas [MUSD]
Inversión transmisión	69,18	76,00	93,83
Inversión generación	126,81	126,81	165,27
Inversión generación renovable	-	-	-
Costo operacional	339,38	351,27	314,41
Costo arranque	-	2,24	2,79
Total	535,37	556,32	576,30

Tabla 3.55: Tabla resumen de resultados considerando pérdidas.

Capítulo 4

Análisis del Sistema Eléctrico Nacional

En la etapa final del presente trabajo se aborda el análisis del SEN, con el propósito de determinar las proporciones óptimas de energías renovables que se incorporan al sistema, distinguiendo entre proyectos de gran escala y aquellos correspondientes a los PMGD. El objetivo central de esta sección es evaluar cómo ambas tipologías de generación renovable participan en la expansión óptima del sistema bajo distintos supuestos de demanda y disponibilidad de recursos.

Para el desarrollo del análisis se emplea un modelo reducido de veintiuna barras, presentado en la Figura 4.1. Este modelo corresponde al utilizado en el Informe de Expansión de la Generación elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [13]. Este modelo es ampliamente utilizado por la Gerencia de Planificación y Desarrollo de la Red como una representación simplificada del SEN, ya que permite capturar las principales características estructurales del sistema y la distribución geográfica de las fuentes de generación.

Para representar los sistemas de distribución aguas abajo, se consideran las redes mostradas en la Figura 4.2, Figura 4.3, Figura 4.4 y Figura 4.5. Estas corresponden a las redes donde se conectará parte de las unidades de generación, permitiendo analizar la planificación de la expansión del SEN considerando la incorporación tanto de generación renovable a gran escala como de PMGD solares. Su inclusión permite evaluar el impacto de la integración de estos recursos sobre la red de transmisión y la infraestructura de distribución. Los parámetros eléctricos de las redes se presentan en la Tabla C.3 y fueron definidos considerando valores típicos de resistencia y reactancia asociados a los respectivos niveles de tensión, de acuerdo con antecedentes disponibles en la literatura especializada [14].

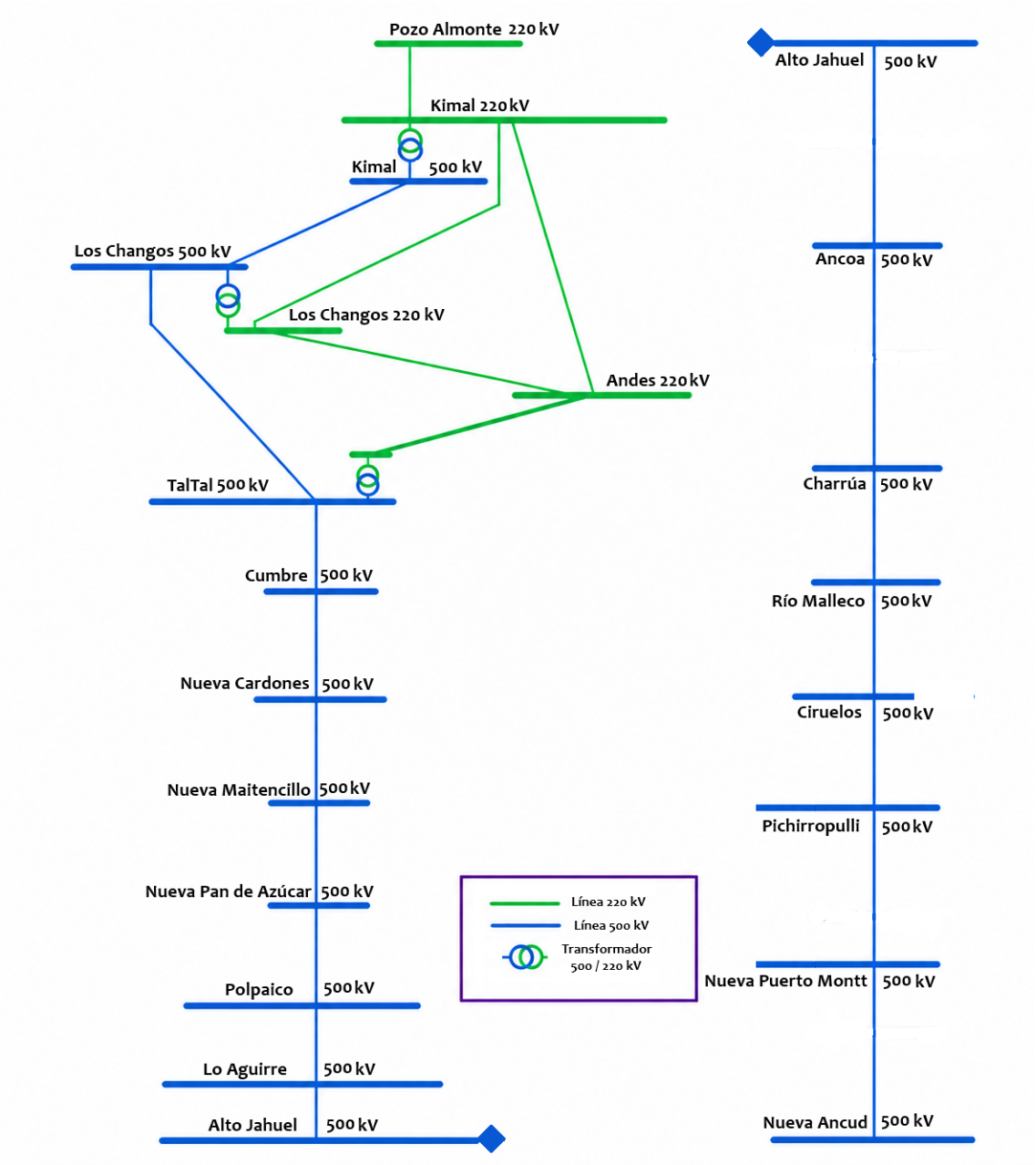


Figura 4.1: Sistema Eléctrico Nacional reducido de 21 barras.

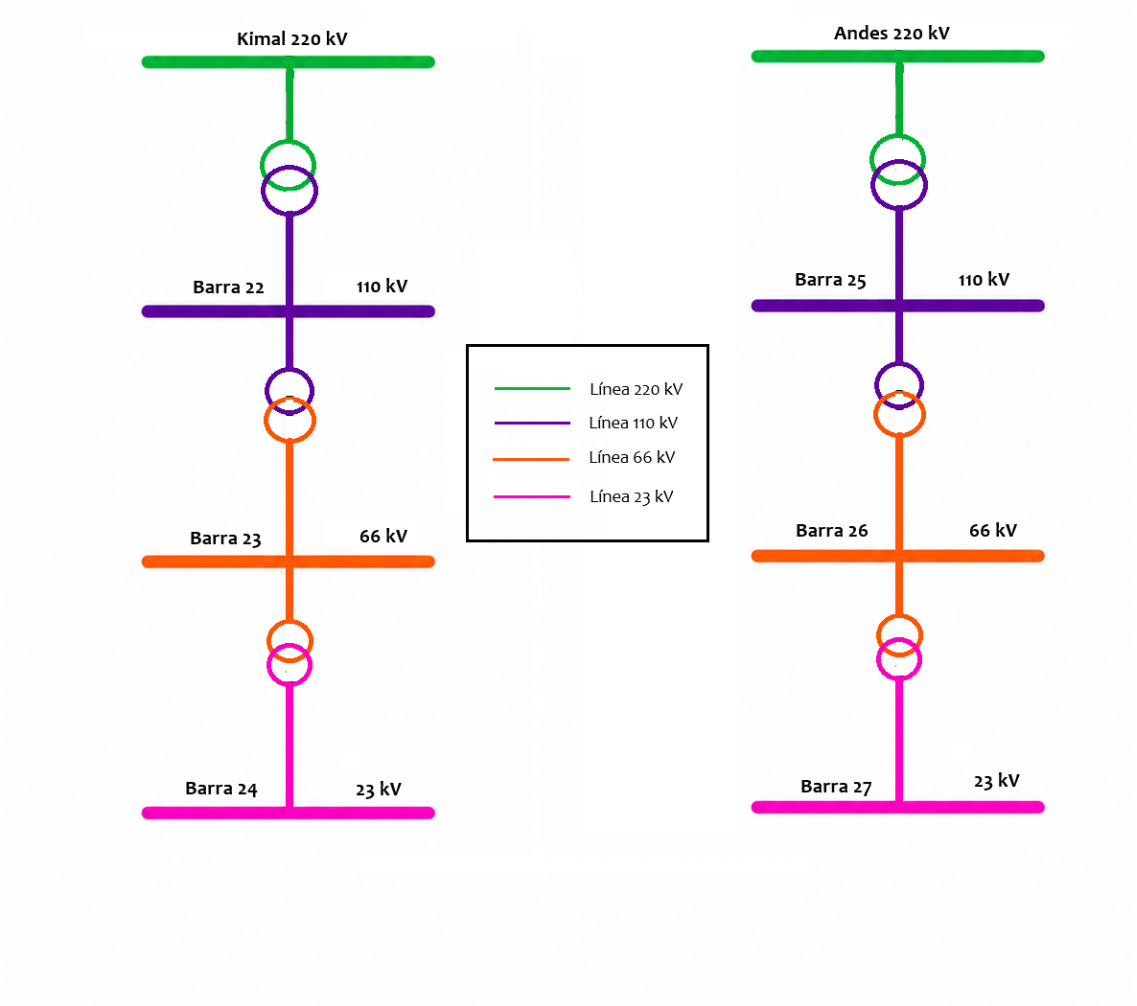


Figura 4.2: Sistema eléctrico aguas abajo en la región de Antofagasta.

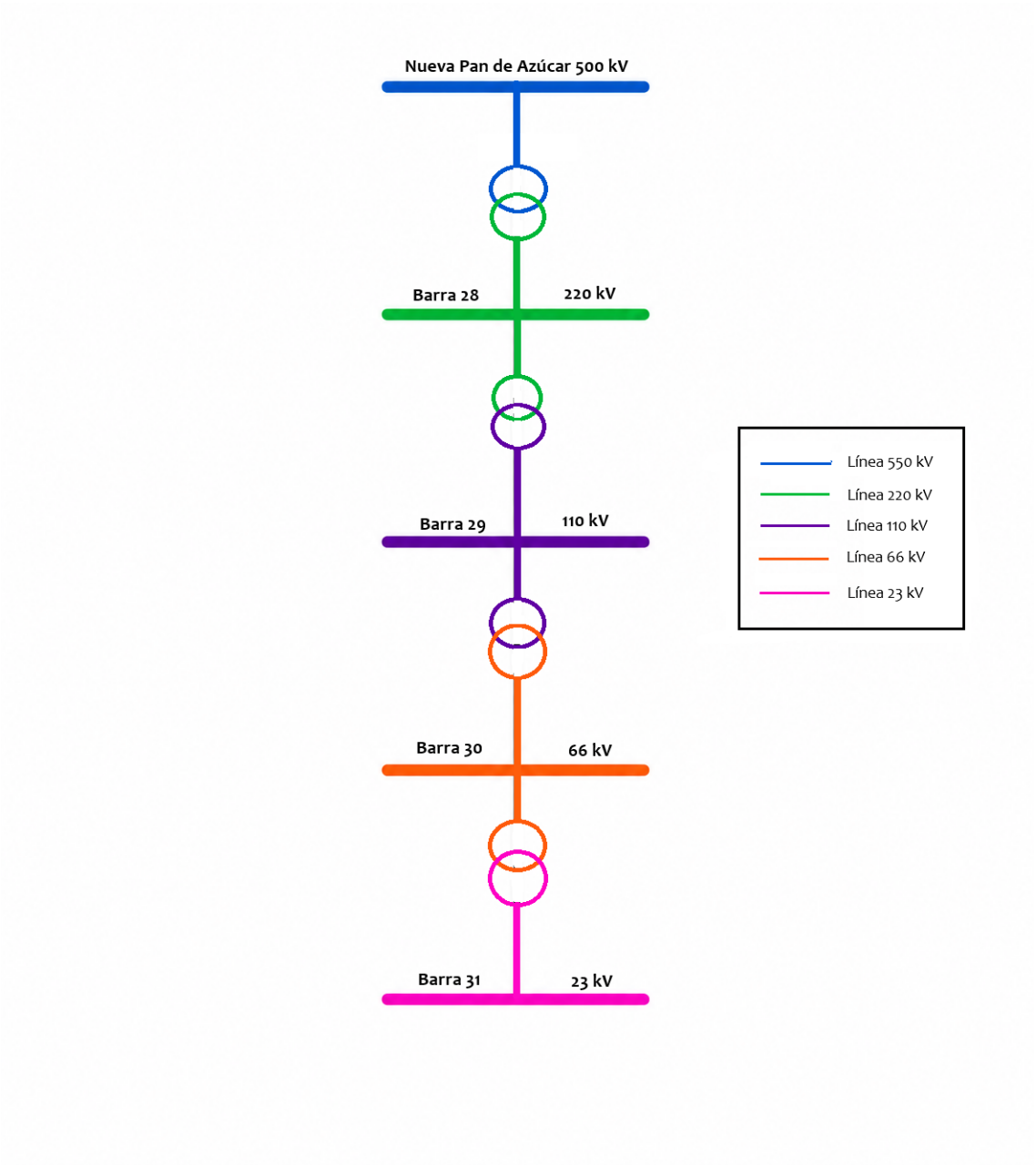


Figura 4.3: Sistema eléctrico aguas abajo en la región de Coquimbo.



Figura 4.4: Sistema eléctrico aguas abajo en la región Metropolitana.

