

2022-08

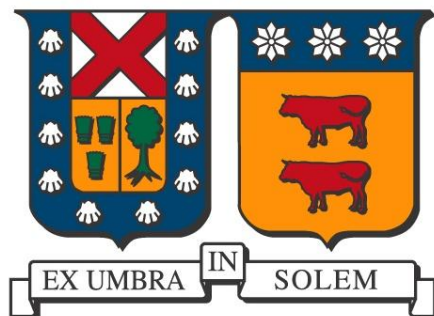
Desarrollo de la formulación matemática aplicada a la planificación estocástica de la expansión de sistemas eléctricos de potencia utilizando factores lineales y considerando coordinación hidrotérmica

Zúñiga Contreras, Martín Andrés

<https://hdl.handle.net/11673/53989>

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAÍSO – CHILE



**DESARROLLO DE LA FORMULACIÓN
MATEMÁTICA APLICADA A LA PLANIFICACIÓN
ESTOCÁSTICA DE LA EXPANSIÓN DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO
FACTORES LINEALES Y CONSIDERANDO
COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA**

MARTÍN ANDRÉS ZÚÑIGA CONTRERAS

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

Profesor(es) Guía(s):
Dr. Víctor Hinojosa Mateus (UTFSM)
Dr. Esteban Gil Sagás (UTFSM)

Valparaíso, Agosto 2022

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAÍSO – CHILE



**DESARROLLO DE LA FORMULACIÓN
MATEMÁTICA APLICADA A LA PLANIFICACIÓN
ESTOCÁSTICA DE LA EXPANSIÓN DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO
FACTORES LINEALES Y CONSIDERANDO
COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA**

MARTÍN ANDRÉS ZÚÑIGA CONTRERAS

2022

“Nunca olvides ser feliz.”

Anónimo.-

Dedicatoria

Mamá, Abuelo y Familia

Dedicatoria

*A mi madre, abuelo y familia
por su apoyo incondicional
en cada etapa de mi vida.*

Muchas Gracias.

Agradecimientos

Agradezco a mi madre, por su apoyo incondicional y palabras de aliento. A mi familia, por su energía y presencia. A mis amigos y amigas, por las experiencias compartidas.

A todas aquellas personas, quienes siempre estarán en mi corazón, muchas gracias.

Índice General

Dedicatoria	4
Agradecimientos	5
Índice General.....	6
Índice de Figuras	9
Índice de Tablas.....	13
Nomenclatura.....	17
Resumen	20
Abstract	21
1. Introducción.....	22
1.1. Antecedentes y motivaciones.....	22
1.2. Objetivos	23
1.2.1. Objetivo general	23
1.2.2. Objetivos específicos	24
1.3. Alcances.....	24
1.4. Estructura del trabajo	24
2. Planificación de expansión de generación y transmisión en el sistema eléctrico chileno.....	25
2.1. Contexto nacional	25
2.2. Planificación energética	26
2.3. Planificación de la transmisión	27
2.4. Coordinación hidrotérmica en el proceso de planificación.....	27
2.2.1. Características de la coordinación hidrotérmica	27
2.2.2. Costos inmediatos y futuros de operación	28
2.5. Modelo del sistema eléctrico para la planificación.....	30
3. Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia.....	31
3.1. Función objetivo	31
3.2. Restricciones del problema	31
3.3. Metodología SDDP aplicada al problema de planificación	36
3.4. Otros métodos de solución.....	42
3.4.1. Métodos de búsqueda y optimización matemática.....	42
3.4.2. Métodos meta-heurísticos	42
3.5. Nomenclatura	42
4. Resultados en sistemas de prueba.....	45
4.1. Análisis de resultados en el sistema Garver.....	45
4.1.1. Planificación estática de la generación y transmisión utilizando sistema Garver.....	45

4.1.2. Planificación multi-periodo de la generación y transmisión utilizando sistema modificado Garver con demanda modelada en 5 bloques horarios	52
4.1.3. Planificación multi-periodo de la generación y transmisión utilizando sistema modificado Garver con demanda modelada en 24 bloques horarios.....	61
4.1.4. Resumen de resultados en sistema Garver	71
4.2. Análisis de resultados en el sistema IEEE118	75
4.2.1. Planificación multi-periodo de la generación y transmisión utilizando sistema IEEE118 con demanda modelada en 24 bloques horarios	75
4.2.2. Resumen de resultados en sistema IEEE118	79
5. Resultados en SEN 2017.....	80
5.1. Modelo reducido del SEN 2017.....	80
5.2. Definición de escenarios hidrológicos	81
5.3. Alternativas de expansión en transmisión.....	81
5.4. Alternativas de expansión en generación.....	81
5.5. Resultados de expansión SEN 2017 considerando coordinación hidrotérmica, generación ERV y modelación de 24 bloques horarios	82
6. Resumen final y conclusiones	90
Bibliografía.....	92
Anexos.....	95
A. Metodologías en el proceso de planificación del sistema eléctrico chileno.....	96
B. Factores lineales.....	100
B1. Factor lineal de sensibilidad pre-contingencia.....	100
B2. Factor lineal de sensibilidad post-contingencia	102
C. Metodología de Programación Dinámica Dual Estocástica	103
D. Sistema Garver	108
D1. Diagrama del sistema.....	108
D2. Datos de líneas de transmisión.....	109
D3. Datos de generación.....	110
D4. Datos de demanda	113
D5. Resultados Garver	115
E. Sistema IEEE118	119
E1. Diagrama del sistema.....	119
E2. Datos de líneas de transmisión.....	120
E3. Datos de generación.....	125
E4. Datos de demanda	129

F. Sistema Eléctrico Nacional 2017	133
F1. Diagrama del sistema	133
F2. Datos de líneas de transmisión.....	135
F3. Datos de generación.....	142
F4. Datos de demanda	159
F5. Resultados SEN 2017	164

Índice de Figuras

FIGURA 2.1: DISPOSICIÓN DE SUB-SISTEMAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO. FUENTE: CNE.	25
FIGURA 2.2: CAPACIDAD INSTALADA NETA POR SISTEMA Y TECNOLOGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO. FUENTE: CNE.	26
FIGURA 2.3: COSTOS INMEDIATO Y FUTURO DE OPERACIÓN EN FUNCIÓN DEL AGUA EMBALSADA [11].	29
FIGURA 2.4: COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y VALOR DEL AGUA [11].	29
FIGURA 2.5: SITUACIONES RESPECTO AL USO DEL AGUA EMBALSADA Y ESCENARIOS HIDROLÓGICOS [11].....	30
FIGURA 3.1: DIAGRAMA DE FLUJO PARA RESOLUCIÓN DE PROBLEMA DE PLANIFICACIÓN UTILIZANDO METODOLOGÍA SDDP.	41
FIGURA 4.1: FLUJO POR LÍNEAS Y POTENCIA GENERADA POR UNIDADES, GARVER ESTÁTICO, CASO BASE.	46
FIGURA 4.2: FLUJO POR LÍNEAS PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS, GARVER ESTÁTICO, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.	48
FIGURA 4.3: POTENCIA GENERADA PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS, GARVER ESTÁTICO, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.	49
FIGURA 4.4: FLUJO POR LÍNEAS ACTUALES, GARVER 5 BLOQUES, CASO BASE.	53
FIGURA 4.5: FLUJO POR LÍNEAS NUEVAS, GARVER 5 BLOQUES, CASO BASE.	53
FIGURA 4.6: POTENCIA GENERADA POR UNIDADES ACTUALES, GARVER 5 BLOQUES, CASO BASE.	53
FIGURA 4.7: POTENCIA GENERADA POR UNIDADES NUEVAS, GARVER 5 BLOQUES, CASO BASE.	53
FIGURA 4.8: ENERGÍA ANUAL GENERADA POR UNIDADES, GARVER 5 BLOQUES, CASO BASE.	54
FIGURA 4.9: FLUJO POR LÍNEAS ACTUALES PRE-CONTINGENCIA, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.	58
FIGURA 4.10: FLUJO POR LÍNEAS NUEVAS PRE-CONTINGENCIA, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.	58
FIGURA 4.11: FLUJO POR LÍNEAS ACTUALES PARA POST-CONTINGENCIA, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.	58
FIGURA 4.12: FLUJO POR LÍNEAS NUEVAS PARA POST-CONTINGENCIA, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.	58
FIGURA 4.13: POTENCIA GENERADA POR UNIDADES ACTUALES PRE-CONTINGENCIA, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.	59
FIGURA 4.14: POTENCIA GENERADA POR UNIDADES NUEVAS PRE-CONTINGENCIA, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.	59
FIGURA 4.15: DEMANDA Y POTENCIA GENERADA PARA PRE- Y POST-CONTINGENCIA, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.	59
FIGURA 4.16: ENERGÍA ANUAL GENERADA PRE- Y POST-CONTINGENCIA, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.	59
FIGURA 4.17: %VOLUMEN EMBALSADO Y CAUDAL DE AGUA TURBINADA DURANTE HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.	60
FIGURA 4.18: CAUDAL DE AGUA TURBINADA AÑO 1, 4, 7 Y 10, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.	60
FIGURA 4.19: %VOLUMEN DE AGUA EMBALSADA AÑO 1, 4, 7 Y 10, GARVER DINÁMICO 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 SALIDA LÍNEA 3-5.	60

FIGURA 4.20: COMPORTAMIENTO LÍMITE SUPERIOR E INFERIOR, METODOLOGÍA SDDP, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.	60
FIGURA 4.21: FLUJO POR LÍNEAS ACTUALES, GARVER 24 BLOQUES, CASO BASE.....	62
FIGURA 4.22: FLUJO POR LÍNEAS NUEVAS, GARVER 24 BLOQUES, CASO BASE.	62
FIGURA 4.23: POTENCIA GENERADA POR UNIDADES ACTUALES, GARVER 24 BLOQUES, CASO BASE.....	62
FIGURA 4.24: POTENCIA GENERADA POR UNIDADES NUEVAS, GARVER 24 BLOQUES, CASO BASE.	62
FIGURA 4.25: ENERGÍA DIARIA GENERADA, GARVER 24 BLOQUES, CASO BASE.	62
FIGURA 4.26: FLUJO POR LÍNEAS ACTUALES, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.....	68
FIGURA 4.27: FLUJO POR LÍNEAS NUEVAS, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.....	68
FIGURA 4.28: POTENCIA GENERADA POR UNIDADES TÉRMICAS ACTUALES, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	68
FIGURA 4.29: POTENCIA GENERADA POR UNIDAD HIDROELÉCTRICA, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	68
FIGURA 4.30: POTENCIA GENERADA POR UNIDADES EÓLICAS NUEVAS, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	68
FIGURA 4.31: POTENCIA GENERADA POR UNIDADES SOLARES NUEVAS, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	68
FIGURA 4.32: ENERGÍA DIARIA GENERADA POR TIPO DE GENERACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	69
FIGURA 4.33: POTENCIA DESPACHADA PARA LOS 24 BLOQUES HORARIOS POR TIPO DE GENERACIÓN AÑO 1, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.....	69
FIGURA 4.34: POTENCIA DESPACHADA PARA LOS 24 BLOQUES HORARIOS POR TIPO DE GENERACIÓN AÑO 5, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.....	69
FIGURA 4.35: POTENCIA DESPACHADA PARA LOS 24 BLOQUES HORARIOS POR TIPO DE GENERACIÓN AÑO 10, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	69
FIGURA 4.36: %VOLUMEN DE AGUA EMBALSADA Y CAUDAL DE AGUA TURBINADA DURANTE HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	70
FIGURA 4.37: CAUDAL DE AGUA TURBINADA DURANTE LOS 24 BLOQUES HORARIOS AÑO 1, 4, 7 Y 10, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	70
FIGURA 4.38: %VOLUMEN DE AGUA EMBALSADA DURANTE LOS 24 BLOQUES HORARIOS AÑO 1, 4, 7 Y 10, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.....	70
FIGURA 4.39: COMPORTAMIENTO LÍMITE SUPERIOR E INFERIOR, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	71
FIGURA 5.1: DEMANDA Y POTENCIA GENERADA DURANTE HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	83
FIGURA 5.2: DEMANDA Y POTENCIA GENERADA AÑO 2017, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	84
FIGURA 5.3: DEMANDA Y POTENCIA GENERADA AÑO 2036, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	84
FIGURA 5.4: POTENCIA GENERADA POR UNIDADES TÉRMICAS Y NUEVAS DURANTE 24 BLOQUES HORARIOS CADA 5 AÑOS DE PLANIFICACIÓN, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	84
FIGURA 5.5: POTENCIA DESPACHADA PARA LOS 24 BLOQUES HORARIOS POR TIPO DE TECNOLOGÍA AÑO 2017, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	85
FIGURA 5.6: POTENCIA DESPACHADA PARA LOS 24 BLOQUES HORARIOS POR TIPO DE TECNOLOGÍA AÑO 2027, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	85
FIGURA 5.7: POTENCIA DESPACHADA PARA LOS 24 BLOQUES HORARIOS POR TIPO DE TECNOLOGÍA AÑO 2036, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	86

FIGURA 5.8: ENERGÍA DIARIA GENERADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA DURANTE HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	86
FIGURA 5.9: CAUDAL DE AGUA TOTAL TURBINADA, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	87
FIGURA 5.10: %VOLUMEN DE AGUA TOTAL EMBALSADA, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	87
FIGURA 5.11: COMPORTAMIENTO LÍMITE SUPERIOR E INFERIOR, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	89
FIGURA A.1: DIAGRAMA DE METODOLOGÍA PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN. FUENTE: CNE.	98
FIGURA A.2: DIAGRAMA DEL SEN PARA EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN. FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA.	99
FIGURA B.1: REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA CONCEPTO CANCELACIÓN DE FLUJOS.	101
FIGURA C.1: PROCESO DE DECISIÓN MULTI-ETAPA.	104
FIGURA C.2: PROCESO DETERMINÍSTICO.	105
FIGURA C.3: DIAGRAMA DE ÁRBOL PARA PROCESO DETERMINÍSTICO.	106
FIGURA C.4: PROCESO ESTOCÁSTICO.	107
FIGURA C.5: DIAGRAMA DE ÁRBOL PARA PROCESO ESTOCÁSTICO.	107
FIGURA D.1: DIAGRAMA SISTEMA GARVER.	108
FIGURA E.1: DIAGRAMA SISTEMA IEEE 118.	119
FIGURA F.1: DIAGRAMA SEN 2017, PARTE 1.	133
FIGURA F.2: DIAGRAMA SEN 2017, PARTE 2.	134
FIGURA F.3: CONEXIÓN ENTRE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS TIPO EMBALSE Y PASADA MODELO REDUCIDO SEN 2017.	151
FIGURA F.4: ENERGÍA AFLUENTE ANUAL AL SEN 2017.	152
FIGURA F.5: ENERGÍA AFLUENTE ANUAL AL SEN 2017, ORDEN DESCENDENTE POR AÑO HIDROLÓGICO.	153
FIGURA F.6: HIDROLOGÍA HÚMEDA, AÑO 1978.	154
FIGURA F.7: HIDROLOGÍA MEDIA, AÑO 1971.	154
FIGURA F.8: HIDROLOGÍA SECA, AÑO 1989.	155
FIGURA F.9: PERFIL DE GENERACIÓN EÓLICA HORARIA EN [MW] PARA CENTRALES CANDIDATAS A INVERSIÓN MODELO REDUCIDO SEN 2017.	157
FIGURA F.10: PERFIL DE GENERACIÓN SOLAR HORARIA EN [MWh/MW] PARA CENTRALES CANDIDATAS A INVERSIÓN MODELO REDUCIDO SEN 2017.	158
FIGURA F.11: FACTORES DE DEMANDA PARA BARRA RESIDENCIAL MODELO REDUCIDO SEN 2017.	163
FIGURA F.12: FACTORES DE DEMANDA PARA BARRA INDUSTRIAL O MINERA MODELO REDUCIDO SEN 2017.	163
FIGURA F.13: FLUJO POR LÍNEA CHANGOS-CUMBRES, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	164
FIGURA F.14: FLUJO POR LÍNEA CUMBRES-NUEVA CARDONES, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	164
FIGURA F.15: FLUJO POR LÍNEA NUEVA CARDONES-NUEVA MAITENCILLO, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	164
FIGURA F.16: FLUJO POR LÍNEA NUEVA MAITENCILLO-NUEVA PAN DE AZÚCAR, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	164
FIGURA F.17: FLUJO POR LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR-POLPAICO, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	164
FIGURA F.18: FLUJO POR LÍNEA POLPAICO-LO AGUIRRE, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	164
FIGURA F.19: FLUJO POR LÍNEA POLPAICO-ALTO JAHUEL, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	165
FIGURA F.20: FLUJO POR LÍNEA LO AGUIRRE-ALTO JAHUEL, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	165
FIGURA F.21: FLUJO POR LÍNEA ANCO-ALTO JAHUEL, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	165
FIGURA F.22: FLUJO POR LÍNEA CHARRÚA-ANCOA, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	165
FIGURA F.23: CAUDAL DE AGUA TURBINADA CENTRAL ANTUCO+EL TORO.	165
FIGURA F.24: VOLUMEN AGUA EMBALSADA CENTRAL ANTUCO+EL TORO.	165
FIGURA F.25: CAUDAL DE AGUA TURBINADA CENTRAL CANUTILLAR.	166
FIGURA F.26: VOLUMEN AGUA EMBALSADA AÑOS CENTRAL CANUTILLAR.	166
FIGURA F.27: CAUDAL DE AGUA TURBINADA CENTRAL ANGOSTURA.	166
FIGURA F.28: VOLUMEN AGUA EMBALSADA CENTRAL ANGOSTURA.	166
FIGURA F.29: CAUDAL DE AGUA TURBINADA CENTRAL CIPRESES.	166

FIGURA F.30: VOLUMEN AGUA EMBALSADA CENTRAL CIPRESES.....	166
FIGURA F.31: CAUDAL DE AGUA TURBINADA CENTRAL COLBÚN.....	167
FIGURA F.32: VOLUMEN AGUA EMBALSADA AÑOS CENTRAL COLBÚN.....	167
FIGURA F.33: CAUDAL DE AGUA TURBINADA CENTRAL MACHICURA.....	167
FIGURA F.34: VOLUMEN AGUA EMBALSADA CENTRAL MACHICURA	167
FIGURA F.35: CAUDAL DE AGUA TURBINADA CENTRAL PANGUE.	167
FIGURA F.36: VOLUMEN AGUA EMBALSADA CENTRAL PANGUE.	167
FIGURA F.37: CAUDAL DE AGUA TURBINADA AÑOS CENTRAL PEHUENCHE.....	168
FIGURA F.38: VOLUMEN AGUA EMBALSADA CENTRAL PEHUENCHE.....	168
FIGURA F.39: CAUDAL DE AGUA TURBINADA CENTRAL RALCO.....	168
FIGURA F.40: VOLUMEN AGUA EMBALSADA CENTRAL RALCO.	168
FIGURA F.41: CAUDAL DE AGUA TURBINADA CENTRAL RAPEL.....	168
FIGURA F.42: VOLUMEN AGUA EMBALSADA CENTRAL RAPEL.	168

Índice de Tablas

TABLA 2.1: LONGITUD Y PRESENCIA PORCENTUAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SEN POR NIVEL DE TENSIÓN. FUENTE: CNE.....	26
TABLA 4.1: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER ESTÁTICO, CASO BASE.....	46
TABLA 4.2: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER ESTÁTICO, CASO BASE.....	46
TABLA 4.3: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER ESTÁTICO, CASO BASE.....	46
TABLA 4.4: FACTORES DE ESCALA PARA LA DEMANDA POR ESCENARIO.....	47
TABLA 4.5: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER ESTÁTICO, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.....	47
TABLA 4.6: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER ESTÁTICO, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.....	47
TABLA 4.7: COSTOS DE INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN, GARVER ESTÁTICO, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.....	47
TABLA 4.8: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER ESTÁTICO, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.....	48
TABLA 4.9: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER ESTÁTICO, CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.....	49
TABLA 4.10: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER ESTÁTICO, CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.....	49
TABLA 4.11: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER ESTÁTICO, CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.....	50
TABLA 4.12: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER ESTÁTICO, CRITERIO N-1 GENERAL.....	50
TABLA 4.13: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER ESTÁTICO, CRITERIO N-1 GENERAL.....	50
TABLA 4.14: COMPARACIÓN DE POTENCIA GENERADA ENTRE CASO BASE Y CASO N-1 GENERAL, GARVER ESTÁTICO.	51
TABLA 4.15: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER ESTÁTICO, CRITERIO N-1 GENERAL.....	51
TABLA 4.16: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER DINÁMICO 5 BLOQUES, CASO BASE.....	52
TABLA 4.17: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER 5 BLOQUES, CASO BASE.....	52
TABLA 4.18: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER 5 BLOQUES, CASO BASE.....	52
TABLA 4.19: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER 5 BLOQUES, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.....	54
TABLA 4.20: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER 5 BLOQUES, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.....	54
TABLA 4.21: COSTOS DE INVERSIÓN, GARVER 5 BLOQUES, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.....	55
TABLA 4.22: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER 5 BLOQUES, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.....	55
TABLA 4.23: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA.....	56
TABLA 4.24: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA.....	56
TABLA 4.25: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA.....	56
TABLA 4.26: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER 5 BLOQUES, CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.....	56
TABLA 4.27: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER 5 BLOQUES, CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.....	56
TABLA 4.28: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER 5 BLOQUES, CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.....	57
TABLA 4.29: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.....	57
TABLA 4.30: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.....	57
TABLA 4.31: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER 5 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.....	57
TABLA 4.32: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER 24 BLOQUES, CASO BASE.....	61
TABLA 4.33: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, CASO BASE.....	61
TABLA 4.34: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, CASO BASE.....	61