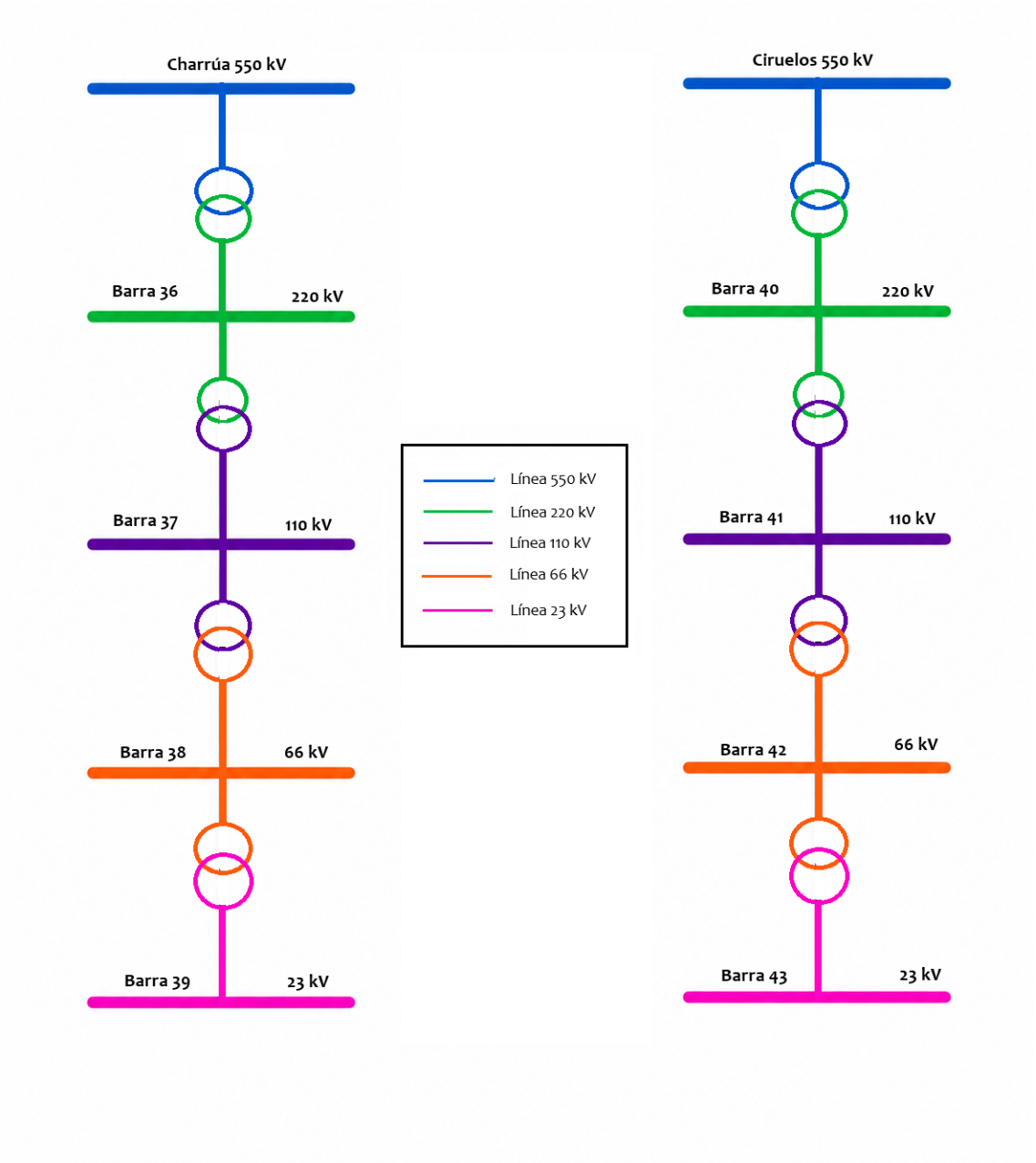


Figura 4.5: Sistema eléctrico aguas abajo en la región de Bío Bío y Los Ríos.

En relación con la expansión de energías renovables de menor escala, se emplea como referencia el Informe de Congestión de PMGD [15], el cual identifica las zonas del país donde se presentan mayores niveles de congestión en la red, asociados tanto al crecimiento de la demanda como a la creciente incorporación de proyectos PMGD. Esta información permite contextualizar técnicamente los resultados del modelo respecto a las restricciones físicas observadas en el sistema real.

Producto del análisis de las congestiones reportadas en [15], se propuso extender el estudio hacia las zonas ubicadas aguas abajo de los puntos críticos identificados. Para ello, se definió incorporar barras hasta el nivel de 23 [kV], utilizando parámetros técnicos dentro de los rangos típicos reportados en la literatura especializada en análisis de sistemas eléctricos de potencia [16]. Estos valores son consistentes con líneas aéreas de transmisión y subtransmisión en los niveles de tensión considerados en el presente estudio.

Los datos correspondientes a las barras del SEN se presentan en la Tabla C.1, donde se indica el nombre de cada barra, su numeración y el nivel de tensión asociado. Por su parte, en la Tabla C.2 se muestran los parámetros de las líneas de transmisión modeladas, identificadas de acuerdo con la numeración de las barras que conectan.

Cabe señalar que el sistema incorpora un conjunto de barras aguas abajo. Estas barras no poseen una denominación específica, ya que fueron incorporadas a partir de los estudios de congestión asociados a los PMGD, considerando las zonas con mayor concentración de recursos renovables según la tecnología de inversión analizada, es decir, generación solar a gran escala, generación eólica a gran escala y PMGD solares.

El criterio de expansión de la red se establece únicamente para las líneas de transmisión pertenecientes al sistema troncal, representadas en la Figura 4.1. Los costos de inversión, el número máximo de circuitos candidatos y las capacidades máximas de transmisión de estas líneas se presentan en la Tabla C.4.

En la Tabla C.5 se presentan las unidades generadoras convencionales, indicando su barra de conexión, las potencias mínima y máxima, el tipo de tecnología y el costo de combustible asociado a cada unidad. Por su parte, las Tablas C.6, C.7 y C.8 contienen la información correspondiente a las unidades hidroeléctricas, solares y eólicas, respectivamente, incluyendo la barra de conexión, el tipo de tecnología, la potencia instalada y la cantidad de unidades existentes en cada barra.

Finalmente, en la Tabla C.9 se presentan los parámetros asociados a las unidades generadoras candidatas para expansión, incluyendo la barra de conexión, la potencia máxima de cada unidad, la cantidad máxima de unidades candidatas y los costos de inversión y mantenimiento considerados en el modelo.

Cabe destacar que, de acuerdo con los antecedentes proporcionados por el Departamento de Prospectiva de la Subgerencia de Planificación del CEN, la representación temporal utilizada en los estudios de planificación de largo plazo se basa en perfiles representativos discretizados en treinta intervalos temporales secuenciales. Esta aproximación reemplaza la modelación explícita de la cronología completa de las 8.760 horas del año, reduciendo significativamente el tamaño del problema de optimización, los tiempos de cálculo y la complejidad computacional asociada a horizontes de simulación extensos.

Los treinta intervalos considerados no corresponden a horas físicas adicionales, sino a bloques temporales de modelación que permiten reproducir adecuadamente la evolución intradiaria de variables relevantes, tales como la demanda eléctrica y la generación renovable. La construcción de estos perfiles se basa en curvas horarias representativas del sistema, generalmente asociadas a condiciones características de cada mes, permitiendo preservar la forma de la demanda, capturar los períodos de máxima exigencia y representar de manera adecuada la disponibilidad de los recursos renovables.

Posteriormente, dichos perfiles son escalados para mantener consistencia con las proyecciones de demanda y energía de cada período de análisis. De esta manera, la utilización

de treinta intervalos discretos constituye una aproximación que conserva las características operativas más relevantes del sistema eléctrico, manteniendo al mismo tiempo una complejidad computacional compatible con estudios de expansión y planificación de largo plazo.

En este contexto, la Tabla C.10 presenta los datos de demanda del sistema eléctrico nacional. Complementariamente, la Tabla C.11, la Tabla C.12, la Tabla C.13, la Tabla C.14 y la Tabla C.15 contienen los perfiles horarios de generación en MW correspondientes a las tecnologías consideradas: hidroelectricidad de pasada, hidroelectricidad de embalse, solar a gran escala, eólica a gran escala y solar PMGD, respectivamente.

No obstante, considerando los resultados obtenidos previamente en la etapa experimental basada en el sistema Garver, se adoptaron las siguientes simplificaciones metodológicas para el análisis del SEN:

- No se incorporan criterios de asignación de unidades ni análisis detallado del predespacho de centrales.
- Las centrales hidroeléctricas se representan mediante curvas de generación.
- El criterio de optimalidad se establece con un gap relativo del 1 %.

Adicionalmente, con el fin de evaluar la coherencia de los resultados con los objetivos de neutralidad de carbono, se incorpora una penalización económica asociada a las emisiones de CO_2 de las unidades térmicas convencionales. Los valores de referencia para dicha penalización se obtienen del informe de la High-Level Commission on Carbon Prices [17], el cual establece rangos recomendados de precios para las emisiones de carbono. Dicha penalización se puede observar en (4.1)

$$\text{mín} \sum_{t \in T} R_t \left[CI_G + CI_l + \sum_{h \in H} (COp + CUp + Costo_{CO2}) \right] \tag{4.1}$$

En (4.2) se presentan los parámetros y variables utilizados para modelar la penalización asociada a las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) provenientes de la generación basada en combustibles fósiles, específicamente gas natural licuado (GNL), diésel y carbón. Como se mencionó anteriormente, el precio asociado a las emisiones de CO_2 ($Precio_{CO2}$) fue obtenido de [17], mientras que los factores de emisión (P_{CO2}) fueron recopilados a partir de antecedentes publicados por el Ministerio del Medio Ambiente (MMA), los cuales se presentan en la Tabla 4.1.

Dado que las tecnologías renovables no presentan emisiones directas de CO_2 durante su operación, esta penalización afecta únicamente a las unidades de generación convencionales que utilizan los combustibles señalados. De esta manera, el modelo internaliza el costo ambiental asociado a las emisiones, incorporando una señal económica que permite evaluar su efecto sobre las decisiones de inversión y operación del sistema eléctrico.

$$Costo_{CO2} = \sum_{t \in T} Precio_{CO2}[t] \cdot P_{CO2}[g] \cdot p_{conv}[g] \tag{4.2}$$

Combustible	Factor de emisión
Carbón	0,95
Diésel	0,75
GNL	0,4

Tabla 4.1: Factores de emisión.

Bajo los supuestos descritos, se desarrollan tres ensayos principales. El primero corresponde a un caso base que sirve como referencia comparativa. El segundo incorpora escenarios de variabilidad en la demanda eléctrica, con el objeto de analizar la sensibilidad de las decisiones de expansión ante distintos niveles de consumo. Finalmente, el tercer ensayo considera escenarios asociados a la variabilidad en las curvas de generación de las unidades renovables, permitiendo evaluar el impacto de la incertidumbre en la disponibilidad de recursos eólicos y solares sobre la configuración óptima del sistema.

4.1. Análisis base del Sistema Eléctrico Nacional

Este ensayo se utilizará como caso base para comparar los resultados obtenidos en los ensayos estocásticos que incorporan incertidumbre en la demanda y en la generación.

4.1.1. Análisis base del Sistema Eléctrico Nacional sin considerar pérdidas.

En la Tabla 4.2, Tabla 4.3 y Tabla 4.4 se presentan los costos de inversión y mantenimiento considerados para las unidades eólicas a gran escala, solares a gran escala y PMGD, respectivamente. En el caso de los PMGD, se asumió que todos los proyectos corresponden a tecnología solar fotovoltaica. Esta decisión se fundamenta en que, dentro del mundo de PMGD existente y en desarrollo, la tecnología fotovoltaica representa una fracción ampliamente predominante respecto de otras tecnologías de generación. En consecuencia, esta simplificación permite representar de manera adecuada el comportamiento esperado de este tipo de proyectos, manteniendo un modelo consistente con la realidad del sistema eléctrico nacional.

Según la Tabla 4.5, se entrega el calendario de inversión de cada tecnología. Donde se tiene una capacidad de 200 [MW] para unidades eólicas, 600 [MW] para unidades solares y, finalmente, se tienen 126 [MW] de capacidad para PMGD. Con estos antecedentes, se observa que tanto la generación renovable a gran escala como los PMGD cumplen un rol complementario dentro del sistema. Las unidades eólicas y solares a gran escala permiten incorporar volúmenes significativos de capacidad a menores costos unitarios, aprovechando las economías de escala y contribuyendo de manera importante al abastecimiento de la demanda durante las primeras etapas del horizonte de planificación.

Por su parte, los PMGD, si bien presentan una menor capacidad de generación individual, ofrecen ventajas asociadas a su carácter distribuido y a su conexión a las redes de distribución. Estas características permiten reducir la utilización del sistema de transmisión, disminuir los flujos de potencia en determinados sectores del sistema y aportar flexibilidad para satisfacer incrementos localizados de demanda.

Lo anterior se refleja en los resultados del modelo de optimización, donde los PMGD comienzan a incorporarse a partir del año 4. Este comportamiento indica que, durante

los primeros años, la expansión mediante centrales renovables de gran escala constituye la alternativa de menor costo para abastecer el crecimiento de la demanda. Sin embargo, conforme el sistema evoluciona y aumentan los requerimientos de capacidad y las exigencias operacionales de la red, la incorporación de PMGD se vuelve económicamente conveniente como complemento a la generación de gran escala. De esta manera, el modelo determina una estrategia de expansión en la que ambas tecnologías cumplen funciones complementarias. Las centrales de gran escala proporcionan la mayor parte de la nueva capacidad instalada, mientras que los PMGD refuerzan el sistema mediante una generación distribuida que mejora el desempeño operativo y contribuye a minimizar el costo total de planificación.

El hecho de que el modelo seleccione simultáneamente ambas tecnologías en la solución óptima indica que no son sustitutos perfectos, sino alternativas complementarias, cuya combinación permite minimizar el costo total del sistema bajo las restricciones técnicas y de red consideradas.