TABLA 4.35: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER 24 BLOQUES, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.	63
TABLA 4.36: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.	63
TABLA 4.37: COSTOS DE INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.	63
TABLA 4.38: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.	63
TABLA 4.39: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER 24 BLOQUES, GENERACIÓN ERV.	64
TABLA 4.40: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, GENERACIÓN ERV.	64
TABLA 4.41: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, GENERACIÓN ERV.	64
TABLA 4.42: FACTORES DE ESCALAMIENTO PARA CADA ESCENARIO DE GENERACIÓN EÓLICA.	65
TABLA 4.43: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER 24 BLOQUES, INCERTIDUMBRE EN GENERACIÓN EÓLICA.	65
TABLA 4.44: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, INCERTIDUMBRE EN GENERACIÓN EÓLICA.	65
TABLA 4.45: COSTOS DE INVERSIÓN, GARVER 24 BLOQUES, INCERTIDUMBRE EN GENERACIÓN EÓLICA.	65
TABLA 4.46: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, INCERTIDUMBRE EN GENERACIÓN EÓLICA.	66
TABLA 4.47: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA.	66
TABLA 4.48: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA.	66
TABLA 4.49: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA.	66
TABLA 4.50: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	67
TABLA 4.51: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	67
TABLA 4.52: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, GARVER 24 BLOQUES, COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	67
TABLA 4.53: RESUMEN RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN GARVER ESTÁTICO.	71
TABLA 4.54: RESUMEN RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN GARVER 5 BLOQUES.	72
TABLA 4.55: RESUMEN RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN 24 BLOQUES.	72
TABLA 4.56: RESUMEN ESTADÍSTICAS DE SIMULACIÓN GARVER ESTÁTICO.	73
TABLA 4.57: RESUMEN ESTADÍSTICAS DE SIMULACIÓN GARVER 5 BLOQUES.	73
TABLA 4.58: RESUMEN ESTADÍSTICAS DE SIMULACIÓN GARVER 24 BLOQUES.	74
TABLA 4.59: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, IEEE 118 CASO BASE.	75
TABLA 4.60: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, IEEE 118 CASO BASE.	76
TABLA 4.61: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, IEEE 118 CASO BASE.	76
TABLA 4.62: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, IEEE 118 GENERACIÓN ERV.	76
TABLA 4.63: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, IEEE 118 GENERACIÓN ERV.	77
TABLA 4.64: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, IEEE 118 GENERACIÓN ERV.	77
TABLA 4.65: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, IEEE 118 COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	78
TABLA 4.66: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, IEEE 118 COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	78
TABLA 4.67: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, IEEE 118 COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y GENERACIÓN ERV.	78
TABLA 4.68: RESUMEN RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN IEEE 118.	79
TABLA 4.69: RESUMEN ESTADÍSTICAS DE SIMULACIÓN IEEE 118.	79
TABLA 5.1: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES MODELO REDUCIDO SEN 2017.	80
TABLA 5.2: INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	82
TABLA 5.3: INVERSIÓN EN GENERACIÓN, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	83
TABLA 5.4: RESULTADOS MODELO DE PLANIFICACIÓN, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	83
TABLA 5.5: VARIACIÓN EN [MW/H] DE TOMA Y LIBERACIÓN DE CARGA PARA UNIDADES TÉRMICAS, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	85

TABLA 5.6: EVOLUCIÓN PORCENTUAL DE LA CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE GENERACIÓN DURANTE HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN, MODELO REDUCIDO SEN 2017.	88
TABLA 5.7: ESTADÍSTICAS DE SIMULACIÓN MODELO REDUCIDO SEN 2017.	89
TABLA D.1: DATOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SISTEMA GARVER.	109
TABLA D.2: DATOS DE UNIDADES TÉRMICAS ACTUALES Y NUEVAS SISTEMA GARVER, MODELO ESTÁTICO Y 5 BLOQUES.	110
TABLA D.3: DATOS DE UNIDADES TÉRMICAS ACTUALES Y NUEVAS SISTEMA GARVER, MODELO 24 BLOQUES.	110
TABLA D.4: DATOS UNIDADES EÓLICAS NUEVAS SISTEMA GARVER.	110
TABLA D.5: PERFIL DE GENERACIÓN EÓLICA HORARIA SISTEMA GARVER.	110
TABLA D.6: DATOS DE UNIDADES SOLARES NUEVAS SISTEMA GARVER.	111
TABLA D.7: DATOS DE UNIDAD HIDROELÉCTRICA TIPO EMBALSE ACTUAL SISTEMA GARVER.	111
TABLA D.8: FCF UNIDAD HIDROELÉCTRICA SISTEMA GARVER 5 BLOQUES.	111
TABLA D.9: FCF UNIDAD HIDROELÉCTRICA SISTEMA GARVER 24 BLOQUES.	112
TABLA D.10: DATOS DE DEMANDA SISTEMA GARVER.	113
TABLA D.11: FACTORES DE CRECIMIENTO ANUAL DE DEMANDA SISTEMA GARVER.	113
TABLA D.12: FACTORES DE DEMANDA SISTEMA GARVER 5 BLOQUES.	113
TABLA D.13: FACTORES DE DEMANDA HORARIA SISTEMA GARVER 24 BLOQUES.	113
TABLA D.14: FLUJO POR LÍNEAS PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS, GARVER ESTÁTICO INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.	115
TABLA D.15: POTENCIA GENERADA PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS, GARVER ESTÁTICO INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.	115
TABLA D.16: FLUJO POR LÍNEAS PRE- Y POST-CONTINGENCIA, GARVER ESTÁTICO CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.	115
TABLA D.17: POTENCIA GENERADA PRE- Y POST-CONTINGENCIA, GARVER ESTÁTICO CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5. ...	116
TABLA D.18: FLUJO POR LÍNEAS PRE- Y POST-CONTINGENCIA, GARVER ESTÁTICO CRITERIO N-1 GENERAL.	116
TABLA D.19: POTENCIA GENERADA PRE- Y POST-CONTINGENCIA, GARVER ESTÁTICO CRITERIO N-1 GENERAL.	117
TABLA D.20: MAGNITUD MÁXIMA DEL FLUJO POR LÍNEAS PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS, GARVER 5 BLOQUES INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.	117
TABLA D.21: MAGNITUD MÁXIMA DEL FLUJO POR LÍNEAS PRE- Y POST-CONTINGENCIA, GARVER 5 BLOQUES COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA Y CRITERIO N-1 LÍNEA 3-5.	117
TABLA D.22: MAGNITUD MÁXIMA DEL FLUJO POR LÍNEAS PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS, GARVER 24 BLOQUES INCERTIDUMBRE EN DEMANDA.	118
TABLA D.23: MAGNITUD MÁXIMA DEL FLUJO POR LÍNEAS PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS, GARVER 24 BLOQUES INCERTIDUMBRE EN GENERACIÓN EÓLICA.	118
TABLA E.1: DATOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SISTEMA IEEE 118.	120
TABLA E.2: DATOS UNIDADES TÉRMICAS ACTUALES SISTEMA IEEE 118.	125
TABLA E.3: DATOS UNIDADES TÉRMICAS NUEVAS SISTEMA IEEE 118.	126
TABLA E.4: DATOS DE UNIDADES HIDROELÉCTRICAS TIPO EMBALSE ACTUALES SISTEMA IEEE 118.	126
TABLA E.5: DATOS DE UNIDADES EÓLICAS NUEVAS SISTEMA IEEE 118.	127
TABLA E.6: DATOS DE UNIDADES SOLARES NUEVAS SISTEMA IEEE 118.	127
TABLA E.7: PERFIL DE GENERACIÓN EÓLICA HORARIA SISTEMA IEEE 118.	127
TABLA E.8: FCF UNIDADES HIDROELÉCTRICAS SISTEMA IEEE 118.	128
TABLA E.9: DATOS DE DEMANDA MÁXIMA POR BARRA SISTEMA IEEE 118.	129
TABLA E.10: FACTORES DE CRECIMIENTO ANUAL DE DEMANDA MÁXIMA SISTEMA IEEE 118.	132
TABLA E.11: FACTORES DE DEMANDA HORARIA SISTEMA IEEE 118.	132
TABLA F.1: DATOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MODELO REDUCIDO SEN 2017.	135
TABLA F.2: PROPUESTAS DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN MODELO REDUCIDO SEN 2017.	140
TABLA F.3: PROPUESTAS DE REFUERZOS EN TRANSMISIÓN MODELO REDUCIDO SEN 2017.	141

TABLA F.4: DATOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN MODELO REDUCIDO SEN 2017.	142
TABLA F.5: DATOS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS TIPO EMBALSE MODELO REDUCIDO SEN 2017.	149
TABLA F.6: FCF CENTRALES HIDROELÉCTRICAS TIPO EMBALSE MODELO REDUCIDO SEN 2017, PARTE 1.	149
TABLA F.7: FCF CENTRALES HIDROELÉCTRICAS TIPO EMBALSE MODELO REDUCIDO SEN 2017, PARTE 2.	150
TABLA F.8: CENTRALES TÉRMICAS CANDIDATAS A INVERSIÓN MODELO REDUCIDO SEN 2017.	155
TABLA F.9: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS CANDIDATAS A INVERSIÓN MODELO REDUCIDO SEN 2017.	155
TABLA F.10: CENTRALES EÓLICAS CANDIDATAS A INVERSIÓN MODELO REDUCIDO SEN 2017.	156
TABLA F.11: CENTRALES SOLARES CANDIDATAS A INVERSIÓN MODELO REDUCIDO SEN 2017.	156
TABLA F.12: DATOS DE GENERACIÓN EÓLICA HORARIA EN [MW] PARA CENTRALES CANDIDATAS A INVERSIÓN MODELO REDUCIDO SEN 2017.	156
TABLA F.13: DATOS DE GENERACIÓN SOLA HORARIA EN [MWh/MW] PARA CENTRALES CANDIDATAS A INVERSIÓN MODELO REDUCIDO SEN 2017.	158
TABLA F.14: DATOS DE DEMANDA MÁXIMA POR BARRA MODELO REDUCIDO SEN 2017.	159
TABLA F.15: FACTORES DE CRECIMIENTO ANUAL DE DEMANDA MÁXIMA MODELO REDUCIDO SEN 2017.	162
TABLA F.16: FACTORES DE DEMANDA HORARIA POR TIPO DE BARRA MODELO REDUCIDO SEN 2017.	162

Nomenclatura

Siglas:

- CNE: Comisión Nacional de Energía.
- DC: Flujos de potencia en corriente continua.
- ERV: Energía Renovable Variable.
- FCF: Función de Costo Futuro.
- FCI: Función de Costo Inmediato.
- SDDP: Stochastic Dual Dynamic Programming.
- SEA: Sistema Eléctrico de Aysén.
- SEM: Sistema Eléctrico de Magallanes.
- SEN: Sistema Eléctrico Nacional.
- SEP: Sistemas Eléctricos de Potencia.
- SF: Factor de Sensibilidad.
- SIC: Sistema Interconectado Central.
- SING: Sistema Interconectado del Norte Grande.

Índices y sets:

- g : Índice de la unidad generadora.
- l : Índice de la línea de transmisión.
- t : Índice del año de planificación.
- s : Índice del escenario.
- b : Índice del bloque de carga.
- i, j, w, q : Índice de las barras.
- k : Índice de iteración.
- G : Conjunto de unidades generadoras.
- G^X : Conjunto de unidades generadoras nuevas.
- G^E : Conjunto de unidades generadoras existentes.
- G^R : Conjunto de unidades generadoras virtuales.
- GT^X : Conjunto de unidades generadoras térmicas nuevas.
- GT^E : Conjunto de unidades generadoras térmicas existentes.
- GH^X : Conjunto de unidades generadoras hidroeléctricas nuevas.
- GH^E : Conjunto de unidades generadoras hidroeléctricas existentes.
- $G^{X_{eol}}$: Conjunto de unidades generadoras eólicas nuevas.
- $G^{E_{eol}}$: Conjunto de unidades generadoras eólicas existentes.
- $G^{X_{sol}}$: Conjunto de unidades generadoras solares nuevas.
- $G^{E_{sol}}$: Conjunto de unidades generadoras solares existentes.
- L : Conjunto de líneas de transmisión.
- L^X : Conjunto de líneas de transmisión nuevas.
- L^E : Conjunto de líneas de transmisión existentes.
- T : Conjunto de periodos de planificación.
- S : Conjunto de escenarios.
- Y : Conjunto de bloques en que se modela la demanda.
- Ω : Conjunto de barras.