Finalmente, a partir de los resultados obtenidos, se aprecia que la generación solar a gran escala, en la medida en que las condiciones del sistema lo permiten, concentra aproximadamente un 65 % de la energía renovable total proyectada en el horizonte de diez años. Por su parte, las unidades eólicas aportan alrededor de un 21 % de la energía proyectada, mientras que los PMGD alcanzan una participación cercana al 14 % dentro de la matriz renovable resultante.

Estos resultados reflejan una alta penetración de tecnología solar a gran escala, complementada por generación eólica y distribuida, configurando una matriz renovable diversificada en términos tecnológicos y de escala de desarrollo.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Costo inversión eólico	186,35
Costo mantenimiento eólico	26,94
Costo total inversión eólico	213,29

Tabla 4.2: Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras eólicas a gran escala.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Costo inversión solar	349,23
Costo mantenimiento solar	24,51
Costo total inversión solar	373,74

Tabla 4.3: Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras solares a gran escala.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Costo inversión PMGD	90,38
Costo mantenimiento PMGD	4,61
Costo total inversión PMGD	94,99

Tabla 4.4: Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras PMGD.

Generador	Capacidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Capacidad total
B30 - Eólica	100 [MW]				1							100 [MW]
B42 - Eólica	100 [MW]						1					100 [MW]
B22 - Solar	100 [MW]				1							100 [MW]
B23 - Solar	100 [MW]				1							100 [MW]
B25 - Solar	100 [MW]				1							100 [MW]
B26 - Solar	100 [MW]				1							100 [MW]
B30 - Solar	100 [MW]			1								100 [MW]
B46 - Solar	100 [MW]				1							100 [MW]
B35 - PMGD	9 [MW]				7							63 [MW]
B39 - PMGD	9 [MW]				6	1						63 [MW]

Tabla 4.5: Calendario de inversión de unidades generadoras.

En la Tabla 4.6, se observan los costos totales de inversión en el horizonte de diez años. Los elevados costos operacionales se deben principalmente a la alta participación de generación convencional en el despacho óptimo. Aunque el sistema incorpora una expansión relevante de energías renovables, la provisión de potencia firme y capacidad despachable continúa recayendo mayoritariamente en centrales térmicas, debido a la variabilidad de tecnologías como la solar y la eólica.

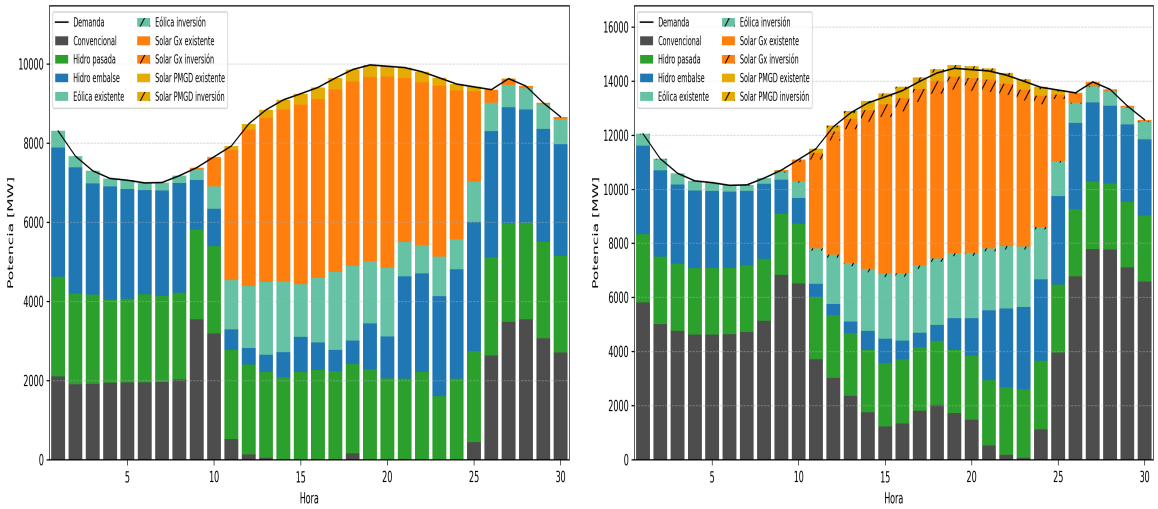
En ausencia de almacenamiento, el sistema requiere mantener unidades convencionales operativas para asegurar el suministro en horas sin disponibilidad renovable suficiente, lo que incrementa los costos variables y la penalización por emisiones.

La incorporación de sistemas de almacenamiento, especialmente asociados a generación solar, permitiría trasladar excedentes de energía desde horas de alta producción hacia períodos de mayor demanda o baja generación renovable. De esta forma, se reduciría el despacho térmico, disminuyendo tanto los costos operacionales como las emisiones, y aumentando la contribución efectiva de las energías renovables a la seguridad de suministro.

Esto se puede observar en la Figura 4.6, donde, a pesar de la incorporación de nuevas centrales de generación renovable, el sistema no logra operar prescindiendo de las unidades convencionales. Lo anterior se explica por la limitada contribución de las energías renovables variables a la provisión de potencia firme y reservas, lo que obliga a mantener generación térmica para asegurar el cumplimiento de los balances de potencia y los requerimientos de seguridad operativa.

Ítem	Costo [MUSD]
Inversión transmisión	1.257,29
Inversión generación eólica	186,35
Inversión generación solar	349,23
Inversión generación PMGD	90,38
Costo operacional	28.418,72
Costo mantenimiento	56,07
Penalización CO2	71,56
Costo total	30.429,59

Tabla 4.6: Costo del sistema.



(a) Año 1. (b) Año 10.

Figura 4.6: Comparación generación horaria de las tecnologías.

En la Tabla 4.7 se observa que resulta fundamental expandir la capacidad de transmisión desde el primer año del horizonte de planificación. Esta decisión permite que la generación renovable instalada pueda inyectar eficientemente la totalidad de su producción al sistema, evitando vertimientos asociados a restricciones de red.

Si bien existe potencial energético renovable disponible, particularmente en zonas con altos factores de planta, la configuración actual del sistema limita su aprovechamiento debido a congestiones estructurales en las zonas de congestión en la transmisión. En consecuencia, parte de la energía técnicamente generable no puede ser transportada hacia los centros de consumo, reduciendo la eficiencia global del sistema.

Esta situación es especialmente relevante en el SEN, cuya extensión longitudinal implica una fuerte separación geográfica entre los principales polos de generación y los centros de demanda. El norte concentra gran parte del recurso solar; el sur presenta alto potencial eólico e hídrico, mientras que la zona centro agrupa una fracción significativa de la demanda. Esta distribución espacial genera flujos predominantes de larga distancia, presionando los ejes troncales de transmisión.

En la práctica, una alternativa observada en el desarrollo real del sistema ha sido la incorporación de mayor capacidad renovable en zonas cercanas a las zonas de demanda, incluso cuando los factores de planta son menores, con el fin de evitar restricciones de transporte. Sin embargo, los resultados de la optimización indican que, desde un punto de vista técnico-económico, resulta más eficiente expandir la infraestructura de transmisión, ya sea mediante el aumento de capacidad en líneas existentes o la construcción de nuevas líneas, que sobredimensionar la generación en ubicaciones menos competitivas.

Línea	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Cantidad Total
Línea 1-2						1					
Línea 9-10					1						
Línea 10-11	1										
Línea 11-12		1									
Línea 12-13	1										
Línea 13-14	1										
Línea 14-15	1										
Línea 15-16	1										
Línea 16-17	1										
Línea 17-18						1					

Tabla 4.7: Calendario de inversión de líneas.

4.1.2. Análisis base del Sistema Eléctrico Nacional considerando pérdidas.

En la Tabla 4.8, Tabla 4.9 y Tabla 4.10 se presentan los costos de inversión asociados a las unidades eólicas, solares y PMGD, respectivamente, considerando el caso con pérdidas en transmisión. En comparación con el escenario sin modelación de pérdidas, los resultados muestran un incremento en los costos totales de inversión, explicado principalmente por el adelantamiento del calendario de entrada en operación de determinadas unidades generadoras.

La Tabla 4.11 presenta el nuevo calendario óptimo de expansión obtenido al incorporar las pérdidas eléctricas en el modelo. En el caso de la generación eólica, la unidad ubicada en la barra 30 adelanta su entrada en operación desde el año cuatro al año tres respecto del caso base sin pérdidas, evidenciando la necesidad de disponer de capacidad adicional en una etapa más temprana del horizonte de planificación. Por otra parte, en la expansión solar se aprecia un efecto opuesto: la unidad localizada en la barra 23 retrasa su inversión en un año, lo que genera una leve disminución en el valor presente de dicha inversión, producto del efecto de la tasa de actualización.

No obstante, los cambios más significativos se evidencian en la expansión mediante PMGD. En particular, las unidades ubicadas en la barra 35 adelantan su incorporación respecto del caso sin pérdidas, mientras que las unidades de la barra 39 concentran una mayor parte de su capacidad instalada en los primeros años del horizonte de planificación. Este comportamiento responde a que la incorporación explícita de pérdidas modifica la valoración económica de la generación distribuida. Al estar conectados a redes de distribución y próximos a los centros de demanda, los PMGD permiten abastecer parte de la demanda con menores pérdidas asociadas al transporte de energía, reduciendo los flujos por el sistema de transmisión y disminuyendo los costos de operación. En consecuencia, el modelo identifica beneficios económicos al anticipar este tipo de inversiones, aun cuando ello implique adelantar parte de los costos de capital.

En términos generales, la incorporación de pérdidas modifica los incentivos tanto de localización como del momento óptimo de inversión. Al aumentar la energía que debe ser generada para satisfacer una misma demanda, el sistema requiere disponer de capacidad adicional en etapas más tempranas del horizonte de planificación. Bajo estas condiciones, el modelo de optimización selecciona una estrategia que combina proyectos renovables de gran escala con generación distribuida, aprovechando las economías de escala de las primeras

y los beneficios asociados a la reducción de pérdidas y flujos de potencia que aportan los PMGD. De esta manera, las pérdidas no solo afectan el despacho horario de las unidades generadoras, sino que también alteran la trayectoria óptima de expansión del sistema, promoviendo una incorporación más temprana de aquellas tecnologías que permiten reducir el costo total de operación e inversión a lo largo del horizonte de planificación.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Costo inversión eólico	196,55
Costo mantenimiento eólico	30,31
Costo total inversión eólico	226,86

Tabla 4.8: Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras eólicas a gran escala considerando pérdidas.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Costo inversión solar	338,81
Costo mantenimiento solar	22,80
Costo total inversión solar	361,61

Tabla 4.9: Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras solares a gran escala considerando pérdidas.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Costo inversión PMGD	91,74
Costo mantenimiento PMGD	4,76
Costo total inversión PMGD	96,50

Tabla 4.10: Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras PMGD considerando pérdidas.

Generador	**Capacidad**	**Año 1**	**Año 2**	**Año 3**	**Año 4**	**Año 5**	**Año 6**	**Año 7**	**Año 8**	**Año 9**	**Año 10**	**Capacidad total**
B30 - Eólica	100 [MW]			1								100 [MW]
B42 - Eólica	100 [MW]						1					100 [MW]
B22 - Solar	100 [MW]				1							100 [MW]
B23 - Solar	100 [MW]					1						100 [MW]
B25 - Solar	100 [MW]				1							100 [MW]
B26 - Solar	100 [MW]				1							100 [MW]
B30 - Solar	100 [MW]					1						100 [MW]
B46 - Solar	100 [MW]			1								100 [MW]
B35 - PMGD	9 [MW]			3	3	1						63 [MW]
B39 - PMGD	9 [MW]				6	1						63 [MW]

Tabla 4.11: Calendario de inversión de unidades generadoras considerando pérdidas.

En la Tabla 4.12 se presentan los costos totales del sistema, incluyendo inversiones en generación y transmisión, además de los costos operacionales, para el caso que incorpora pérdidas en la red. El cambio más significativo respecto al escenario sin pérdidas se observa en la inversión en transmisión.

Debido a la disipación de energía en las líneas, el modelo identifica la necesidad de reforzar ciertas zonas estratégicas con el fin de reducir congestiones y minimizar el impacto económico de las pérdidas. En particular, se decide invertir o aumentar la capacidad en la línea 2-3, la línea 3-4, la línea 4-5, la línea 6-7 y la línea 7-8. Asimismo, se adelanta la incorporación de la línea 9-10 y la línea 11-12, tal como se detalla en la Tabla 4.13, correspondiente al calendario de expansión en transmisión.

Desde una perspectiva sistémica, la consideración explícita de pérdidas encarece el suministro efectivo de energía, ya que para abastecer una misma demanda final se requiere una mayor generación bruta. Esto incrementa los flujos por las zonas principales y eleva el valor económico de expandir tempranamente la red, tanto para reducir pérdidas como para aliviar congestiones.

En términos agregados, la incorporación de pérdidas genera un aumento de 10,62 % en el costo total del sistema respecto del caso base sin pérdidas, reflejando el impacto estructural que estas tienen tanto en las decisiones de inversión como en la operación óptima del sistema eléctrico.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Inversión transmisión	2.008,37
Inversión generación eólica	196,55
Inversión generación solar	338,82
Inversión generación PMGD	91,74
Costo operacional	30.898,27
Costo mantenimiento	57,86
Penalización CO2	70,50
Costo total	33.662,11

Tabla 4.12: Costo del sistema considerando pérdidas.

Línea	**Año 1**	**Año 2**	**Año 3**	**Año 4**	**Año 5**	**Año 6**	**Año 7**	**Año 8**	**Año 9**	**Año 10**	**Cantidad total**
Línea 1-2					1						1
Línea 2-3			1								1
Línea 3-4				1							1
Línea 4-5					1						1
Línea 6-7		1									1
Línea 7-8	1										1
Línea 9-10	1										1
Línea 10-11	1										1
Línea 11-12	1										1
Línea 12-13	1										1
Línea 13-14	1										1
Línea 14-15	1										1
Línea 15-16	1										1
Línea 16-17	1										1
Línea 17-18					1						1

Tabla 4.13: Calendario de inversión de líneas considerando pérdidas.

4.2. Análisis del Sistema Eléctrico Nacional considerando escenarios de demanda

En este apartado, se analizará el SEN integrando de forma estocástica los escenarios de demanda. Para ello, se utiliza la Tabla 4.14. Con dichos escenarios, el sistema se simula de tal forma que sea capaz de funcionar bajo estas situaciones.

Escenarios	**E1**	**E2**	**E3**
Valor	0,93	0,96	1,01

Tabla 4.14: Valores de escenarios de demanda.

Como se mencionó en el análisis del sistema de prueba Garver, la incorporación de pérdidas eléctricas incrementa significativamente la complejidad computacional del problema de optimización. En el caso del sistema de mayor tamaño considerado en este trabajo, la inclusión de pérdidas impidió que el software Gurobi demostrara la optimalidad de la solución dentro de tiempos de cómputo razonables, aun cuando se realizaron diversos ajustes en sus parámetros, los cuales se presentan en la Tabla D.1.

No obstante, los resultados obtenidos para el sistema Garver muestran que la incorporación de pérdidas produce modificaciones principalmente en el calendario óptimo de inversión, manteniendo una estrategia de expansión muy similar a la obtenida en el caso sin pérdidas. En particular, las diferencias observadas corresponden principalmente al adelanto o retraso de determinadas inversiones, sin alterar de manera significativa las tecnologías seleccionadas ni la tendencia general de expansión del sistema.

Considerando que el sistema analizado en este capítulo posee una dimensión considerablemente mayor, con un número elevado de barras, líneas, escenarios y variables binarias, el tiempo requerido para demostrar la optimalidad al incluir pérdidas resulta excesivamente alto desde un punto de vista computacional. En consecuencia, dado que los resultados obtenidos en el sistema Garver evidencian que las pérdidas no modifican de manera sustancial la estrategia global de expansión, resulta metodológicamente válido utilizar el modelo sin pérdidas. Esta simplificación permite obtener soluciones óptimas en tiempos de cómputo razonables, conservando la capacidad del modelo para representar las principales decisiones de inversión a lo largo del horizonte de planificación.

En la Tabla 4.15, Tabla 4.16 y Tabla 4.17 se presentan los costos de inversión asociados a las unidades generadoras eólicas a gran escala, solares a gran escala y PMGD solares, respectivamente. A diferencia de lo observado en el sistema Garver, en este caso la incorporación de escenarios de demanda produce una disminución en los costos de inversión en generación respecto del caso base determinístico. Este resultado indica un desplazamiento temporal en la incorporación de nuevas unidades, es decir, un retraso en el calendario de expansión.

En la Tabla 4.18 se muestra el calendario de inversión de las unidades generadoras, donde se observa que algunas unidades solares a gran escala y PMGD se desplazan aproximadamente un año hacia adelante. Cabe destacar que estas tecnologías corresponden a las alternativas de menor costo de inversión entre las consideradas y, además, presentan un perfil de generación más concentrado en determinadas horas del día.

La reducción en el costo total de generación bajo escenarios se explica porque, al in-

corporar tres escenarios de demanda equiprobables, la decisión de inversión se determina en función del costo esperado del sistema y no sobre la base de una única proyección de crecimiento. Dado que el escenario de mayor demanda es muy cercano al utilizado en el caso base para las líneas de subtransmisión, el modelo no dimensiona la expansión exclusivamente para dicho caso, sino que pondera los escenarios posibles. En consecuencia, se optimiza el momento de entrada de nuevas unidades, evitando inversiones anticipadas que resultarían óptimas solo bajo la trayectoria más exigente.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Costo inversión eólico	186,35
Costo mantenimiento eólico	26,94
Costo total inversión eólico	213,29

Tabla 4.15: Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras eólicas a gran escala considerando escenarios de demanda.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Costo inversión solar	322,68
Costo mantenimiento solar	20,14
Costo total inversión solar	342,82

Tabla 4.16: Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras solares a gran escala considerando escenarios de demanda.

Ítem	**Costo [MUSD]**
Costo inversión PMGD	82,70
Costo mantenimiento PMGD	3,80
Costo total inversión PMGD	86,50

Tabla 4.17: Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras PMGD considerando escenarios de demanda.

Generador	**Capacidad**	**Año 1**	**Año 2**	**Año 3**	**Año 4**	**Año 5**	**Año 6**	**Año 7**	**Año 8**	**Año 9**	**Año 10**	**Capacidad total**
B30 - Eólica	100 [MW]				1							100 [MW]
B42 - Eólica	100 [MW]						1					100 [MW]
B22 - Solar	100 [MW]				1							100 [MW]
B23 - Solar	100 [MW]					1						100 [MW]
B25 - Solar	100 [MW]						1					100 [MW]
B26 - Solar	100 [MW]					1						100 [MW]
B30 - Solar	100 [MW]					1						100 [MW]
B46 - Solar	100 [MW]				1							100 [MW]
B35 - PMGD	9 [MW]					7						63 [MW]
B39 - PMGD	9 [MW]					7						63 [MW]

Tabla 4.18: Calendario de inversión de unidades generadoras considerando escenarios de demanda.

El modelo sugiere que el sistema cuenta con potencial renovable para reducir los costos de generación, siempre que exista la capacidad de transmisión adecuada para trasladar la energía entre las distintas zonas del SEN. El adelantamiento de la inversión en transmisión se observa en la Tabla 4.19, donde la línea 9-10 y la línea 11-12 presentan un adelanto, mientras que la inversión en la línea 16-17 se posterga. Este patrón responde a la concentración de demanda, lo que incrementa la necesidad de reforzar anticipadamente estas zonas de transmisión.

Línea	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Cantidad total
Línea 1-2							1				1
Línea 9-10	1										1
Línea 10-11	1										1
Línea 11-12	1										1
Línea 12-13	1										1
Línea 13-14	1										1
Línea 14-15	1										1
Línea 15-16	1										1
Línea 16-17		1									1
Línea 17-18						1					1

Tabla 4.19: Calendario de inversión de líneas considerando escenarios de demanda.

En la Tabla 4.20 se presentan los costos totales asociados a la expansión, tanto en generación como en transmisión. Previamente se analizó el comportamiento de la inversión en generación, observándose una disminución en sus costos a lo largo del horizonte de planificación bajo el enfoque con escenarios. No obstante, en esta tabla se aprecia que la inversión en transmisión aumenta respecto al caso base.

Este resultado es consistente con la situación actual del sistema eléctrico, caracterizada por la presencia de congestiones asociadas a una alta penetración de energías renovables. En el escenario analizado, el modelo opta por adelantar inversiones o aumentos de capacidad en determinadas líneas de transmisión y, simultáneamente, postergar inversiones en generación. Esta decisión responde a un criterio de eficiencia económica, donde resulta más conveniente fortalecer la red para aprovechar la generación renovable ya disponible en ciertas zonas que incorporar nueva capacidad de generación en etapas tempranas.

Ítem	Costo [MUSD]
Inversión transmisión	1.333,06
Inversión generación eólica	186,35
Inversión generación solar	322,68
Inversión generación PMGD	82,70
Costo operacional	25.372,24
Costo mantenimiento	50,88
Penalización CO2	61,97
Costo total	27.409,88

Tabla 4.20: Costo del sistema considerando escenarios de demanda.

4.3. Análisis del Sistema Eléctrico Nacional considerando escenarios de generación

En el presente ensayo se analiza el comportamiento del SEN bajo un esquema de incertidumbre asociado a las curvas de generación de las tecnologías renovables. A diferencia del caso base, donde los perfiles de producción son únicos y perfectamente conocidos, en esta formulación se incorporan tres escenarios, presentados en la Tabla 4.21, que representan distintos niveles de disponibilidad de los recursos solar y eólico. De esta manera, el modelo logra capturar la variabilidad en la potencia disponible de cada tecnología renovable, representando de mejor manera la naturaleza estocástica de estos recursos y proporcionando una evaluación más realista del proceso de planificación de la expansión.

Escenarios	**E1**	**E2**	**E3**
Valor	0,93	0,96	1,09

Tabla 4.21: Valores de escenarios de generación.

En la Tabla 4.22, Tabla 4.23 y Tabla 4.24 se presentan los costos de inversión y mantenimiento asociados a las unidades eólicas a gran escala, solares a gran escala y PMGD, respectivamente. Al comparar estos resultados con el caso base, se observa un aumento en los costos totales de inversión de todas las tecnologías renovables. Este comportamiento se explica porque, al incorporar escenarios con estados de menor disponibilidad de potencia, el aporte esperado de cada MW instalado disminuye. En términos económicos, se reduce la capacidad renovable disponible.

Como consecuencia, el sistema debe compensar esta menor contribución de potencia mediante una mayor capacidad instalada o mediante una activación más temprana de las inversiones planificadas. Es decir, el modelo internaliza el riesgo de baja generación en ciertos escenarios, lo que conduce a decisiones de expansión más conservadoras. Este efecto se traduce en un aumento del costo total asociado a la inversión en energías renovables, reflejando cómo influye la incertidumbre en la oferta de potencia.

En la Tabla 4.25 se presenta el calendario de inversión de las unidades renovables, donde se aprecia un adelanto en la entrada en operación de ciertas unidades respecto al caso base. Este adelanto impacta directamente en el valor presente de los costos de inversión, contribuyendo al incremento observado en el costo total de inversión. En el caso de las tecnologías eólicas y solares a gran escala, el número total de unidades instaladas se mantiene respecto al caso base. Sin embargo, su cronograma de incorporación se modifica estratégicamente para asegurar el abastecimiento bajo escenarios de menor disponibilidad.

Por otra parte, la principal variación estructural se aprecia en los PMGD, donde el número de unidades instaladas aumenta de catorce a dieciséis, incrementando la capacidad instalada total de generación distribuida. Este resultado sugiere que, bajo condiciones de incertidumbre en la generación a gran escala, el modelo encuentra económicamente eficiente reforzar el sistema mediante recursos de menor escala y mayor dispersión geográfica, los cuales contribuyen a mitigar el riesgo de déficit en escenarios adversos.

En síntesis, la incorporación de escenarios en la generación renovable no solo incrementa los costos de inversión, sino que también modifica la dinámica de expansión. Este comportamiento evidencia que la incertidumbre en la oferta tiene un impacto estructural más profundo que una simple variación en los niveles de producción promedio, afectando

directamente las decisiones de planificación a largo plazo del sistema eléctrico.

Ítem	Costo [MUSD]
Costo inversión eólico	194,78
Costo mantenimiento eólico	29,72
Costo total inversión eólico	224,50

Tabla 4.22: Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras eólicas a gran escala considerando escenarios de generación.

Ítem	Costo [MUSD]
Costo inversión solar	378,00
Costo mantenimiento solar	28,60
Costo total inversión solar	407,60

Tabla 4.23: Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras solares a gran escala considerando escenarios de generación.

Ítem	Costo [MUSD]
Costo inversión PMGD	112,48
Costo mantenimiento PMGD	6,24
Costo total inversión PMGD	118,72

Tabla 4.24: Costo de inversión y mantenimiento para unidades generadoras PMGD considerando escenarios de generación.

Generador	Capacidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Capacidad total
B30 - Eólica	100 [MW]				1							100 [MW]
B42 - Eólica	100 [MW]					1						100 [MW]
B22 - Solar	100 [MW]			1								100 [MW]
B23 - Solar	100 [MW]				1							100 [MW]
B25 - Solar	100 [MW]			1								100 [MW]
B26 - Solar	100 [MW]				1							100 [MW]
B30 - Solar	100 [MW]		1									100 [MW]
B35 - PMGD	9 [MW]			7		1						72 [MW]
B39 - PMGD	9 [MW]			7	1							72 [MW]

Tabla 4.25: Calendario de inversión de unidades generadoras considerando escenarios de generación.

La Tabla 4.26 muestra que la planificación de la transmisión presenta variaciones menores respecto del caso base, manteniéndose prácticamente el mismo conjunto de líneas seleccionadas. Las principales diferencias corresponden al adelanto de las líneas 11-12 y 17-18, junto con la no incorporación de la línea 9-10 durante el horizonte de planificación. Esto evidencia que la incertidumbre en la generación renovable tiene una influencia limitada sobre la expansión de la transmisión, generando únicamente ajustes puntuales en el calendario de inversión.

Línea	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Cantidad Total
Línea 1-2					1						1
Línea 10-11	1										1
Línea 11-12	1										1
Línea 12-13	1										1
Línea 13-14	1										1
Línea 14-15	1										1
Línea 15-16	1										1
Línea 16-17	1										1
Línea 17-18					1						1

Tabla 4.26: Calendario de inversión de líneas considerando escenarios de generación.

En la Tabla 4.27 se presentan los costos totales del sistema al incorporar incertidumbre en la generación renovable. Los resultados muestran una disminución en los costos de inversión en transmisión respecto del caso base, lo cual se explica por la construcción de una línea menos, tal como el calendario de inversión de transmisión de este ensayo.

Este comportamiento se explica porque, al considerar distintos escenarios de disponibilidad de generación eólica y solar, disminuye el beneficio esperado de desarrollar proyectos renovables alejados de las barras de demanda y, por consiguiente, también se reducen los requerimientos de transmisión asociados al transporte de dicha energía. Como resultado, el modelo ajusta de manera conjunta las inversiones en generación y transmisión, privilegiando una estrategia con menores refuerzos de la red. Estos resultados ponen de manifiesto la interdependencia entre ambos procesos de expansión.

Ítem	Costo [MUSD]
Inversión transmisión	1.166,75
Inversión generación eólica	194,78
Inversión generación solar	378,00
Inversión generación PMGD	112,48
Costo operacional	33.252,04
Costo mantenimiento	64,56
Penalización CO2	82,34
Costo total	35.250,95

Tabla 4.27: Costo del sistema considerando escenarios de generación.