Nomenclatura

Siglas, índices, sets, variables y parámetros

Variables:

- $x_{l,t,s}$: Variable de inversión binaria, asociada a la línea l , al año t y el escenario s .
 - $n_{g,t,s}$: Variable de inversión acumulada entera, asociada a la unidad generadora g , al año t y el escenario s .
 - $P_{g,b,t,s}$: Variable real, asociada a la potencia despachada por la unidad generadora g , en el bloque b , año t y escenario s .
 - $P_{g,b,t,s}^c$: Variable real, asociada a la potencia despachada por la unidad generadora g , en el bloque b , año t , y escenario s para la situación post-contingencia.
 - $r_{g,b,t,s}$: Variable real, asociada a la potencia despachada por la unidad generadora virtual g , en el bloque b , año t y escenario s .
 - $r_{g,b,t,s}^c$: Variable real, asociada a la potencia despachada por la unidad generadora virtual g , en el bloque b , año t y escenario s para la situación post-contingencia.
 - $\tilde{P}_{wq,b,t,s}$: Variable real, asociada a la inyección virtual en la barra w , en el bloque b , año t y escenario s retirada en la barra q .
 - $\tilde{P}_{wq,b,t,s}^c$: Variable real, asociada a la inyección virtual en la barra w , en el bloque b , año t y escenario s retirada en la barra q para la situación post-contingencia.
 - $V_{g,b,t,s}$: Variable real, asociada al volumen de agua del embalse de la unidad generadora hidráulica g , en el bloque b , año t y escenario s .
 - $V_{g,b,t,s}^c$: Variable real, asociada al volumen de agua del embalse de la unidad generadora hidráulica g , en el bloque b , año t y escenario s para la situación post-contingencia.
 - $I_{b,t,s}$: Variable real, asociada a la información hidrológica del sistema, en el bloque b , año t y escenario s .
 - $Q_{g,b,t,s}$: Variable real, asociada al caudal de agua de la unidad generadora hidroeléctrica g , en el bloque b , año t y escenario s .
 - $Q_{g,b,t,s}^c$: Variable real, asociada al caudal de agua de la unidad generadora hidroeléctrica g , en el bloque b , año t y escenario s para la situación post-contingencia.
 - CO^{k1} : Función de aproximación lineal de costos de operación.
 - $LI1^{k1}$: Límite inferior de algoritmo propuesto para la iteración $k1$.
 - $LS1^{k1}$: Límite superior de algoritmo propuesto para la iteración $k1$.
 - $LI2^{k2}$: Límite inferior de metodología SDDP para la iteración $k2$.
 - $LS2^{k2}$: Límite superior de metodología SDDP para la iteración $k2$.
 - $\bar{\pi}_{l,b,t,s}^{1,k}$: Variable dual asociada a restricción de flujo de potencia máxima por línea de transmisión candidata l , en el bloque b , año t y escenario s .
 - $\underline{\pi}_{l,b,t,s}^{1,k}$: Variable dual asociada a restricción de flujo de potencia mínima por línea de transmisión candidata l , en el bloque b , año t y escenario s .
 - $\bar{\pi}_{l,b,t,s}^{2,k}$: Variable dual asociada a restricción disyuntiva máxima de línea de transmisión candidata l , en el bloque b , año t y escenario s .
 - $\underline{\pi}_{l,b,t,s}^{2,k}$: Variable dual asociada a restricción disyuntiva mínima de línea de transmisión candidata l , en el bloque b , año t y escenario s .
 - $\bar{\pi}_{g,b,t,s}^{3,k}$: Variable dual asociada a restricción de límite de generación máxima de unidad candidata g , en el bloque b , año t y escenario s .
 - $\underline{\pi}_{l,b,t,s}^{3,k}$: Variable dual asociada a restricción de límite de generación mínima de unidad candidata g , en el bloque b , año t y escenario s .
-

Nomenclatura

Siglas, índices, sets, variables y parámetros

- $\pi_{g,b,t,s}^{A,k}$: Variable dual asociada a restricción de balance hídrico de unidad hidroeléctrica g , en el bloque b , año t y escenario s .

Parámetros:

- ω_s : Probabilidad de ocurrencia del escenario s .
- α_t : Factor de actualización de capital del año t .
- CI_l : Costo de inversión de la línea de transmisión l .
- CI_g : Costo de inversión de la unidad generadora g .
- $O\&M_g$: Costo de operación y mantenimiento anual de la unidad generadora g .
- P_g^M : Potencia máxima de la unidad generadora g .
- h_b : Duración del bloque de carga b .
- $VoLL$: Valor de pérdida de carga.
- $PD_{i,b,t,s}$: Potencia demandada en la barra i , bloque b , año t y escenario s .
- SR : Factor de reserva de capacidad.
- $\hat{P}_{g,b,t,s}$: Potencia asociada al perfil de generación de la unidad generadora g , en el bloque b , año t y escenario s .
- Δ_g^M : Máxima variación de potencia de la unidad generadora g entre las situaciones de pre- y post-contingencia.
- n_g^M : Número máximo de inversión de unidades generadoras g en un periodo.
- F_l^M : Flujo máximo por la línea de transmisión l .
- SF_l^i : Factor de distribución de transferencia de potencia de la línea de transmisión l respecto a la inyección en la barra i y retiro en la barra j .
- A_l^c : Parámetro que es igual a 0 si existe contingencia en la línea de transmisión l .
- M : Número de valor elevado.
- x_l^M : Número máximo de inversión de líneas de transmisión l en un periodo.
- ρ_g : Coeficiente de producción de la unidad generadora hidráulica g .
- $\overline{V}_g$: Nivel máximo de volumen de agua del embalse asociado a la unidad generadora hidroeléctrica g .
- $\underline{V}_g$: Nivel mínimo de volumen de agua del embalse asociado a la unidad generadora hidroeléctrica g .
- $\overline{Q}_g$: Caudal de agua máximo de la unidad generadora hidroeléctrica g .
- $\underline{Q}_g$: Caudal de agua mínimo de la unidad generadora hidroeléctrica g .
- H : Matriz de incidencia de las unidades generadoras hidroeléctricas.

Resumen

En esta memoria se desarrolla la formulación de un modelo para resolver de forma conjunta el problema de planificación de la expansión de generación y transmisión de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), utilizando factores lineales y programación dinámica aplicando el método de cancelación de flujos en el problema de transmisión y la metodología de programación dinámica dual estocástica (Stochastic Dual Dynamic Programming, SDDP) en el problema de operación, respectivamente. Además, el modelo incorpora incertidumbre tanto en la demanda como en la generación, criterio de seguridad $N-1$, coordinación hidrotérmica e inclusión de Energía Renovables Variables (ERV) de forma de realizar una modelación más real del sistema.

Para la validación del algoritmo se realizaron simulaciones de prueba en el sistema Garver de 6 barras e IEEE de 118 barras. Se analizó el efecto de incorporar incertidumbre y criterios de seguridad en la planificación, obteniéndose un aumento en los tiempos de simulación debido a la complejidad del algoritmo, y un aumento en los costos de planificación debido a que la solución de expansión es más robusta. También se analizó el efecto de la inclusión de coordinación hidrotérmica y de ERV en la planificación, obteniéndose planificaciones más económicas y una mayor capacidad de manejo de los recursos energéticos.

Finalmente, se resolvió el problema estocástico de la planificación de expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) considerando un horizonte de 20 años y utilizando las propuestas de expansión de la Comisión Nacional de Energía (CNE). La resolución de este problema se realizó incorporando coordinación hidrotérmica, obteniéndose que se requiere invertir en las propuestas Alto Jahuel-Polpaico, Cautín-Nueva Charrúa, Los Almendros-Maitencillo y Nueva Cardones-Maitencillo, mientras que se requiere reforzar los tramos Quillota-Polpaico y San Luis-Quillota. A su vez, se observa que se invierte solamente en ERV compuestas por generación solar, eólica e hidroeléctrica.

Abstract

This work develops a model formulation for the expansion of generation and transmission capacity in electrical power systems. The model uses linear factors and dynamic programming. It applies the flow cancellation method to the transmission problem and the stochastic dual dynamic programming (SDDP) methodology to the operation problem. The model also incorporates uncertainty, security criterion ($N-1$), coordination with hydrothermal and Variable Renewable Energies systems in order to perform a more realistic modeling of the system.

Validations of the algorithm and test simulations were performed on the 6-bar Garver and the IEEE 118 systems. The effect of the inclusion of uncertainty and security criterion in planning was also analyzed. This inclusion produced an increase in the simulation time due to the higher complexity of the algorithm as well as higher planning costs because the expansion solution is more robust. The effect of the inclusion of hydrothermal coordination and VRE in planning was also analyzed; it indicated both operation and technology strategies allow effective plans and improved management of the energetic resources.

Finally, the stochastic problem of planning for the expansion of the National Electricity System was solved considering a 20-year horizon and using the expansion alternatives proposed by the National Energy Commission. The solution to this problem was made with hydrothermal coordination, indicating the need to invest in Alto Jahuel-Polpaico, Cautín-Nueva Charrúa, Los Almendros-Maitencillo and Nueva Cardones-Maitencillo alternatives. Also, the optimization problem proposes to reinforce transmission lines Quillota-Polpaico and San Luis-Quillota. It is noted that investments in VRE generation come from solar, wind and hydroelectric generation.

Capítulo 1

1. Introducción

1.1. Antecedentes y motivaciones

Con el paso del tiempo, los SEP se encuentran sujetos a una mayor cantidad de estudios, pruebas y análisis, incitados por factores como: su constante crecimiento, la generación de nuevos polos de desarrollo, la innovación tecnológica, la alta penetración de ERV y los desafíos para mejorar su planificación, operación, control, entre otros.

Dentro de la planificación de los SEP, se encuentra la planificación energética y de la transmisión, que tienen como objetivo su operación y expansión óptima, minimizando sus costos de operación e inversión considerando restricciones técnicas, económicas, variabilidad de la generación renovable y eventualidades como: indisponibilidad de combustibles e infraestructura energética, desastres naturales, entre otros; asegurando su confiabilidad, eficiencia, seguridad, selectividad, rapidez y calidad.

En Chile, durante el año 2016 se decreta la Ley 20.936 [1], conocida como Ley de Transmisión Eléctrica, la cual establece un nuevo sistema de transmisión, crea un organismo coordinador independiente del SEN y define los organismos encargados de la planificación energética y de la transmisión. El Ministerio de Energía es el encargado de realizar cada 5 años, un proceso de planificación energética de largo plazo para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y demanda, en un horizonte de al menos 30 años [2]. En tanto, la CNE se encarga de realizar la planificación de expansión de la transmisión de forma anual, en un horizonte de al menos 20 años [3], considerando la planificación energética de largo plazo y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico chileno. Estas planificaciones se resuelven utilizando flujos de potencia en corriente continua (DC) y formulando las restricciones de las líneas candidatas en función de los ángulos de cada barra. Sin embargo, al realizar estas planificaciones en forma separada, no se obtiene una solución óptima en conjunto.

De forma paralela, como la demanda energética, el desarrollo tecnológico y el tamaño de los SEP se encuentran en constante crecimiento, produce que las distintas áreas del sistema eléctrico chileno inviertan en la construcción de nuevas centrales de generación, líneas de transmisión y acondicionamiento de equipos para abastecer la energía demandada. Por lo tanto, al no resolver el problema conjunto se podrían tener soluciones que no son viables por limitación de transmisión e incluso energía no suministrada. Además, se presentarían ineficiencias económicas para abastecer la demanda de largo plazo de los consumidores.

Por otro lado, la matriz energética de Chile [4] se ha visto afectada por la alta penetración de las ERV, entregándole una mayor diversificación en los últimos años. De acuerdo a la Ley 20.698 [5], conocida como Ley 20/25, Chile tiene como objetivo que a lo menos un 20% de su matriz energética sea compuesta por ERV en el año 2025. La incorporación de las ERV se debe a varias razones que validan el interés de las autoridades y entidades pertinentes para una mayor

participación de estas como: la tendencia a la baja en el costo de inversión por tecnología, el aumento de la eficiencia energética y de la vida útil de los proyectos eléctricos, los mejores precios en cuanto a servicios de operación y mantenimiento y la creación de políticas para incorporar este tipo de energía como solución medioambiental. Otro punto que se ha de tener en cuenta sobre la generación renovable corresponde a su alta variabilidad, la que trae consigo tanto efectos técnicos como económicos, ya que la potencia generada por este tipo de energía depende de las condiciones meteorológicas, aumentando costos de operación del sistema en los periodos en donde no suministran energía. Por lo tanto, es de gran importancia determinar una estrategia de planificación y operación del sistema eléctrico que permita una integración óptima de la generación de ERV y la generación térmica convencional existente, junto a una representación adecuada de la incertidumbre [6, 7] del sistema presente en costos de combustibles, viento, hidrología, caudales, demanda, entre otros. A su vez, la penetración de grandes bloques de ERV es viable siempre y cuando el sistema eléctrico existente contenga un parque térmico lo suficientemente robusto y flexible capaz de sobrellevar la alta variabilidad que caracteriza a este tipo de energía.