4.3.1. Tabla resumen de resultados Sistema Eléctrico Nacional

En la Tabla 4.28, se presenta el resumen de los resultados obtenidos para los cuatro ensayos realizados al SEN.

- Base sin pérdidas: SEN reducido modelado con un perfil de demanda, incluyendo generación renovable (eólica a gran escala, solar a gran escala y PMGD solar) sin considerar pérdidas.
- Base con pérdidas: SEN reducido modelado con un perfil de demanda, incluyendo generación renovable (eólica a gran escala, solar a gran escala y PMGD solar) considerando pérdidas.

- Incertidumbre en la demanda: Corresponde a una simulación que incluye tres escenarios de demanda, incluyendo generación renovable (eólica a gran escala, solar a gran escala y PMGD solar).
- Incertidumbre en generación renovable: corresponde a la incorporación de tres escenarios en las curvas de generación renovable, sin considerar predespacho de las unidades convencionales.

Ítem	**Base sin pérdidas [MUSD]**	**Base con pérdidas [MUSD]**	**Incertidumbre demanda [MUSD]**	**Incertidumbre generación renovable [MUSD]**
Inversión transmisión	1.257,29	2.008,37	1.333,06	1.166,75
Inversión generación eólica	186,35	196,55	186,35	194,78
Inversión generación solar	349,23	338,82	322,68	378,00
Inversión generación PMGD	90,38	91,74	82,70	112,48
Costo operacional	28.418,72	30.898,27	25.372,24	33.252,04
Costo mantenimiento	56,07	57,86	50,88	64,56
Penalización CO2	71,56	70,50	61,97	82,34
Total	30.429,59	33.662,11	27.409,88	35.250,95

Tabla 4.28: Tabla resumen de resultados.

Capítulo 5

Resumen final y conclusiones.

- La transición energética en Chile requiere una planificación coordinada de la expansión de la generación y de la transmisión. La incorporación masiva de energías renovables, ubicadas principalmente lejos de las zonas de consumo, hace indispensable el desarrollo de infraestructura en transmisión que permita: (i) garantizar la seguridad de suministro, (ii) asegurar la eficiencia económica del sistema y (iii) evitar congestiones o vertimientos de energía.
- A partir de los ensayos realizados al incorporar pérdidas en el análisis del sistema, se pueden identificar dos efectos principales. En primer lugar, las pérdidas influyen en el comportamiento del sistema de transmisión, ya que en la mayoría de los casos se observó un adelantamiento en los años de inversión de algunas líneas. En segundo lugar, en el análisis de generación los calendarios de inversión se mantienen prácticamente iguales, aunque las unidades generadoras deben producir una mayor cantidad de potencia para satisfacer tanto la demanda como las pérdidas del sistema, lo que se traduce en un aumento de los costos operacionales. Asimismo, en sistemas donde la red presenta una mayor robustez, el efecto de considerar pérdidas no genera variaciones significativas en los costos totales, pero sí incrementa el tiempo de simulación.
- A nivel mundial existe el objetivo de avanzar hacia la neutralidad de carbono. En el caso de Chile, se ha establecido como meta alcanzar este objetivo hacia el año 2050. Para ello será necesario incorporar sistemas de almacenamiento de energía, ya que, tecnologías como la generación solar presentan una alta producción durante las horas de radiación, pero no necesariamente coinciden con los períodos de mayor demanda o de mayores costos marginales. La integración de sistemas de almacenamiento permitiría desplazar esta energía hacia horarios más convenientes desde el punto de vista económico y operativo. No obstante, las unidades convencionales continúan aportando inercia y capacidad firme al sistema, por lo que en futuros estudios se recomienda analizar la incorporación de sistemas de almacenamiento tipo BESS y la integración de tecnologías *grid-forming*.
- La incorporación de una penalización por emisiones de CO_2 reduce la participación relativa de tecnologías convencionales. Sin embargo, estas no desaparecen completamente del sistema óptimo. Este resultado evidencia que la sola penalización de la emisión de carbono no garantiza la eliminación total de generación convencional cuando el sistema carece de alternativas firmes y flexibles, como el almacenamiento

de energía. La necesidad de potencia firme y capacidad despachable continúa siendo un elemento estructural en la planificación del sistema eléctrico.

- El análisis de los resultados permite concluir que la generación distribuida y la generación renovable de gran escala cumplen funciones complementarias dentro de la expansión del sistema eléctrico. Mientras las centrales de gran escala permiten cubrir una mayor proporción de la demanda, los PMGD contribuyen a complementar dicha generación, reduciendo la necesidad de concentrar la expansión en un único tipo de tecnología. En consecuencia, una planificación conjunta de ambas alternativas permite obtener soluciones de expansión más eficientes y adecuadas a las necesidades del sistema.

- La expansión acelerada de los PMGD genera impactos técnicos y operacionales sobre el Sistema Eléctrico Nacional, tales como congestiones, flujos inversos y modificaciones en los planes de inversión en transmisión. Las recientes modificaciones normativas, que incluyen criterios de evaluación más estrictos y mecanismos de estabilización de precios, buscan otorgar mayor certeza y eficiencia al proceso de conexión. No obstante, su integración exitosa depende de una planificación coordinada que considere sus efectos acumulativos sobre la red.

- De acuerdo con los resultados de los cuatro casos de estudio evidencian que los PMGD constituyen una alternativa de inversión robusta dentro de la planificación de la expansión del sistema. Independientemente de si se consideran pérdidas, escenarios de demanda o incertidumbre en la generación renovable, el modelo de optimización selecciona sistemáticamente este tipo de proyectos como parte de la solución óptima. Las principales variaciones se observan en el momento de su incorporación y en la capacidad finalmente instalada, lo que demuestra que los PMGD poseen la flexibilidad necesaria para adaptarse a las distintas condiciones operacionales evaluadas. En particular, al considerar pérdidas eléctricas, el modelo tiende a adelantar parte de estas inversiones debido al mayor beneficio asociado a la generación cercana a los sectores de demanda, mientras que bajo escenarios de incertidumbre su capacidad instalada se ajusta para mantener un equilibrio entre costos de inversión, operación y seguridad del suministro. Estos resultados confirman que los PMGD desempeñan un rol complementario a las centrales renovables de gran escala, aportando flexibilidad y resiliencia a la estrategia de expansión del sistema eléctrico.

- Los resultados obtenidos muestran que la incorporación de PMGD influye en la planificación de la transmisión, al aportar generación cercana a las zonas de demanda y reducir parcialmente los flujos de potencia que circulan por la red. Sin embargo, los cuatro casos de estudio realizados en el SEN demuestran que este efecto no elimina la necesidad de expandir el sistema de transmisión, ya que el conjunto de líneas seleccionadas se mantiene prácticamente constante entre los diversos casos. La inclusión de pérdidas eléctricas produce el mayor impacto sobre el calendario de expansión, adelantando la construcción de algunas líneas e incorporando refuerzos adicionales debido al incremento de los flujos de potencia, mientras que los escenarios de demanda y de generación renovable generan únicamente ajustes puntuales en el año de entrada en operación de ciertas líneas. En consecuencia, los PMGD constituyen un complemento de la infraestructura de transmisión, contribuyendo a una utilización más eficiente de la red, pero sin reemplazar la necesidad de nuevos refuerzos para garantizar la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

- El análisis de la planificación de la expansión de la generación y transmisión, realizado a partir de datos del SEN, evidencia la importancia de considerar conjuntamente las tecnologías de generación a gran escala y los PMGD. Si bien las centrales de gran escala presentan una mayor participación debido a su capacidad para suministrar mayores volúmenes de energía, los PMGD permiten complementar esta generación y reducir los requerimientos de transporte de energía en determinados sectores del sistema. En este contexto, su incorporación puede contribuir a disminuir la saturación de algunas líneas de transmisión. No obstante, para aprovechar este beneficio, resulta relevante considerar una distribución geográfica adecuada de los puntos de conexión de los PMGD, especialmente debido a la extensión y configuración longitudinal del SEN.

5.1. Trabajos Futuros.

- Incorporar sistemas de almacenamiento de energía (BESS) al modelo de planificación conjunta de generación y transmisión, con el propósito de evaluar su impacto sobre la integración de energías renovables, la flexibilidad operativa y las decisiones de expansión del sistema.
- Desarrollar estrategias de optimización que permitan calcular las pérdidas eléctricas en sistemas de gran escala mediante técnicas de descomposición o algoritmos avanzados, reduciendo los tiempos de resolución y permitiendo obtener soluciones de mejor calidad.
- Validar el modelo propuesto mediante herramientas comerciales de planificación, como *PLEXOS*, comparando los resultados obtenidos en términos de expansión de generación, transmisión, costos y operación del sistema.
- Incorporar la modelación de la línea HVDC en el Sistema Eléctrico Nacional, evaluando su efecto sobre la planificación de la expansión, la reducción de congestiones y la integración de energías renovables ubicadas en zonas alejadas de las zonas de demanda.
- Extender el modelo para considerar restricciones dinámicas del sistema eléctrico, incorporando aspectos como requerimientos mínimos de inercia, soporte de frecuencia y tecnologías *grid-forming*, con el fin de representar de manera más realista la operación de sistemas con alta penetración de generación renovable.
- Incorporar incertidumbre en variables económicas, tales como los precios de los combustibles fósiles, permitiendo analizar cómo estas variaciones influyen en las decisiones óptimas de inversión en generación y transmisión.

ANEXOS

ANEXO A

Datos del sistema Garver

N From	**N To**	(x_l)	(r_l)	$\bar{F}_l$	L^E	L^B	C_l**[MUSD]**
1	2	0,40	0,05	100	1	3	40
1	4	0,60	0,08	80	1	3	60
1	5	0,20	0,03	100	1	3	20
2	3	0,20	0,02	100	1	3	20
2	4	0,40	0,04	100	1	3	40
3	5	0,20	0,02	100	1	3	20
1	3	0,38	0,08	100	0	4	38
1	6	0,68	0,10	70	0	4	68
2	5	0,31	0,07	100	0	4	31
2	6	0,30	0,05	100	0	4	30
3	4	0,59	0,07	82	0	4	59
3	6	0,48	0,06	100	0	4	48
4	5	0,63	0,08	75	0	4	63
4	6	0,30	0,03	100	0	4	30
5	6	0,61	0,08	78	0	4	51

Tabla A.1: Datos de las líneas para el sistema Garver.

Barra	**Estado**	**Cantidad**	FC_g**[USD/MWh]**	C_g **[USD/MW]**	COP_g**[USD/MWh]**
1	Existente	3	14,08	-	-
1	Existente	1	22,11	-	-
3	Existente	1	25,95	-	-
3	Nueva	2	20,41	300000	9000
6	Nueva	1	25,95	250000	10500
6	Nueva	2	14,08	350000	10500

Tabla A.2: Datos de los costos de generación para el sistema Garver.

Barra	Estado	Cantidad	$\bar{P}_g$ [MW]	$\underline{P}_g$ [MW]
1	Existente	3	30	20
1	Existente	1	60	30
3	Existente	1	120	70
3	Nueva	2	120	75
6	Nueva	1	120	80
6	Nueva	2	240	155

Tabla A.3: Datos técnicos de generación para el sistema Garver.

Barra	Capacidad [MW]	C_g [USD/MW]	CM_g [USD/MW]
3	34	130.000	10.500
6	24	130.000	10.500
6	22	130.000	10.500

Tabla A.4: Datos técnicos de unidades eólicas.

Hora	Generación Barra 3 [MW]	Generación Barra 6 [MW]
1	10,40	15,70
2	10,24	11,86
3	10,14	12,43
4	10,36	10,01
5	10,16	10,51
6	8,44	5,52
7	8,86	2,23
8	9,94	0,89
9	1,82	1,44
10	4,30	1,41
11	5,04	3,55
12	20,94	5,47
13	5,38	6,91
14	19,96	12,55
15	27,98	12,67
16	14,06	15,31
17	32,40	15,02
18	30,28	20,38
19	17,90	22,46
20	20,10	23,40
21	26,62	20,04
22	20,78	15,38
23	19,22	13,87
24	13,54	12,70

Tabla A.5: Generación eólica para el sistema Garver.

ANEXO B

Resultados del sistema Garver estático

Líneas	**Flujos [MW]**
1-2	40,91
4-1	39,39
1-5	68,48
3-2	99,09
4-2	100,00
3-5	85,76
3-5 n1	85,76
4-6 n1	99,79
4-6 n2	99,79
4-6 n3	99,79

Tabla B.1: Resultados de los flujos por las líneas para el sistema Garver sin considerar pérdidas.

Líneas	**Flujo [MW]**	**Flujo desde [MW]**	**Flujo hasta [MW]**	**Pérdidas [MW]**
1-2	29,35	29,74	28,96	0,78
4-1	39,57	40,18	38,97	1,21
1-5	78,38	79,23	77,52	1,76
3-2	62,21	62,67	61,75	0,92
4-2	89,24	90,94	87,55	3,39
3-5	81,98	82,74	81,24	1,47
3-2 n1	62,21	62,67	61,75	0,92
3-5 n1	81,98	82,72	81,24	1,47
6-4 n1	98,52	100	97,04	2,96
6-4 n2	98,52	100	97,04	2,96
6-4 n3	98,52	100	97,04	2,96

Tabla B.2: Resultados de flujos por las líneas para el sistema Garver considerando pérdidas.

Generador	**Potencia [MW]**
B1G_E 30	30
B1 G_E 30	30
B1 G_E 30	30
B1 G_E 60	60
B3 G_E 120	72,12
B3 G_N 120	120
B3 G_N 120	120
B6 G_N 240	240
B6 G_N 240	59,39

Tabla B.3: Resultados generación para el sistema Garver sin considerar pérdidas.

Generador	**Potencia [MW]**
B1 G_E 30	30
B1 G_E 30	30
B1 G_E 30	30
B1 G_E 60	60
B3 G_E 120	90,76
B3 G_N 120	120
B3 G_N 120	120
B6 G_N 240	60
B6 G_N 240	240

Tabla B.4: Resultados generación para el sistema Garver considerando pérdidas.

Líneas	**Flujos S1[MW]**	**Flujos S2[MW]**	**Flujos S3[MW]**
2-1	15,72	10,32	1,73
4-1	16,72	12,87	4,81
1-5	25,24	31,20	34,494
3-2	29,80	32,59	58,88
4-2	9,36	8,99	5,48
3-5	86,48	84,43	96,82
1-5 n1	25,24	31,20	34,49
3-5 n1	86,48	84,43	96,82
6-2 n1	100	100	100
6-2 n2	100	100	100
6-4 n1	87,52	88,02	92,69
6-4 n2	87,52	88,02	92,69

Tabla B.5: Resultados de los flujos por las líneas para el sistema Garver considerando incertidumbre de demanda sin considerar pérdidas.

Líneas	Flujos S1[MW]	Flujo desde S1 [MW]	Flujo hasta S1 [MW]	Pérdidas S1 [MW]
1-2	2,06	2,08	2,03	0,05
4-1	6,04	6,12	5,94	0,18
1-5	43,88	44,16	43,60	0,56
3-2	20,36	20,46	20,25	0,22
4-2	11,17	11,29	11,06	0,22
3-5	60,36	60,77	59,95	0,82
3-5 n1	60,36	60,77	59,95	0,82
3-5 n2	60,36	60,77	59,95	0,82
6-2n1	97,53	100	95,05	4,95
6-2 n2	97,53	100	95,05	4,95
6-4 n1	84,35	85,51	83,19	2,32
6-4 n2	84,35	85,51	83,19	2,32

Tabla B.6: Flujos por las líneas para el sistema Garver considerando pérdidas en escenario n.º 1.

Líneas	Flujos S2[MW]	Flujo desde S2 [MW]	Flujo hasta S2 [MW]	Pérdidas S2 [MW]
1-2	8,63	8,739	8,51	0,23
4-1	1,53	1,555	1,51	0,05
1-5	54,58	54,99	54,18	0,81
3-2	21,88	22,00	21,77	0,23
4-2	10,99	11,10	10,88	0,22
3-5	59,42	59,82	59,03	0,79
3-5 n1	59,42	59,82	59,03	0,79
3-5 n2	59,42	59,82	59,03	0,79
6-2n1	97,526	100	95,05	4,95
6-2 n2	97,53	100	95,05	4,95
6-4 n1	84,58	85,75	83,42	2,33
6-4 n2	84,58	85,75	83,42	2,33

Tabla B.7: Flujos por las líneas para el sistema Garver considerando pérdidas en escenario n.º 2.

Líneas	**Flujos S3[MW]**	**Flujo desde S3 [MW]**	**Flujo hasta S3 [MW]**	**Pérdidas S3 [MW]**
1-2	12,78	12,95	12,62	0,34
4-1	-4,06	-4,12	-3,99	0,12
1-5	45,09	45,38	44,81	0,57
3-2	53,56	53,88	53,23	0,64
4-2	6,75	6,82	6,68	0,14
3-5	73,21	73,82	72,61	1,21
3-5 n1	73,21	73,82	72,61	1,21
3-5 n2	73,21	73,82	72,61	1,21
6-2n1	97,53	100	95,05	4,95
6-2 n2	97,53	100	95,05	4,95
6-4 n1	90,25	91,54	88,95	2,59
6-4 n2	90,25	91,54	88,95	2,59

Tabla B.8: Flujos por las líneas para el sistema Garver considerando pérdidas en escenario n.º 3.

Generador	**Potencia [MW]**
B1 G_E 30	30
B1 G_E 30	30
B1 G_E 30	30
B1 G_E 60	60
B3 G_E 120	70
B3 G_N 120	120
B3 G_N 120	120
B6 G_N 240	60
B6 G_N 240	240

Tabla B.9: Generación para el sistema Garver bajo criterio *N-1* con la línea 3-5 fuera de servicio sin considerar pérdidas.

Líneas	**Flujo pre-contingencia [MW]**	**Flujo post-contingencia [MW]**
1-2	-3,20	-6,84
1-4	62,72	61,27
1-5	10,49	15,57
2-3	-40,49	-45,57
2-4	97,28	98,73
3-5	57,38	-
3-5	57,38	74,81
3-5	57,38	74,81
3-5	57,38	74,81
6-2	100,00	100,00
6-2	100,00	100,00
6-2	100,00	100,00

Tabla B.10: Flujos por las líneas para el sistema Garver bajo criterio *N-1* con la línea 3-5 fuera de servicio sin considerar pérdidas.

Generador	**Potencia [MW]**
B1 G_E 30	30
B1 G_E 30	30
B1 G_E 30	30
B1 G_E 60	60
B3 G_E 120	95,47
B3 G_N 120	120
B3 G_N 120	120
B6 G_N 60	51,96
B6 G_N 240	240

Tabla B.11: Generación para el sistema Garver bajo criterio *N-1* con la línea 3-5 fuera de servicio considerando pérdidas.

Líneas	**Flujo pre-contingencia [MW]**	**Pérdidas pre-contingencia [MW]**	**Flujo post-contingencia [MW]**	**Pérdidas post-contingencia [MW]**
1-2	23,83	0,63	20,22	0,54
4-1	38,81	1,18	40,27	1,24
1-5	41,77	0,53	44,30	0,56
3-2	45,39	0,48	47,05	0,50
4-2	82,54	2,98	81,09	2,89
3-5	38,45	0,40	-	-
3-5	39,45	0,40	50,92	0,53
6-4	95,89	2,84	95,90	2,84

Tabla B.12: Flujos por las líneas para el sistema Garver bajo criterio *N-1* con la línea 3-5 fuera de servicio considerando pérdidas.

ANEXO C

Datos del Sistema Eléctrico Nacional

N° Barra	**Nombre**	**Nivel de tensión [kV]**
1	Pozo Almonte	220
2	Kimal	220
3	Kimal	500
4	Changos	500
5	Changos	220
6	Andes	220
7	TalTal	500
8	Cumbre	500
9	Nueva Cardones	500
10	Nueva Maitencillo	500
11	Nueva Pan Azucar	500
12	Polpaico	500
13	Lo Aguirre	500
14	Alto Jahuel	500
15	Ancoa	500
16	Charrua	500
17	Río Malleco	500
18	Ciruelos	500
19	Pichirropulli	500
20	Nueva Puerto Montt	500
21	Nueva Ancud	500

Tabla C.1: Barras del Sistema Eléctrico Nacional

From	**To**	(r_l)	(x_l)	$\bar{F}_l$
1	2	0,008	0,035	650
2	3	0,001	0,007	750
2	5	0,062	0,010	900
2	6	0,092	0,015	580
3	4	0,001	0,009	1590
4	7	0,001	0,005	1500
4	5	0,001	0,004	1500
5	6	0,055	0,009	500
6	7	0,001	0,004	1500
7	8	0,001	0,003	1500
8	9	0,001	0,005	2090
9	10	0,001	0,007	2368
10	11	0,001	0,005	2375
11	12	0,002	0,010	2500
12	13	0,001	0,002	1880
13	14	0,001	0,002	1880
14	15	0,001	0,003	4000
15	16	0,001	0,004	3000
16	17	0,001	0,137	2250
17	18	0,003	0,009	2000
18	19	0,001	0,008	2000
19	20	0,001	0,016	2000
20	21	0,001	0,013	1900
2	22	0,055	0,390	114
22	23	0,102	0,680	47
23	24	0,075	0,530	28
6	25	0,055	0,390	114
25	26	0,102	0,680	47
26	27	0,075	0,530	28
11	28	0,033	0,275	330
28	29	0,055	0,390	114
29	30	0,102	0,680	47
30	31	0,075	0,530	28
13	32	0,033	0,275	330
32	33	0,055	0,390	114
33	34	0,102	0,680	47,5
34	35	0,075	0,530	28,5
16	36	0,033	0,275	330
36	37	0,055	0,390	114
37	38	0,102	0,680	47,5
38	39	0,075	0,530	28,5
18	40	0,033	0,275	330
40	41	0,055	0,390	114
41	42	0,102	0,680	47,5
42	43	0,075	0,530	28,5
14	44	0,033	0,275	330
44	45	0,055	0,390	114
45	46	0,102	0,680	47,5
46	47	0,075	0,530	28,5

Tabla C.2: Datos de las líneas existentes para el Sistema Eléctrico Nacional.

Línea	**(r)**	**(x)**
Línea 500 - 220 kV	0,03	0,28
Línea 220 - 110 kV	0,06	0,39
Línea 110 - 66 kV	0,08	0,53
Línea 66 - 23 kV	0,10	0,68

Tabla C.3: Datos de las líneas aguas abajo del Sistema Eléctrico Nacional.

Línea	**Cantidad**	C_l **[MUSD]**	$\bar{F}_l$ **[MW]**
1-2	1	90	650
2-3	1	45	750
2-5	1	99	900
2-6	1	117	580
3-4	1	176	1590
4-7	1	120	1500
4-5	1	45	750
5-6	1	72	500
6-7	1	380	750
7-8	1	96	1500
8-9	1	240	2090
9-10	1	200	2368
10-11	1	96	2375
11-12	1	336	2500
12-13	1	36	1880
13-14	1	32	1880
14-15	1	184	4000
15-16	1	168	3000
16-17	1	144	2250
17-18	1	160	2000
18-19	1	120	2000
19-20	1	136	2000
20-21	1	76	1900

Tabla C.4: Datos de las líneas candidatas a inversión para el Sistema Eléctrico Nacional.

Barra	$\overline{P}_g$ **[MW]**	$\underline{P}_g$ **[MW]**	**Tipo**	FC_g
14	45	5	1	77
14	280	140	0	98
14	370	185	2	209
15	50	5	1	77
15	170	85	2	209
16	430	50	1	77
16	790	400	3	88
16	575	290	0	98
16	780	390	2	209
18	40	5	1	77
18	101	50	2	209
8	600	300	0	98
8	400	200	2	209
2	625	310	3	88
2	370	185	0	98
2	380	190	2	209
13	700	350	0	98
13	400	200	2	209
5	1900	850	3	88
5	1750	875	0	98
5	1400	700	2	209
9	575	275	0	98
9	250	125	2	209
10	700	350	3	88
10	250	125	2	209
11	660	330	2	209
20	140	70	2	209
12	220	22	1	77
12	820	410	3	88
12	3080	1540	0	98
12	2000	1000	2	209
1	130	65	3	88
1	20	10	2	209
14	18	2	1	77
14	18	2	0	98
14	36	3,6	2	209
15	45	4	1	77
15	9	1	0	98
15	54	5	3	88
16	63	6	1	77
16	9	1	0	98
16	45	4	2	209
18	9	1	1	77
18	9	1	2	209
8	9	1	2	209
13	18	1	0	98
13	45	4	2	209
5	36	3	2	209
11	9	1	2	209
20	27	2	2	209
12	18	2	1	77
12	27	2	0	98
12	81	8	2	209
1	27	2	2	209
17	27	3	2	209

Tabla C.5: Parámetros técnicos de las unidades generadoras convencionales.

Barra	Generador	$\bar{P}_g$ [MW]	Cantidad
11	Pasada	9	1
11	Pasada	100	1
12	Pasada	9	1
12	Pasada	40	4
13	Pasada	9	3
13	Pasada	40	6
13	Embalse	100	3
14	Pasada	9	3
14	Pasada	25	11
15	Pasada	9	9
15	Pasada	16	7
15	Embalse	105	7
16	Pasada	9	2
16	Pasada	30	3
16	Embalse	135	5
17	Pasada	9	3
17	Pasada	70	6
18	Pasada	9	1
18	Pasada	40	2
19	Pasada	9	1
19	Pasada	50	5
20	Pasada	9	3
20	Pasada	30	4

Tabla C.6: Unidades hidroeléctricas por barra.

Barra	Generador	$\bar{P}_g$ [MW]	Cantidad
1	Solar gran escala	70	17
2	PMGD Solar	9	4
2	Solar gran escala	100	10
5	PMGD Solar	9	2
5	Solar gran escala	100	3
6	PMGD Solar	9	1
6	Solar gran escala	80	6
8	PMGD Solar	9	1
8	Solar gran escala	90	7
9	PMGD Solar	9	1
9	Solar gran escala	100	6
10	PMGD Solar	9	2
10	Solar gran escala	100	6
11	PMGD Solar	9	4
11	Solar gran escala	70	5
12	PMGD Solar	9	5
12	Solar gran escala	100	7
13	PMGD Solar	9	8
13	Solar gran escala	100	5
14	PMGD Solar	9	6
14	Solar gran escala	50	3
15	PMGD Solar	9	10
15	Solar gran escala	180	2
16	PMGD Solar	9	1
16	Solar gran escala	50	4
17	PMGD Solar	9	3
17	Solar gran escala	70	1
18	Solar gran escala	65	1
20	PMGD Solar	9	1

Tabla C.7: Unidades solares por barra.

Barra	**Generador**	P_g **[MW]**	**Cantidad**
2	Eólico a gran escala	10	5
5	Eólico a gran escala	100	3
8	Eólico a gran escala	100	1
9	Eólico a gran escala	165	1
10	Eólico a gran escala	100	3
11	Eólico a gran escala	100	6
12	Eólico a gran escala	50	1
13	PMGD eólico	9	1
13	Eólico a gran escala	60	4
14	Eólico a gran escala	35	4
16	PMGD eólico	9	3
16	Eólico a gran escala	82	7
17	PMGD eólico	9	1
17	Eólico a gran escala	100	9
18	PMGD eólico	9	1
18	Eólico a gran escala	110	5
19	Eólico a gran escala	50	4
20	PMGD eólico	9	1
20	Eólico a gran escala	100	5

Tabla C.8: Unidades eólicas por barra.