La implementación de un algoritmo computacional que resuelva de forma conjunta la planificación de expansión de la generación y transmisión será de vital importancia para los SEP. En este estudio para reducir la complejidad matemática de su formulación se utilizará factores lineales mediante el método de cancelación de flujos [8, 9]. Esto permite eliminar como variables de decisión los ángulos en cada barra y reducir de forma importante las restricciones del problema de optimización, lo que producirá una mejora en los tiempos de solución del problema. Por otro lado, se espera que este trabajo sea un apoyo para las herramientas y normas que son de responsabilidad del Ministerio de Energía y la CNE.

La planificación de expansión de la generación y transmisión que se realizará en este trabajo incorporará los siguientes puntos:

- Modelo DC para la formulación del problema de planificación de expansión.
- Utilización de factores lineales para reducir la complejidad matemática de la formulación del problema de planificación de expansión e incluir restricciones de seguridad de forma de mejorar la respuesta del sistema ante la ocurrencia de la salida de algún elemento del sistema de transmisión
- Coordinación hidrotérmica para lograr una estrategia óptima de operación y un uso eficiente de recursos energéticos.
- Incertidumbre en demanda o generación del sistema.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Desarrollar una herramienta computacional que permita la resolución del problema de planificación de los SEP utilizando factores lineales para obtener un plan de obras óptimo tanto en generación como transmisión considerando coordinación hidrotérmica y generación renovable variable.

1.2.2. Objetivos específicos

- Analizar y comparar los diferentes modelamientos para la formulación y resolución del problema de coordinación hidrotérmica y de la expansión de la generación y transmisión.
- Desarrollar un algoritmo computacional que resuelva el problema de expansión de generación y transmisión usando factores lineales de distribución para reducir la complejidad matemática de la formulación tradicional de planificación.
- Formular y programar problema de coordinación hidrotérmica aplicada a sistemas eléctricos de potencia utilizando metodología SDDP para determinar estrategia óptima de operación de centrales y uso eficiente de recursos energéticos.
- Generar escenarios para modelar las variables con incertidumbre tales como: demanda, viento, caudal, entre otros; y aplicar la metodología a sistemas de prueba y al SEN reducido determinando su desempeño y los tiempos de simulación.

1.3. Alcances

Esta memoria tiene por alcance desarrollar la formulación y la programación del problema de planificación de generación y transmisión en conjunto. Su desarrollo considera coordinación hidrotérmica e incertidumbre en sus variables como: demanda o generación. Además, utiliza el método de cancelación de flujos y la metodología SDDP para la incorporación de factores lineales y coordinación hidrotérmica, respectivamente. Por último, este trabajo se aplica a sistemas de prueba y al SEN reducido.

1.4. Estructura del trabajo

En el primer capítulo se presentan antecedentes, motivaciones, objetivo general, objetivos específicos, alcances y estructura del trabajo. En el segundo capítulo se explica de forma breve la planificación de la generación y transmisión del sistema eléctrico chileno considerando coordinación hidrotérmica. En el tercer capítulo se plantea la formulación del problema de planificación de generación y transmisión considerando coordinación hidrotérmica y utilizando factores lineales. En el cuarto capítulo se presentan los resultados obtenidos al utilizar la formulación expuesta en el capítulo cuatro usando el sistema Garver e IEEE de 118 barras. En el quinto capítulo se presentan los resultados obtenidos al aplicar el algoritmo al SEN reducido. Finalmente, en el sexto capítulo se presentan las conclusiones y posibles trabajos futuros para complementar este estudio.

Capítulo 2

2. Planificación de expansión de generación y transmisión en el sistema eléctrico chileno

El 20 de Julio de 2016 se publica la Ley 20.936 [1], conocida como Ley de Transmisión Eléctrica, en el contexto de la interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), la cual instaure un nuevo sistema de transmisión, crea y regula un nuevo organismo coordinador independiente del SEN. Esta ley describe el proceso de planificación del sistema eléctrico chileno como una planificación energética y otra planificación de la transmisión, las cuales son realizadas de forma separada y cuyo principal objetivo se enfoca en lograr que la transmisión de energía incentive el desarrollo del sistema y de los distintos actores partícipes para alcanzar un mercado competitivo con el fin de disminuir los precios de la energía.

2.1. Contexto nacional

Desde el año 2017, el sistema eléctrico chileno está conformado por tres sub-sistemas: el SEN, el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM). La Figura 2.1 presenta la distribución de estos sub-sistemas a lo largo del país.



Figura 2.1: Disposición de sub-sistemas del sistema eléctrico chileno. Fuente: CNE.

Al año 2021, el sistema eléctrico chileno cuenta con 26.812 [MW] de capacidad instalada neta [10] distribuida entre los tres sub-sistemas y sus diferentes tecnologías. La Figura 2.2 presenta la distribución de capacidad instalada neta por sistema y tecnología en el sistema eléctrico chileno.

Capítulo 2

Planificación de expansión de generación y transmisión en el sistema eléctrico chileno

Capacidad instalada neta por tecnología

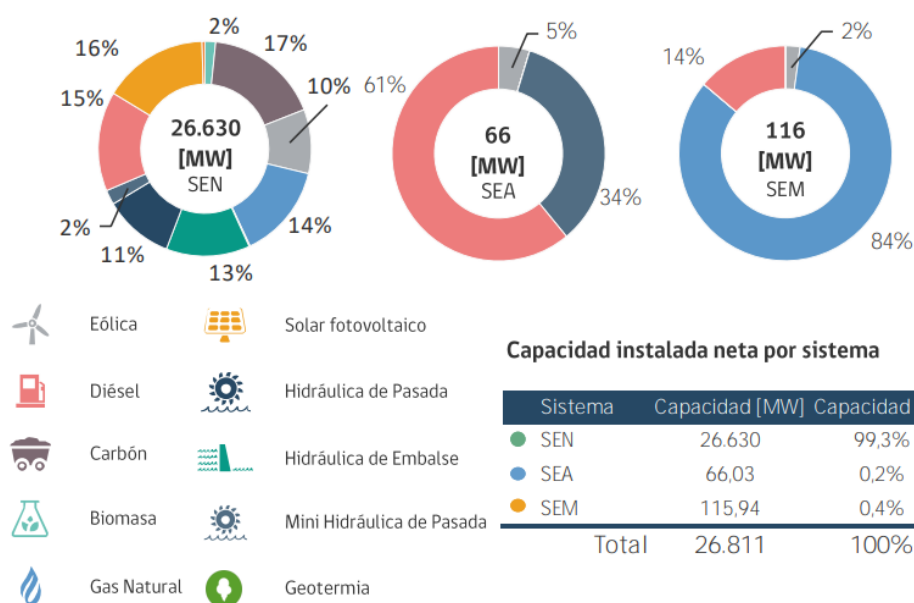


Figura 2.2: Capacidad instalada neta por sistema y tecnología en el sistema eléctrico chileno. Fuente: CNE.

Por otro lado, considerando el SEN, la longitud total de líneas de transmisión dentro de este sistema es cercana a los 35.920 [km] [10]. La Tabla 2.1 presenta las longitudes de las líneas de transmisión y su presencia porcentual dentro del SEN por niveles de tensión.

Tensión [kV]	Longitud [km]	Porcentaje del ST
500	4.746,77	13,22%
345	408,00	1,14%
220	16.859,43	46,94%
154	1.455,79	4,05%
110	6.180,62	17,21%
100	63,88	0,18%
69	303,18	0,84%
66	4.823,15	13,43%
44	632,16	1,76%
33	207,83	0,58%
23	215,21	0,60%
Menor a 23	22,69	0,06%
Total	35918,71	100,00%

Tabla 2.1: Longitud y presencia porcentual de líneas de transmisión del SEN por nivel de tensión. Fuente: CNE.

2.2. Planificación energética

La planificación energética [2] consiste en un proceso de elaboración de un plan de obras que tiene por objetivo la minimización de los costos totales de operación e inversión del sistema de generación. Se deben incluir escenarios de proyección de la demanda y oferta energética, en donde se identifiquen claramente los polos de desarrollo de generación, la generación distribuida, los intercambios internacionales de energía, las políticas medioambientales, los objetivos de eficiencia

Capítulo 2

Planificación de expansión de generación y transmisión en el sistema eléctrico chileno

energética, entre otros. Además, obtiene como resultados escenarios energéticos de largo plazo, que serán un insumo para resolver el problema de planificación de la transmisión.

Cada 5 años, la realización y el cumplimiento de los objetivos de la planificación energética se encuentran en manos del Ministerio de Energía cuyo horizonte de tiempo es de al menos 30 años. Aunque las planificaciones energética y de la transmisión se realizan de forma separada, estas van de la mano ya que ambas influyen en la topología del sistema eléctrico chileno y los resultados obtenidos en cada una de ellas son utilizados en la otra planificación.

En el Anexo A se presenta la metodología para la proyección de la demanda y oferta energética involucrada en la planificación energética.

2.3. Planificación de la transmisión

La planificación de la transmisión [3] consiste en la elaboración de un plan de obras que tiene como objetivo la minimización de los costos totales de operación e inversión del sistema de transmisión. De forma anual, la CNE se encarga de realizar y cumplir con los objetivos propuestos en el proceso de planificación, cuyo horizonte de tiempo es de al menos 20 años. Este proceso considera los resultados obtenidos en la planificación energética realizada por el Ministerio de Energía.

En el Anexo A se presenta la metodología para la planificación de la transmisión, mientras que la Figura A.1 presenta de forma esquemática este proceso.

2.4. Coordinación hidrotérmica en el proceso de planificación

Tanto la planificación energética como la planificación de la transmisión consideran la coordinación hidrotérmica dentro de su análisis. Sin embargo, reconocen que su incorporación en la planificación conlleva un aumento en la complejidad de la formulación y en los requerimientos computacionales necesarios para la resolución de este problema. De acuerdo a esto, es utilizada en algunas ocasiones para comprobar los planes de obras propuestos, realizando un análisis en mayor detalle con el objetivo de generar una retroalimentación en el proceso de planificación.

2.2.1. Características de la coordinación hidrotérmica

Se hablará de coordinación hidrotérmica, si la matriz energética de los sistemas eléctricos presenta un alto porcentaje de generación térmica e hidroeléctrica de embalse. Tiene como finalidad elaborar una estrategia óptima de operación del sistema eléctrico, abordando la operación adecuada de centrales de generación y líneas de transmisión, variabilidad del sistema, uso eficiente de sus recursos energéticos como: agua embalsada, caudales de agua, viento, radiación solar, petróleo, carbón, gas natural, entre otros. Además, busca minimizar los costos totales de operación cumpliendo tanto restricciones técnicas como económicas.

Las características principales de la coordinación hidrotérmica [11, 12] son las siguientes:

- Para el sistema de generación, considera en lo posible, toda la matriz energética, con la finalidad de elaborar una operación óptima teniendo disponible toda la generación a partir sus recursos energéticos.
- En cuanto al sistema de transmisión, requiere de una topología que represente correctamente la operación del sistema eléctrico.