Barra	**Cantidad**	P_g	CM_g **[USD/MW]**	C_g **[USD/MW]**	**Tipo**
22	3	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
22	1	100	11.430	762.000	Solar gran escala
23	3	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
23	1	100	11.430	762.000	Solar gran escala
25	3	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
25	1	100	11.430	762.000	Solar gran escala
26	3	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
26	1	100	11.430	762.000	Solar gran escala
28	0	100	11.430	762.000	Solar gran escala
30	6	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
30	1	100	11.430	762.000	Solar gran escala
31	8	9	9.220	961.000	PMGD
32	1	100	11.430	762.000	Solar gran escala
33	2	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
34	2	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
35	16	9	9.220	961.000	PMGD
36	1	100	11.430	762.000	Solar gran escala
37	2	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
38	2	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
39	1	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
39	16	9	9.220	961.000	PMGD
40	1	100	11.430	762.000	Solar gran escala
41	2	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
42	6	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
44	1	100	11.430	762.000	Solar gran escala
45	1	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
46	1	100	40.740	1.358.000	Eólica gran escala
46	1	100	11.430	762.000	Solar gran escala
47	8	9	9.220	961.000	PMGD

Tabla C.9: Unidades candidatas a inversión por barra.

B1	B2	B4	B5	B6	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14	B15	B16	B19	B20	B21	B24	B27	B31	B35	B39	B47
114,57	994,05	42,49	485,99	582,6	140,51	248,63	112,8	224,63	1301,47	1283,63	1322,58	340,36	664,42	153,08	148,59	53,35	18,53	18,28	15,31	13,55	15,14	15,39
102,77	948,41	42,40	470,91	571,83	137,47	241,69	111,60	208,85	1232,48	1133,83	1157,33	308,88	599,08	138,18	131,8	46,34	18,35	17,94	14,23	11,97	13,65	13,47
93,78	968,87	42,15	467,55	567,88	135,72	234,78	163,56	199,32	1169,94	1014,34	1022,52	285,66	558,54	130,12	120,94	42,22	18,06	17,82	13,59	10,71	12,73	11,90
87,44	959,39	42,54	471,94	576,33	137,56	231,53	177,31	192,61	1138,56	955,17	964,17	276,83	533,41	124,73	116,45	40,12	17,88	18,08	13,13	10,09	12,16	11,22
86,02	969,46	41,81	468,73	577,93	136,35	229,28	176,53	198,09	1130,22	938,31	945,23	279,50	524,97	125,37	115,05	39,38	18,07	18,13	12,89	9,91	11,96	11
84,60	979,52	41,07	465,51	573,54	135,13	227,03	175,75	185,57	1121,87	921,45	926,28	282,16	516,53	126,00	113,64	38,63	18,26	18,18	12,65	9,97	11,77	10,78
84,25	987,62	37,90	458,74	591,63	133,11	223,81	176,48	185,31	1103,69	933,09	924,89	284,42	516,6	128,24	115,50	39,04	18,41	18,56	12,63	9,85	11,77	10,77
87,60	996,35	42,24	460,18	596,77	135,20	223,41	176,58	198,44	1130,79	971,88	948,12	295,58	534,71	133,95	122,12	41,10	18,57	18,72	13,53	10,26	12,19	11,04
92,78	986,28	42,11	462,55	581,5	134,33	221,85	176,36	215,66	1187,32	1034,42	974,63	317,48	558,16	139,56	127,04	44,35	18,39	18,24	14,7	10,92	12,72	11,34
98,05	984,85	42,13	462,24	581,49	131,66	222,47	177,39	229,59	1235,37	1113,17	1024,47	339,59	595,68	146,54	134,68	47,31	18,36	18,24	15,65	11,75	13,57	11,92
103,31	983,43	42,15	461,92	581,46	128,99	223,09	178,42	243,52	1283,41	1191,93	1074,30	361,69	633,19	153,52	142,32	50,27	18,33	18,24	16,60	12,59	14,42	12,50
116,70	980,98	40,68	470,92	595,32	133,31	228,86	182,88	262,68	1385,03	1340,51	1182,96	387,38	693,74	168,84	160,19	57,90	18,29	18,68	17,9	14,15	15,81	13,77
122,56	989,68	41,08	479,13	598,15	132,21	232,09	188,77	267,82	1451,04	1448,9	1264,91	382,38	732,49	177,83	169,51	62,43	18,45	18,77	18,26	15,30	16,69	14,72
129,71	988,04	40,98	477,50	595,04	122,26	238,69	191,65	272,5	1495,6	1538,18	1328,84	394,52	755,75	183,64	173,46	65,50	18,42	18,67	18,57	16,24	17,22	15,47
132,87	987,59	40,58	482,44	596,27	123,45	241,25	191,1	273,65	1512,15	1582,38	1383,65	403,71	764,34	186,49	176,32	66,27	18,41	18,71	18,65	16,71	17,49	16,10
136,03	987,14	40,18	487,37	597,50	124,64	243,81	190,55	274,79	1528,70	1626,57	1438,46	412,9	778,93	189,34	179,18	67,03	18,40	18,75	18,73	17,17	17,75	16,74
138,93	969,7	40,87	487,18	595,26	127,88	245,72	192,46	276,76	1547,88	1707,28	1539,74	427,84	797,97	192,19	181,69	67,32	18,08	18,68	18,86	18,03	18,18	17,92
140,28	961,65	40,29	485,50	597,96	130,42	248,55	189,91	278,77	1598,72	1765,60	1599,19	446,74	819,49	197,91	181,69	66,81	17,93	18,76	19,00	18,64	18,67	18,61
141,28	962,76	41,06	483,05	596,75	131,23	252,48	186,66	275,57	1642,15	1799,48	1623,64	457,35	821,62	201,54	182,54	67,24	17,95	18,72	18,78	19	18,72	18,90
140,54	964,23	41,01	482,05	589,74	127,68	254,17	189,57	266,17	1639,07	1794,41	1624,18	457,03	815,82	199,43	181,49	67,00	17,97	18,5	18,14	18,95	18,59	18,90
139,80	965,70	40,95	481,04	582,72	124,12	255,86	192,48	256,77	1635,98	1789,33	1624,71	456,70	810,01	197,32	180,44	66,76	18,00	18,28	17,50	18,89	18,46	18,91
135,61	984,05	40,77	474,61	605,59	115,10	255,95	193,00	240,50	1601,64	1732,60	1623,86	451,86	802,78	193,49	179,53	65,70	18,34	19,00	16,39	18,29	18,29	18,90
130,25	988,50	41,89	478,53	598,19	114,78	251,64	193,54	241,9	1564,8	1647,17	1593,61	442,70	826,54	188,18	176,96	64,71	18,43	18,77	16,49	17,39	18,83	18,55
129,08	995,34	41,09	486,86	588,08	121,08	249,68	194,37	239,48	1501,11	1578,57	1567,42	436,50	833,76	184,75	176,13	64,51	18,55	18,45	16,32	16,67	19,00	18,24
133,85	1003,68	40,76	486,76	585,66	125,38	250,70	194,06	237,48	1473,73	1558,86	1556,77	431,7	812,65	185,31	175,55	64,89	18,71	18,37	16,19	16,46	18,52	18,12
138,61	1012,03	40,42	486,65	583,24	129,67	251,72	193,75	235,47	1446,34	1539,16	1546,11	426,89	791,54	185,86	174,97	65,26	18,87	18,3	16,05	16,25	18,03	18,00
143,43	1014,76	41,25	499,69	593,11	138,91	260,59	170,23	265,10	1471,71	1590,29	1632,41	443,40	807,58	195,52	185,36	69,68	18,92	18,61	18,07	16,79	18,4	19,00
136,76	1019,25	40,80	497,42	580,06	139,35	260,21	152,8	264,62	1457,19	1546,63	1570,27	433,51	781,27	195,40	187,90	71,62	19,00	18,2	18,04	16,33	17,8	18,28
127,23	1011,65	38,99	487,58	569,82	139,20	255,21	142,70	249,15	1399,05	1449,58	1499,64	398,42	739,52	175,17	170,44	63,72	18,86	17,88	16,98	15,31	16,85	17,45
120,90	1002,85	40,74	486,79	576,21	139,86	251,92	127,75	236,87	1350,26	1366,53	1411,11	369,39	701,97	164,13	159,52	58,54	18,69	18,08	16,15	14,43	16	16,42

Tabla C.10: Demanda del Sistema Eléctrico Nacional.

B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B16	B17	B18	B19	B23	B24	B25	B26	B30	B38	B42
0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	7,99	7,99	7,99	28,62	11,78	13,14	0	0	0,62	0	0	0,62	28,62	11,78	0
0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	7,56	7,56	7,56	28,28	10,74	12,78	0	0	0,31	0	0	0,31	28,28	10,74	0
0	0	0	0	0	0	7,12	7,12	7,12	27,94	9,7	12,43	0	0	0	0	0	0	27,94	9,7	0
0	0	0	0	0	0	6,58	6,58	6,58	25,74	7,39	10,58	0	0	0	0	0	0	25,74	7,39	0
0	0	0	0	0	0	6,9	6,9	6,9	24,95	5,36	7,14	0	0	0	0	0	0	24,95	5,36	0
0	0	0	0	0	0	4,82	4,82	4,82	24,44	2,78	2,04	0	0	0	0	0	0	24,44	2,78	0
0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	5,18	5,18	5,18	24,09	2,35	1,13	0	0	0,01	0	0	0,01	24,09	2,35	0
0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	5,54	5,54	5,54	23,73	1,91	0,21	0,18	0,18	0,03	0	0	0,03	23,73	1,91	0,18
1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	9,7	9,7	9,7	23,72	1,69	0,51	4,63	4,63	1,94	0	0	1,94	23,72	1,69	4,63
8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	8,35	13,82	13,82	13,82	23,94	6,43	8,61	18,25	18,25	8,35	0	0	8,35	23,94	6,43	18,25
23,73	23,73	23,73	23,73	23,73	23,73	26,26	26,26	26,26	23,76	16,82	23,87	49,46	49,46	23,73	0	0	23,73	23,76	16,82	49,46
33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	32,57	32,57	32,57	23,01	22,29	33,36	77,43	77,43	33,6	0	0	33,6	23,01	22,29	77,43
34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	34,98	37,46	37,46	37,46	22,27	27,76	46,17	92,63	92,63	34,98	0	0	34,98	22,27	27,76	92,63
33,58	33,58	33,58	33,58	33,58	33,58	43,63	43,63	43,63	21,31	32,74	49,41	98,19	98,19	33,58	0	0	33,58	21,31	32,74	98,19
35,89	35,89	35,89	35,89	35,89	35,89	46,75	46,75	46,75	23,11	35,15	53,75	98,97	98,97	35,89	0	0	35,89	23,11	35,15	98,97
37,13	37,13	37,13	37,13	37,13	37,13	47,99	47,99	47,99	25,05	36,47	57,68	99,11	99,11	37,13	0	0	37,13	25,05	36,47	99,11
38,16	38,16	38,16	38,16	38,16	38,16	46,28	46,28	46,28	25,14	35,97	57,65	99,12	99,12	38,16	0	0	38,16	25,14	35,97	99,12
39,17	39,17	39,17	39,17	39,17	39,17	44,77	44,77	44,77	25,23	34,87	56,99	99,14	99,14	39,17	0	0	39,17	25,23	34,87	99,14
39,86	39,86	39,86	39,86	39,86	39,86	44,79	44,79	44,79	20	35,33	54,68	99,17	99,17	39,86	0	0	39,86	20	35,33	99,17
40,19	40,19	40,19	40,19	40,19	40,19	42,19	42,19	42,19	18,35	35,13	57,12	99,18	99,18	40,19	0	0	40,19	18,35	35,13	99,18
38,44	38,44	38,44	38,44	38,44	38,44	39,01	39,01	39,01	15,57	31,89	51,98	99,12	99,12	38,44	0	0	38,44	15,57	31,89	99,12
41,4	41,4	41,4	41,4	41,4	41,4	36,16	36,16	36,16	18,54	29,52	53,46	96,83	96,83	41,4	0	0	41,4	18,54	29,52	96,83
40,83	40,83	40,83	40,83	40,83	40,83	34,55	34,55	34,55	21,5	27,43	55	89,35	89,35	40,83	0	0	40,83	21,5	27,43	89,35
32,24	32,24	32,24	32,24	32,24	32,24	33,75	33,75	33,75	19,52	22,1	54,24	72,8	72,8	32,24	0	0	32,24	19,52	22,1	72,8
17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	24,45	24,45	24,45	18,88	15,67	39,42	43,75	43,75	17,8	0	0	17,8	18,88	15,67	43,75
9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	9,42	15,59	15,59	15,59	18,66	12,65	26,05	13,84	13,84	9,42	0	0	9,42	18,66	12,65	13,84
5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	14,38	14,38	14,38	20,09	12,06	24,12	2,78	2,78	5,7	0	0	5,7	20,09	12,06	2,78
4,57	4,57	4,57	4,57	4,57	4,57	14,15	14,15	14,15	21,52	11,48	24,75	0	0	4,57	0	0	4,57	21,52	11,48	0
0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	14,38	14,38	14,38	24,65	11,92	34,8	0	0	0,84	0	0	0,84	24,65	11,92	0
0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	14,15	14,15	14,15	26,18	12,06	36,27	0	0	0,03	0	0	0,03	26,18	12,06	0

Tabla C.11: Curva de generación de unidades eólicas.