Capítulo 2

Planificación de expansión de generación y transmisión en el sistema eléctrico chileno

- Por otro lado, la demanda energética puede presentarse como una variable estocástica, dependiendo de las características del sistema y su proyección a lo largo del tiempo.
- La generación hidroeléctrica no tiene un costo económico de operación asociado, pero sí representa un costo de oportunidad. Por lo tanto, la minimización de los costos totales de operación del sistema dependerá, básicamente, de los costos de la generación térmica. En base a esto, se presentan los conceptos de costos inmediatos y futuros de operación.
- Considera restricciones técnicas y económicas como: balance de potencia, límites de generación, límites de flujos de potencia, balance hídrico, límites de almacenamiento de agua, límites de caudales de agua, entre otros.
- El agua puede ser almacenada en grandes volúmenes por medio de los embalses de las centrales hidroeléctricas, logrando que se independice de su afluente natural que corresponde a una variable estocástica. Lo que no ocurre con las centrales hidroeléctricas de pasada, que sí dependen de este afluente. Por lo tanto, el agua embalsada en esta situación puede ser usada cuando sea oportunamente necesario, especialmente para reemplazar la generación térmica de mayor costo.
- Los escenarios hidrológicos que considera el problema deben elaborarse a partir de datos hidrológicos históricos para cada central hidroeléctrica.
- Se vuelve más compleja cuando existen centrales hidroeléctricas acopladas hidráulicamente, aumentando el número de restricciones, especialmente si las distancias geográficas son importantes, ya que se debe considerar que el agua que se traslada de una central a otra no llega instantáneamente.
- No es posible obtener una solución al problema de coordinación hidrotérmica en un intervalo de tiempo específico sin que esta solución afecte al resto del periodo de análisis. Por lo tanto, este problema tiene una característica dinámica.
- El problema de coordinación hidrotérmica requiere de un método de solución capaz de procesar una gran cantidad de datos, parámetros y variables para obtener una solución óptima.

2.2.2. Costos inmediatos y futuros de operación [12]

El costo inmediato de operación o función de costo inmediato (FCI) representa los costos asociados a la generación térmica. El costo inmediato aumenta a medida que disminuye la energía hidroeléctrica disponible, es decir, en la medida que aumenta el volumen final de agua almacenada. Caso contrario, disminuirá a medida que aumenta la energía hidroeléctrica disponible, es decir, en la medida que disminuye el volumen final de agua almacenada.

El costo futuro de operación o función de costo futuro (FCF) representa los costos que debe cubrir el sistema debido a la generación térmica y/o al desabastecimiento de agua desde el final de un periodo determinado hasta el final del horizonte de análisis. El costo futuro disminuye a medida que aumenta el volumen final almacenado, ya que habrá más energía hidroeléctrica disponible en el futuro. Caso contrario, aumenta a medida que disminuye el volumen final almacenado. La Figura 2.3 presenta la relación entre el costo inmediato y el costo futuro de operación de los sistemas hidrotérmicos con el agua almacenada al final de un periodo de planificación.

Capítulo 2

Planificación de expansión de generación y transmisión en el sistema eléctrico chileno

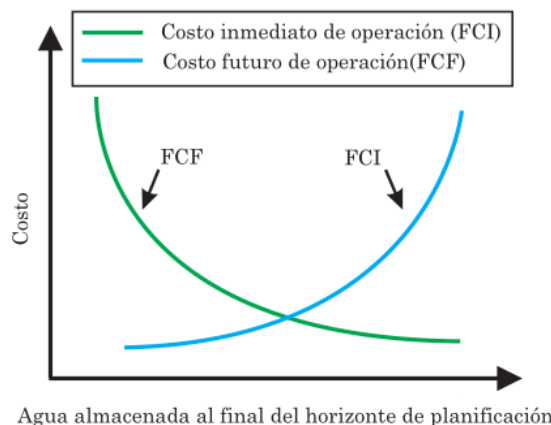


Figura 2.3: Costos inmediato y futuro de operación en función del agua embalsada [11].

Para obtener el uso óptimo del agua almacenada se debe determinar aquel punto que minimiza la suma de los costos inmediato y futuro. Dicho punto se encuentra en donde las derivadas de la FCI y FCF con respecto al volumen embalsado, correspondientes a los costos incrementales de cada función, son iguales en magnitud. Al costo incremental en este punto óptimo se le denomina valor del agua. La Figura 2.4 muestra el proceso de optimización, representado por las curvas de costos que se realizan con la ayuda de estos modelos.

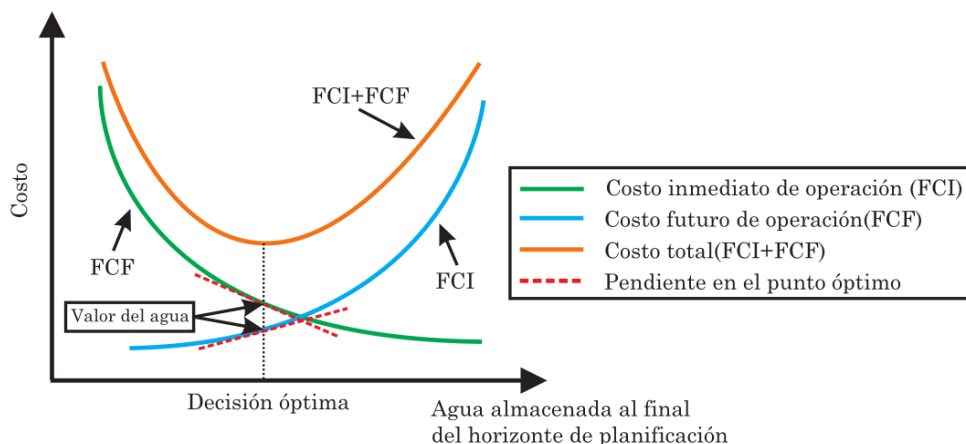


Figura 2.4: Coordinación hidrotérmica y valor del agua [11].

Debido a que los sistemas presentan una cantidad considerable de parámetros y variables que son inciertos en el futuro, la FCF tendrá una característica estocástica, siendo la incertidumbre hidrológica lo más relevante al momento de trabajar con esta función. Para el cálculo de la FCF se utiliza un proceso de optimización estocástico considerando escenarios hidrológicos representados en años secos, medios y húmedos. La Figura 2.5 presenta el cálculo de la FCF respecto al uso del agua almacenada. Por ejemplo, continuos escenarios hidrológicos húmedos podrían llevar al sistema a realizar vertimientos de agua. Caso contrario, continuos escenarios hidrológicos secos o un mal manejo del agua, podrían llevar al sistema a realizar un racionamiento de esta. Un escenario ideal se encontraría entre estos dos límites, permitiéndole al sistema poder sustituir la generación térmica produciendo una disminución en sus costos de operación.

Capítulo 2

Planificación de expansión de generación y transmisión en el sistema eléctrico chileno

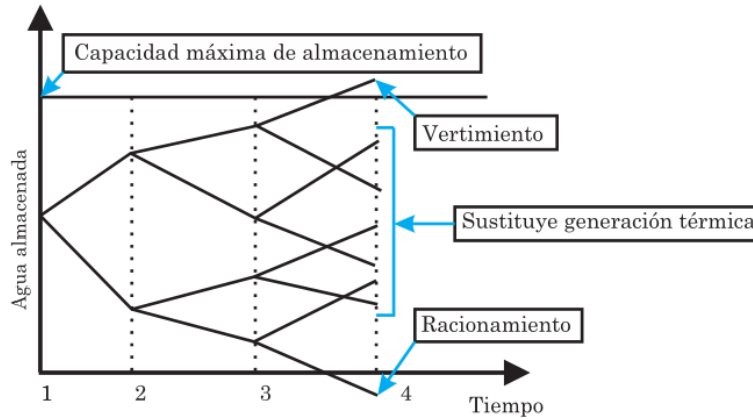


Figura 2.5: Situaciones respecto al uso del agua embalsada y escenarios hidrológicos [11].

2.5. Modelo del sistema eléctrico para la planificación

Para realizar el proceso de planificación se necesita un modelo de la topología del sistema de transmisión que dependerá del nivel de detalle que abarque este proceso. El modelo utilizado en la planificación del SEN debe cumplir con los siguientes criterios:

- Representación eléctrica: se requiere una configuración que represente correctamente la operación del sistema eléctrico.
- Representación geográfica: las barras se escogen siguiendo un criterio geo-espacial o por una adecuada representación de zonas intensivas en recursos energéticos.
- Representación computacional: si bien para un ejercicio de modelación eléctrica es deseable contar con un gran número de barras y líneas de transmisión, dadas las diversas restricciones computacionales que imponen los modelos de planificación, se espera contar con un número acotado de ellas.

La Figura A.2 (Anexo A) presenta la topología del sistema de transmisión empleado para su proceso de planificación.

Capítulo 3

3. Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia

En Chile, la planificación de expansión de generación y transmisión se realiza de forma separada y por entidades distintas. Las soluciones obtenidas son técnicamente aceptables, pero no las óptimas. Por lo tanto, es necesario realizar una planificación en conjunto para obtener soluciones que definan planes óptimos referenciales capaces de disminuir los costos totales de inversión y operación del sistema.

El modelo propuesto está formado por una función objetivo y un conjunto de restricciones a través de las cuales se modela el sistema de generación, sistema de transmisión y demanda energética. Además, considera coordinación hidrotérmica, factores lineales de sensibilidad e incertidumbre.

3.1. Función objetivo

En la ecuación (3.1) se presenta la función objetivo del problema de planificación conjunta de expansión de generación y transmisión. Esta función está formada por cuatro componentes, los cuales corresponden a inversiones en transmisión, inversiones en generación, operación del sistema eléctrico considerando coordinación hidrotérmica y también el costo por energía no suministrada. Al considerar coordinación hidrotérmica se define la función de costos inmediatos que representa los costos asociados a la generación térmica y la función de costos futuros que representa los costos de oportunidad asociados a la utilización del agua embalsada.

$$\begin{aligned}
 \min f = & \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{l \in L^X} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot CI_l \cdot (x_{l,t,s} - x_{l,t-1,s}) \\
 & + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G^X} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot (CI_g \cdot (n_{g,t,s} - n_{g,t-1,s}) + O\&M_g \cdot n_{g,t,s}) \cdot P_g^M \\
 & + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{b \in Y} \sum_{g \in (GT^E \cup GT^X)} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot h_b \cdot FCI_{g,b,t,s}(P_{g,b,t,s}) \\
 & + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{b \in Y} \sum_{g \in (GH^E \cup GH^X)} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot h_b \cdot FCF_{g,b+1,t,s}(V_{g,b+1,t,s}) \\
 & + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{b \in Y} \sum_{g \in G^R} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot h_b \cdot VoLL \cdot (r_{g,b,t,s} + r_{g,b,t,s}^c)
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

3.2. Restricciones del problema

A continuación se presenta el conjunto de restricciones del problema, las cuales permitirán a la función objetivo representar de mejor forma al sistema.

Capítulo 3

Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia

a. Reserva de capacidad

En la ecuación (3.2) se describe la restricción de reserva de capacidad para la situación pre- y post-contingencia. Esta restricción señala que el sistema tiene una capacidad instalada capaz de resistir aumentos en la demanda.

$$\sum_{g \in G^E} P_g^M + \sum_{g \in G^X} n_{g,t,s} \cdot P_g^M \geq \sum_{i \in \Omega} PD_{i,b,t,s} \cdot SR \quad (3.2)$$
$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y$$

b. Secuencia de inversión de las unidades generadoras

En la ecuación (3.3) se describe la secuencia de inversión de las unidades generadoras. Esta restricción permite tener una coherencia en la inversión de unidades a lo largo del horizonte de planificación.

$$n_{g,t-1,s} \leq n_{g,t,s} \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall g \in G \quad (3.3)$$

c. No anticipatividad de las unidades generadoras

En la ecuación (3.4) se describe la no anticipatividad de las unidades generadoras. Esta restricción obliga a las variables de decisión de inversión de generación de la primera etapa a ser las mismas para cada escenario.

$$n_{g,t,1} = n_{g,t,s} \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall g \in G \quad (3.4)$$

d. Número máximo de unidades generadoras a invertir

Como la formulación del problema es acumulada, la ecuación (3.5) describe el número máximo de unidades generadoras que se pueden invertir en cada periodo del horizonte de planificación.

$$n_{g,t,s} - n_{g,t-1,s} \leq n_g^M \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall g \in G \quad (3.5)$$

e. Secuencia de inversión de las líneas de transmisión nuevas

En la ecuación (3.6) se describe la secuencia de inversión de las líneas de transmisión nuevas. Esta restricción permite tener una coherencia en la inversión de líneas de transmisión a lo largo del horizonte de planificación.

$$x_{l,t-1,s} \leq x_{l,t,s} \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall l \in L \quad (3.6)$$

f. No anticipatividad de las líneas de transmisión

En la ecuación (3.7) se describe la no anticipatividad de las líneas de transmisión. Esta restricción obliga a las variables de decisión de inversión de transmisión de la primera etapa a ser las mismas para cada escenario.

$$x_{l,t,1} = x_{l,t,s} \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall l \in L \quad (3.7)$$

Capítulo 3

Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia

g. Número máximo de líneas de transmisión a invertir

Como la formulación del problema es acumulada, la ecuación (3.8) describe el número máximo de líneas de transmisión que se pueden invertir en cada periodo del horizonte de planificación.

$$x_{l,t,s} - x_{l,t-1,s} \leq x_l^M \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall l \in L \quad (3.8)$$

h. Balance de potencia en el sistema

En las ecuaciones (3.9) y (3.10) se describen las restricciones para el balance de potencia para la situación pre- y post-contingencia, sin considerar las pérdidas del sistema. Por lo tanto, esta restricción señala que la suma de toda la generación debe ser igual a la suma de toda la demanda.

$$h_b \cdot \left(\sum_{g \in G} P_{g,b,t,s} + \sum_{g \in G^x} P_{g,b,t,s} + \sum_{g \in G^R} r_{g,b,t,s} \right) = \sum_{i \in \Omega} PD_{i,b,t,s} \quad (3.9)$$

$$h_b \cdot \left(\sum_{g \in G} P_{g,b,t,s}^c + \sum_{g \in G^x} P_{g,b,t,s}^c + \sum_{g \in G^R} r_{g,b,t,s}^c \right) = \sum_{i \in \Omega} PD_{i,b,t,s} \quad (3.10)$$

$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall g \in G = (GT^E \cup GH^E \cup G^{E_{eol}} \cup G^{E_{sol}})$$

i. Límites técnicos de las unidades generadoras

En las ecuaciones (3.11) a (3.14) se describen los mínimos y máximos técnicos de generación de las unidades existentes y nuevas para la situación pre- y post-contingencia.

$$0 \leq P_{g,b,t,s} \leq P_g^M \quad \forall g \in G^E \quad (3.11)$$

$$0 \leq P_{g,b,t,s} \leq n_{g,t,s} \cdot P_g^M \quad \forall g \in G^X \quad (3.12)$$

$$0 \leq P_{g,b,t,s}^c \leq P_g^M \quad \forall g \in G^E \quad (3.13)$$

$$0 \leq P_{g,b,t,s}^c \leq n_{g,t,s} \cdot P_g^M \quad \forall g \in G^X \quad (3.14)$$

En las ecuaciones (3.15) y (3.16) se describe la situación para las unidades generadoras hidroeléctricas, en donde la potencia generada se determina a partir de los caudales de agua, eficiencia y duración de los bloques de carga.

$$P_{g,b,t,s} = \rho_g \cdot h_b \cdot Q_{g,b,t,s} \quad \forall g \in (GH^E \cup GH^X) \quad (3.15)$$

$$P_{g,b,t,s}^c = \rho_g \cdot h_b \cdot Q_{g,b,t,s}^c \quad \forall g \in (GH^E \cup GH^X) \quad (3.16)$$

$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y$$

En las ecuaciones (3.17) a (3.20) se describe la situación para las unidades generadoras de ERV, tanto eólicas como solar, en donde se considera como limitante un valor igual a la potencia horaria del perfil de generación $\hat{P}_{g,b,t,s}$.

$$P_{g,b,t,s} = \hat{P}_{g,b,t,s} \quad \forall g \in (G^{E_{eol}} \cup G^{E_{sol}}) \quad (3.17)$$

$$P_{g,b,t,s} = n_{g,t,s} \cdot \hat{P}_{g,b,t,s} \quad \forall g \in (G^{X_{eol}} \cup G^{X_{sol}}) \quad (3.18)$$

Capítulo 3

Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia

$$P_{g,b,t,s}^c = \hat{P}_{g,b,t,s} \quad \forall g \in (G^{E_{eol}} \cup G^{E_{sol}}) \quad (3.19)$$

$$P_{g,b,t,s}^c = n_{g,t,s} \cdot \hat{P}_{g,b,t,s} \quad \forall g \in (G^{X_{eol}} \cup G^{X_{sol}}) \quad (3.20)$$

$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y$$

j. Variación de potencia despachada por unidades generadoras

En la ecuación (3.21) se describe la variación de potencia despachada entre las situaciones pre- y post-contingencia.

$$(P_{g,b,t,s} - \Delta_g^M) \leq P_{g,b,t,s}^c \leq (P_{g,b,t,s} + \Delta_g^M) \quad (3.21)$$

$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall g \in G$$

Al realizar un análisis de seguridad preventivo utilizando los factores lineales y criterio *N-1*, las potencias de las unidades generadoras para la situación pre- y post-contingencia son idénticas, es decir, se considera que $P_{g,b,t,s} = P_{g,b,t,s}^c$ y $\Delta_g^M = 0$.

k. Balance hídrico

En las ecuaciones (3.22) y (3.23) se describe el balance hídrico de los embalses para la situación pre- y post-contingencia.

$$V_{g,b+1,t,s} = V_{g,b,t,s} + I_{b,t,s} - Q_{g,b,t,s} + \sum_{g \in H} Q_{g,b,t,s} \quad (3.22)$$

$$V_{g,b+1,t,s}^c = V_{g,b,t,s}^c + I_{b,t,s} - Q_{g,b,t,s}^c + \sum_{g \in H} Q_{g,b,t,s}^c \quad (3.23)$$

$$\forall g \in (GH^E \cup GH^X), \forall b \in Y, \forall t \in T, \forall s \in S$$

l. Límite de almacenamiento de agua

En las ecuaciones (3.24) y (3.25) se describen los mínimos y máximos de almacenamiento de agua de los embalses para la situación pre- y post-contingencia.

$$\underline{V}_g \leq V_{g,b,t,s} \leq \overline{V}_g \quad (3.24)$$

$$\underline{V}_g \leq V_{g,b,t,s}^c \leq \overline{V}_g \quad (3.25)$$

$$\forall g \in (GH^E \cup GH^X), \forall b \in Y, \forall t \in T, \forall s \in S$$

m. Límite de caudal de agua

En las ecuaciones (3.26) y (3.27) se describen los límites de los caudales de generación para la situación de pre- y post-contingencia.

$$\underline{Q}_g \leq Q_{g,b,t,s} \leq \overline{Q}_g \quad (3.26)$$

Capítulo 3

Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia

$$\underline{Q}_g \leq Q_{g,b,t,s}^c \leq \overline{Q}_g \quad (3.27)$$

$$g \in (GH^E \cup GH^X), \forall b \in Y, \forall t \in T, \forall s \in S$$

n. Flujo de potencia por líneas de transmisión existentes

En las ecuaciones (3.28) y (3.29) se describen las restricciones para los flujos de potencias por las líneas de transmisión existentes para la situación pre- y post-contingencia, respectivamente. En esta última se añade el parámetro A_l^c que toma el valor 0 si la línea l no se encuentra disponible y 1 si se encuentra disponible.

$$-F_l^M \leq \sum_{i \in \Omega} SF_i^l \cdot P_{i,b,t,s} + \sum_{(w,q) \in L^X} (SF_w^l - SF_q^l) \cdot \tilde{P}_{wq,b,t,s} \leq F_l^M \quad (3.28)$$

$$-A_l^c \cdot F_l^M \leq \sum_{i \in \Omega} SF_i^{l,c} \cdot P_{i,b,t,s}^c + \sum_{(w,q) \in L^X} (SF_w^{l,c} - SF_q^{l,c}) \cdot \tilde{P}_{wq,b,t,s}^c \leq A_l^c \cdot F_l^M \quad (3.29)$$

$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall l \in L^E$$

o. Flujo de potencia por líneas de transmisión candidatas

En las ecuaciones (3.30) y (3.31) se describen las restricciones para los flujos de potencias de las líneas de transmisión candidatas para la situación de pre- y post-contingencia, respectivamente.

$$-x_{l,t,s} \cdot F_l^M \leq \tilde{P}_{ij,b,t,s} - \sum_{i \in \Omega} SF_i^l \cdot P_{i,b,t,s} - \sum_{(w,q) \in L^X} (SF_w^l - SF_q^l) \cdot \tilde{P}_{wq,b,t,s} \leq x_{l,t,s} \cdot F_l^M \quad (3.30)$$

$$-x_{l,t,s} \cdot F_l^M \leq \tilde{P}_{ij,b,t,s}^c - \sum_{i \in \Omega} SF_i^{l,c} \cdot P_{i,b,t,s}^c - \sum_{(w,q) \in L^X} (SF_w^{l,c} - SF_q^{l,c}) \cdot \tilde{P}_{wq,b,t,s}^c \leq x_{l,t,s} \cdot F_l^M \quad (3.31)$$

$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall l \in L^X$$

p. Restricción disyuntiva para líneas de transmisión nuevas

En las ecuaciones (3.32) y (3.33) se describen las restricciones disyuntivas para las líneas de transmisión nuevas para la situación pre- y post-contingencia, respectivamente. Estas restricciones permiten representar el estado de inversión de las líneas nuevas.

$$-(1 - x_{l,t,s}) \cdot M \leq \tilde{P}_{ij,b,t,s} \leq (1 - x_{l,t,s}) \cdot M \quad (3.32)$$

$$-(1 - x_{l,t,s}) \cdot M \leq \tilde{P}_{ij,b,t,s}^c \leq (1 - x_{l,t,s}) \cdot M \quad (3.33)$$

$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall l \in L^X$$

Capítulo 3

Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia

q. Límites superior e inferior

En las ecuaciones (3.34) a (3.37) se describen los límites superiores e inferiores para las variables del problema.

$$0 \leq P_{g,b,t,s}, P_{g,b,t,s}^c \leq \begin{cases} P_g^M & \forall t \in T, \forall g \in G^E \\ P_g^M \cdot n_g^M & \text{si } t = 1, \forall g \in G^X \\ P_g^M \cdot \sum_{t \in T} n_g^M & \text{si } t > 1, \forall g \in G^X \end{cases} \quad (3.34)$$

$$-\infty \leq \tilde{P}_{wq,b,t,s}, \tilde{P}_{wq,b,t,s}^c \leq \infty \quad \forall t \in T \quad (3.35)$$

$$0 \leq x_{l,t,s} \leq 1 \quad \forall t \in T, \forall l \in L \quad (3.36)$$

$$0 \leq n_{g,t,s} \leq \begin{cases} n_g^M & \text{si } t = 1, \forall g \in G^X \\ \sum_{t \in T} n_g^M & \text{si } t > 1, \forall g \in G^X \end{cases} \quad (3.37)$$

$$\forall s \in S, \forall b \in Y$$

3.3. Metodología SDDP aplicada al problema de planificación

La metodología SDDP puede aplicarse dentro de la resolución del problema de planificación siguiendo las etapas del algoritmo que se presenta a continuación.