B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14	B22	B23	B25	B26	B29	B30	B33	B34	B45	B46
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	0	0	0	3,97	0,03	0,03	0,03	1,41	1,41	1,41	1,41	3,97	3,97	0,03	0,03	0,03	0,03
7,49	9,53	9,53	9,53	9,53	9,53	9,53	9,75	9,75	9,75	16,65	10,28	10,28	10,28	9,53	9,53	9,53	9,53	16,65	16,65	10,28	10,28	10,28	10,28
40,74	38,27	38,27	38,27	38,27	38,27	38,27	49,06	49,06	49,06	46,24	49,83	49,83	49,83	38,27	38,27	38,27	38,27	46,24	46,24	49,83	49,83	49,83	49,83
47,23	53,19	53,19	53,19	53,19	53,19	53,19	64,61	64,61	64,61	63,8	60,5	60,5	60,5	53,19	53,19	53,19	53,19	63,8	63,8	60,5	60,5	60,5	60,5
53,73	60,71	60,71	60,71	60,71	60,71	60,71	80,16	80,16	80,16	69,04	71,17	71,17	71,17	60,71	60,71	60,71	60,71	69,04	69,04	71,17	71,17	71,17	71,17
55,49	68,19	68,19	68,19	68,19	68,19	68,19	87,94	87,94	87,94	70,4	82,16	82,16	82,16	68,19	68,19	68,19	68,19	70,4	70,4	82,16	82,16	82,16	82,16
56,27	76,27	76,27	76,27	76,27	76,27	76,27	90,57	90,57	90,57	74,48	90,41	90,41	90,41	76,27	76,27	76,27	76,27	74,48	74,48	90,41	90,41	90,41	90,41
59,47	77,96	77,96	77,96	77,96	77,96	77,96	91,82	91,82	91,82	74,91	96,38	96,38	96,38	77,96	77,96	77,96	77,96	74,91	74,91	96,38	96,38	96,38	96,38
60,83	78,21	78,21	78,21	78,21	78,21	78,21	91,99	91,99	91,99	74,74	97,55	97,55	97,55	78,21	78,21	78,21	78,21	74,74	74,74	97,55	97,55	97,55	97,55
62,2	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	78,1	92,15	92,15	92,15	74,2	98,72	98,72	98,72	78,1	78,1	78,1	78,1	74,2	74,2	98,72	98,72	98,72	98,72
64,6	75,75	75,75	75,75	75,75	75,75	75,75	91,06	91,06	91,06	73,47	98,03	98,03	98,03	75,75	75,75	75,75	75,75	73,47	73,47	98,03	98,03	98,03	98,03
65,02	76,13	76,13	76,13	76,13	76,13	76,13	90,29	90,29	90,29	72,78	94,98	94,98	94,98	76,13	76,13	76,13	76,13	72,78	72,78	94,98	94,98	94,98	94,98
65,55	70,34	70,34	70,34	70,34	70,34	70,34	90,32	90,32	90,32	72,95	88,11	88,11	88,11	70,34	70,34	70,34	70,34	72,95	72,95	88,11	88,11	88,11	88,11
64,62	66,1	66,1	66,1	66,1	66,1	66,1	88,9	88,9	88,9	72,17	83,47	83,47	83,47	66,1	66,1	66,1	66,1	72,17	72,17	83,47	83,47	83,47	83,47
63,7	63,26	63,26	63,26	63,26	63,26	63,26	87,48	87,48	87,48	66	78,84	78,84	78,84	63,26	63,26	63,26	63,26	66	66	78,84	78,84	78,84	78,84
59,25	52,47	52,47	52,47	52,47	52,47	52,47	71,8	71,8	71,8	51,29	64,43	64,43	64,43	52,47	52,47	52,47	52,47	51,29	51,29	64,43	64,43	64,43	64,43
35,64	26,19	26,19	26,19	26,19	26,19	26,19	32,15	32,15	32,15	26,4	32,07	32,07	32,07	26,19	26,19	26,19	26,19	26,4	26,4	32,07	32,07	32,07	32,07
8,61	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	2,26	2,26	2,26	6,59	1,57	1,57	1,57	4,42	4,42	4,42	4,42	6,59	6,59	1,57	1,57	1,57	1,57
5,91	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	1,13	1,13	1,13	0,87	0,78	0,78	0,78	0,95	0,95	0,95	0,95	0,87	0,87	0,78	0,78	0,78	0,78
3,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla C.12: Curva de generación de unidades solares a gran escala.

B8	B9	B11	B12	B13	B14	B15	B16	B31	B35	B39	B47
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0,01	0,01	0,01	0	0	0	0,01	0	0,01
0,17	0,17	0,36	0,81	0,81	0,81	0,35	0,79	0,36	0,81	0,79	0,81
0,96	0,96	2,13	3,56	3,56	3,56	1,82	3,67	2,13	3,56	3,67	3,56
1,43	1,43	3,23	5,05	5,05	5,05	3,33	4,59	3,23	5,05	4,59	5,05
1,9	1,9	4,32	6,54	6,54	6,54	4,84	5,51	4,32	6,54	5,51	6,54
4,09	4,09	6,12	7,33	7,33	7,33	7,49	7,34	6,12	7,33	7,34	7,33
5,72	5,72	7,29	7,91	7,91	7,91	8,55	8,58	7,29	7,91	8,58	7,91
6,73	6,73	8,04	8,43	8,43	8,43	8,95	8,7	8,04	8,43	8,7	8,43
7,2	7,2	8,23	8,46	8,46	8,46	9,03	8,69	8,23	8,46	8,69	8,46
7,67	7,67	8,42	8,5	8,5	8,5	9,11	8,69	8,42	8,5	8,69	8,5
7,63	7,63	8,4	8,83	8,83	8,83	9,11	8,65	8,4	8,83	8,65	8,83
6,83	6,83	8,01	8,68	8,68	8,68	8,85	8,61	8,01	8,68	8,61	8,68
6,92	6,92	7,19	8,47	8,47	8,47	8,32	8,54	7,19	8,47	8,54	8,47
6,55	6,55	6,6	8,28	8,28	8,28	7,89	8,4	6,6	8,28	8,4	8,28
6,19	6,19	6	8,08	8,08	8,08	7,47	8,26	6	8,08	8,26	8,08
5,02	5,02	4,26	6,96	6,96	6,96	6,14	7,41	4,26	6,96	7,41	6,96
2,56	2,56	1,72	3,47	3,47	3,47	3,13	4,06	1,72	3,47	4,06	3,47
0,28	0,28	0,19	0,37	0,37	0,37	0,44	0,52	0,19	0,37	0,52	0,37
0,14	0,14	0,1	0,19	0,19	0,19	0,22	0,26	0,1	0,19	0,26	0,19
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla C.13: Curva de generación de unidades solares PMGD.

B13	B15	B16	B20
179	243,50	204,67	13,00
206	222,25	203,50	0
121	232,50	188,83	0
63	243,75	192,67	0
51	241,50	201,67	0
85	235,00	182,83	0
45	258,5	162,00	11,00
68	230,5	190,17	41,00
47	103,5	78,00	119,00
8	84,75	65,17	162,00
7	30,50	58,00	159,00
0	20,50	53,5	159,00
0	20,75	56,83	158,00
0	54,50	63,00	159,00
0	81,75	63,50	159,00
0	54,25	63,67	157,00
0	25,75	72,17	161,00
0	32,00	74,00	160,00
0	107,75	81,50	159,00
0	121,75	105,83	160,00
45	217,00	185,67	160,00
92	224,25	214,33	161,00
54	247,75	227,67	158,00
46	251,00	224,33	153,00
179	243,50	204,67	13,00
206	222,25	203,50	0
121	232,50	188,83	0
63	243,75	192,67	0
51	241,50	201,67	0
85	235,00	182,83	0

Tabla C.14: Curva de generación de unidades hidroeléctricas de embalse.

B11	B13	B14	B15	B16	B17	B18	B19	B20
85,86	85,86	38,50	25,00	20,00	17,00	9,50	9,50	42,50
86,57	86,57	39,00	25,67	20,36	15,67	10,00	10,00	36,50
85,57	85,57	38,00	25,67	20,82	12,67	10,00	10,00	42,00
83,57	83,57	38,00	25,67	21,91	11,00	9,50	9,50	44,00
82,68	82,68	38,00	25,50	22,91	11,00	9,50	9,50	44,50
83,00	83,00	38,50	25,50	23,18	10,00	10,00	10,00	44,00
84,43	84,43	39,00	25,50	23,36	7,67	9,50	9,50	44,00
70,43	70,43	38,50	25,67	23,45	7,67	9,00	9,00	43,50
70,29	70,29	38,50	24,67	22,25	7,67	12,00	12,00	38,50
71,29	71,29	37,00	21,17	20,64	6,67	16,00	16,00	37,50
69,29	69,29	35,00	23,00	21,45	10,33	16,00	16,00	41,00
69,00	69,00	36,00	24,17	20,82	13,67	16,50	16,50	41,00
68,86	68,86	36,50	24,00	18,91	14,00	16,50	16,50	42,00
68,57	68,57	36,00	24,17	18,36	13,33	16,50	16,50	43,00
69,14	69,14	37,50	25,17	17,18	13,67	16,50	16,50	43,00
70,71	70,71	38,50	25,00	17,55	13,00	16,50	16,50	42,00
72,14	72,14	39,50	24,17	17,45	9,67	16,50	16,50	41,50
74,71	74,71	39,50	23,50	17,18	9,67	16,00	16,00	41,00
75,71	75,71	39,00	22,33	17,55	9,67	16,00	16,00	39,50
76,29	76,29	42,00	22,50	17,45	9,67	16,00	16,00	39,50
80,14	80,14	42,00	20,67	17,18	9,33	15,50	15,50	43,00
87,00	87,00	42,50	21,67	14,91	8,00	16,00	16,00	43,50
86,43	86,43	41,50	22,33	15,27	15,33	16,00	16,00	42,50
86,43	86,43	40,50	21,33	17,55	18,33	14,50	14,50	42,00
86,86	86,86	38,50	25,00	18,64	17,00	9,50	9,50	42,50
85,57	85,57	39,00	25,67	19,09	15,67	10,00	10,00	36,50
86,57	86,57	38,00	25,67	20,45	12,67	10,00	10,00	42,00
83,57	83,57	38,00	25,67	18,64	11,00	9,50	9,50	44,00
82,68	82,68	38,00	25,50	19,09	11,00	9,50	9,50	44,50
83,00	83,00	38,50	25,50	20,45	10,00	10,00	10,00	44,00

Tabla C.15: Curva de generación de unidades hidroeléctricas de pasada.

ANEXO D

Parámetros Gurobi

Parámetro	**Valor**	**Descripción**
OutputFlag	1	Activa la visualización del progreso de la optimización.
MIPGap	0,01	Criterio de convergencia para el problema MIP (1 %).
MIPFocus	0	Estrategia de búsqueda balanceada entre factibilidad y optimalidad.
Heuristics	0,5	Intensidad de heurísticas para encontrar soluciones factibles.
Presolve	1	Activa el preprocesamiento del modelo antes de la optimización.
Cuts	1	Nivel moderado de generación de planos de corte.
CliqueCuts	-1	Selección automática de cortes tipo clique.
VarBranch	-1	Selección automática de la estrategia de ramificación.
NodefileStart	0,05	Comienza a almacenar nodos en disco cuando el uso de memoria supera el 5 %.
Threads	0	Utiliza todos los núcleos disponibles del procesador.
DisplayInterval	100	Actualiza el registro de la optimización cada 100 segundos.
AggFill	0	Limita el llenado de la matriz durante la agregación para reducir el uso de memoria.
ConcurrentMIP	1	Ejecuta enfoques MIP concurrentes para mejorar el rendimiento.
LazyConstraints	0	Desactiva el uso de restricciones (Lazy Constraints).
MemLimit	16000	Limita el uso de memoria RAM a 16 GB.

Tabla D.1: Parámetros de configuración utilizados en Gurobi.

Bibliografía

[1] Ministerio de Energía de Chile, *Ley N° 20.936: Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional*, Chile, 2016.

[2] Ministerio de Energía, «Plan de Descarbonización de la Matriz Eléctrica, Decreto Exento N° 50», jun. de 2019.

[3] CEN, «Reporte Energético», ene. de 2025.

[4] Ministerio de Energía, «Planificación Energética de Largo Plazo, Período 2023–2027», sep. de 2023.

[5] Ministerio de Energía de Chile, «Decreto N° 88 de la Ley General de Servicios Eléctricos», 2019.

[6] Ministerio de Energía de Chile, «Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (NTCO)», 2024.

[7] N. Matute, S. Torres y C. Castro, «Transmission Expansion Planning Considering the Impact of Distributed Generation», en *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, Bucharest, Romania, 2019, págs. 1-6.

[8] V. H. Hinojosa, «Comparing Corrective and Preventive Security-Constrained DCOPF Problems Using Linear Shift-Factors», *Energies*, vol. 13, n.º 3, pág. 516, 2020.

[9] V. H. Hinojosa y J. Sepúlveda, «Solving the Stochastic Generation and Transmission Capacity Planning Problem Applied to Large-Scale Power Systems Using Generalized Shift Factors», *Energies*, vol. 13, n.º 13, pág. 3327, 2020.

[10] M. Carrión y J. M. Arroyo, «A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, n.º 3, págs. 1371-1378, ago. de 2006.

[11] H. Zhang, V. Vittal, G. T. Heyd y J. Quintero, «A Mixed-Integer Linear Programming Approach for Multi-Stage Security-Constrained Transmission Expansion Planning», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, n.º 2, págs. 1125-1133, 2012.

[12] J. Sepúlveda, «Planificación de la Capacidad de Generación y Transmisión Usando Factores de Sensibilidad, Considerando Incertidumbre en las Variables de Entrada, Contingencias y Restricciones de Flexibilidad», Memoria de titulación de pregrado, Universidad Técnica Federico Santa María, Chile, 2018.

[13] CEN, Gerencia de Planificación y Desarrollo de la Red, «Informe Escenarios de Expansión del Parque Generador, Período 2023–2024», 2024.

[14] M. G. Soliman y M. E. El-Hawary, *Computer-Aided Power System Analysis: Engineering Reference*. New York: Marcel Dekker, 2002.

[15] CEN, Gerencia de Planificación y Desarrollo de la Red, «Verificación de Posibles Congestiones en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD», 2025.

[16] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill, 1994.

[17] J. E. Stiglitz y N. Stern, «Report of the High-Level Commission on Carbon Prices», 2017.