Etapas 1: Módulo de inversión.

Resolver problema de inversión inicial formado por las ecuaciones (3.38) a (3.45) para todos los T años y s escenarios establecidos.

La ecuación (3.38) corresponde a la función objetivo formada por los costos de inversión en transmisión y generación más el término CO . Este último representa los costos de operación del sistema como una función de las variables de inversión. En la primera iteración ($k1 = 1$), el término CO tiene valor cero.

La ecuación (3.39) es la ecuación de reserva de capacidad, mientras que las ecuaciones (3.40) a (3.45) son las restricciones de secuencia de inversión, no anticipatividad e inversión máxima tanto para generación como transmisión.

Como resultado se obtiene un plan de expansión candidato $\{x_{l,t,s}^{k1}, n_{g,t,s}^{k1}\}$, el cual se transfiere al módulo de operación de la etapa siguiente.

$$\min f_1^{k1} = \left[\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{l \in L^X} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot C_{l_l} \cdot (x_{l,t,s}^{k1} - x_{l,t-1,s}^{k1}) + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G^X} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot (C_{l_g} \cdot (n_{g,t,s}^{k1} - n_{g,t-1,s}^{k1}) + O\&M_g \cdot n_{g,t,s}^{k1}) \cdot P_g^M \right] + CO^{k1} \quad (3.38)$$

Capítulo 3

Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia

$$\sum_{g \in G^E} P_g^M + \sum_{g \in G^X} n_{g,t,s}^{k1} \cdot P_g^M \geq \sum_{i \in \Omega} PD_{i,b,t,s} \cdot SR, \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (3.39)$$

$$n_{g,t-1,s}^{k1} \leq n_{g,t,s}^{k1}, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall g \in G \quad (3.40)$$

$$n_{g,t,1}^{k1} = n_{g,t,s}^{k1}, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall g \in G \quad (3.41)$$

$$n_{g,t,s}^{k1} - n_{g,t-1,s}^{k1} \leq n_g^M, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall g \in G \quad (3.42)$$

$$x_{l,t-1,s}^{k1} \leq x_{l,t,s}^{k1}, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall l \in L \quad (3.43)$$

$$x_{l,t,1}^{k1} = x_{l,t,s}^{k1}, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall l \in L \quad (3.44)$$

$$x_{l,t,s}^{k1} - x_{l,t-1,s}^{k1} \leq x_l^M, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall l \in L \quad (3.45)$$

$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall l \in L^X, \forall g \in G^X, k1 = 1, 2, \dots, K1$$

Etapla 2: Módulo de operación.

El problema de operación asociado a este módulo está formado por las ecuaciones (3.46) a (3.58).

La ecuación (3.46) corresponde a la función objetivo formada por la función de costos inmediatos, función de costos futuros y costos por energía no suministrada.

La ecuación (3.47) es la ecuación de balance de potencia. Las ecuaciones (3.48) a (3.52) son restricciones de generación. La ecuación (3.53) es la ecuación de balance hídrico. Las ecuaciones (3.54 y (3.55) son restricciones de volumen y caudal. Las ecuaciones (3.57) y (3.58) son los flujos de potencia por líneas existentes y candidatas. Por último, la ecuación (3.59) corresponde a la restricción disyuntiva.

$$\begin{aligned} \min f_0^{k2} = & \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{b \in Y} \sum_{g \in (GT^E \cup GT^X)} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot h_b \cdot FCI_{g,b,t,s}^{k2}(P_{g,b,t,s}^{k2}) \\ & + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{b \in Y} \sum_{g \in (GH^E \cup GH^X)} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot h_b \cdot FCF_{g,b+1,t,s}^{k2}(V_{g,b+1,t,s}^{k2}) \\ & + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{b \in Y} \sum_{g \in G^R} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot h_b \cdot VoLL \cdot r_{g,b,t,s}^{k2} \end{aligned} \quad (3.46)$$

$$h_b \cdot \left(\sum_{g \in G} P_{g,b,t,s}^{k2} + \sum_{g \in G^X} P_{g,b,t,s}^{k2} + \sum_{g \in G^R} r_{g,b,t,s}^{k2} \right) = \sum_{i \in \Omega} PD_{i,b,t,s}, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y \quad (3.47)$$

$$0 \leq P_{g,b,t,s}^{k2} \leq P_g^M, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall g \in G^E \quad (3.48)$$

$$0 \leq P_{g,b,t,s}^{k2} \leq n_{g,t,s}^{k1} \cdot P_g^M, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall g \in G^X \quad (3.49)$$

$$P_{g,b,t,s}^{k2} = \rho_g \cdot h_b \cdot Q_{g,b,t,s}^{k2}, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall g \in GH \quad (3.50)$$

Capítulo 3

Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia

$$P_{g,b,t,s}^{k2} = \hat{P}_{g,b,t,s}, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall g \in (G^{E_{eol}} \cup G^{E_{sol}}) \quad (3.51)$$

$$P_{g,b,t,s}^{k2} = n_{g,t,s}^{k1} \cdot \hat{P}_{g,b,t,s}, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall g \in (G^{X_{eol}} \cup G^{X_{sol}}) \quad (3.52)$$

$$V_{g,b+1,t,s}^k = V_{g,b,t,s}^{k2} + I_{b,t,s} - Q_{g,b,t,s}^{k2} + \sum_{g \in H} Q_{g,b,t,s}^{k2}, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall g \in GH \quad (3.53)$$

$$\underline{V}_g \leq V_{g,b,t,s}^{k2} \leq \overline{V}_g, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall g \in GH \quad (3.54)$$

$$\underline{Q}_g \leq Q_{g,b,t,s}^{k2} \leq \overline{Q}_g, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall g \in GH \quad (3.55)$$

$$-F_l^M \leq \sum_{i \in \Omega} SF_i^l \cdot P_{i,b,t,s}^{k2} + \sum_{(w,q) \in L^X} (SF_w^l - SF_q^l) \cdot \tilde{P}_{wq,b,t,s}^{k2} \leq F_l^M \quad (3.56)$$

$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall l \in L^E$$

$$-x_{l,t,s}^{k1} \cdot F_l^M \leq \tilde{P}_{wq,b,t,s}^{k2} - \sum_{i \in \Omega} SF_i^l \cdot P_{i,b,t,s}^{k2} - \sum_{(w,q) \in L^X} (SF_w^l - SF_q^l) \cdot \tilde{P}_{wq,b,t,s}^{k2} \leq x_{l,t,s}^{k1} \cdot F_l^M \quad (3.57)$$

$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall l \in L^X$$

$$-(1 - x_{l,t,s}^{k1}) \cdot M \leq \tilde{P}_{wq,b,t,s}^{k2} \leq (1 - x_{l,t,s}^{k1}) \cdot M, \quad \forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall l \in L^X \quad (3.58)$$

$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall g \in GH, k2 = 1, 2, \dots, K2$$

Con cada plan de expansión candidato $\{x_{l,t,s}^{k1}, n_{g,t,s}^{k1}\}$ que se obtiene del módulo de inversión, actualizar las restricciones del problema de operación y resolver mediante el proceso de iteración hacia adelante y hacia atrás.

Durante el proceso de iteración hacia adelante, resolver el problema de operación para cada $t = 1, 2, \dots, T$ año y s escenario. Guardar los volúmenes iniciales de embalses de cada año y escenario para el proceso de iteración hacia atrás.

Durante el proceso de iteración hacia atrás, actualizar restricción (3.53) de balance hídrico con los volúmenes iniciales de embalses del proceso anterior y resolver el problema de operación para cada $t = T, T - 1, \dots, 2, 1$ año y s escenario.

Al resolver el problema de operación durante la iteración hacia atrás, formar en cada t año una aproximación lineal de la FCF utilizando las variables duales $\pi_{g,b,t,s}^{4,k}$ relacionadas a la restricción de balance hídrico. Estas variables duales se obtienen a partir de problema dual asociado y representan los costos de oportunidad de utilizar el agua almacenada en cada embalse.

Agregar la aproximación lineal de la FCF como nueva restricción al resolver el problema de operación para el año siguiente durante la iteración hacia atrás. Esta restricción se presenta en la ecuación (3.59).

Capítulo 3

Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia

$$\begin{aligned}
 FCF_{g,b+1,t,s}^{k2}(V_{g,b+1,t,s}^{k2}) + \left[\sum_{b \in Y} \pi_{g,b,t,s}^{4,k2} \right]^T \cdot V_{g,b+1,t,s}^{k2} \\
 \geq FCF_{g,b,t,s}^{k2}(V_{g,b,t,s}^{k2}) + \left[\sum_{b \in Y} \pi_{g,b,t,s}^{4,k2} \right]^T \cdot V_{g,b,t,s}^{k2} \quad (3.59) \\
 \forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall g \in GH, k2 = 1, 2, \dots, K2
 \end{aligned}$$

Si se cumple el criterio de convergencia $|LS2^{k2} - LI2^{k2}| < \varepsilon^{SDDP}$, donde $LS2$ y $LI2$ corresponden a los límites superior e inferior de la metodología SDDP para el módulo de operación y se definen como la suma de los costos de operación para todos los T años y s escenarios como resultado de las iteraciones hacia adelante y hacia atrás, respectivamente, se obtiene la operación óptima del sistema para el plan de expansión candidato $\{x_{l,t,s}^k, n_{g,t,s}^k\}$. En caso contrario, agregar la ecuación (3.59) como nueva restricción al resolver el problema de operación mediante la iteración hacia adelante y repetir el proceso para la siguiente iteración $k2$ dentro del módulo de operación hasta cumplir con el criterio anterior.

Etapa 3: Obtención de plan de expansión óptimo.

Se obtendrá un plan de expansión óptimo para el sistema si se cumple con el criterio de convergencia $|LS1^{k1} - LI1^{k1}| < \varepsilon$, donde $LS1$ y $LI1$ corresponden a los límites superior e inferior del algoritmo de resolución, respectivamente. Estos límites se definen como:

$$\begin{aligned}
 LS1^{k1} = & \left[\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{l \in L^X} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot CI_l \cdot (x_{l,t,s}^{k1} - x_{l,t-1,s}^{k1}) \right. \\
 & + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G^X} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot (CI_g \cdot (n_{g,t,s}^{k1} - n_{g,t-1,s}^{k1}) + O\&M_g \cdot n_{g,t,s}^{k1}) \cdot P_g^M \Big] \\
 & + \left[\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{b \in Y} \sum_{g \in (GT^E \cup GT^X)} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot h_b \cdot FCI_{g,b,t,s}(P_{g,b,t,s}) \right. \\
 & + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{b \in Y} \sum_{g \in (GH^E \cup GH^X)} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot h_b \cdot FCF_{g,b+1,t,s}(V_{g,b+1,t,s}) \\
 & \left. + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{b \in Y} \sum_{g \in G^R} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot h_b \cdot VoLL \cdot r_{g,b,t,s} \right] \quad (3.60)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 LI1^{k1} = & \left[\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{l \in L^X} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot CI_l \cdot (x_{l,t,s}^{k1} - x_{l,t-1,s}^{k1}) \right. \\
 & + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{g \in G^X} \omega_s \cdot \alpha_t \cdot (CI_g \cdot (n_{g,t,s}^{k1} - n_{g,t-1,s}^{k1}) + O\&M_g \cdot n_{g,t,s}^{k1}) \cdot P_g^M \Big] + CO^{k1} \quad (3.61)
 \end{aligned}$$

Capítulo 3

Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia

En caso contrario, formar una aproximación lineal de los costos de operación CO del sistema a partir de las variables duales $\bar{\pi}_{l,b,t,s}^{1,k1}$, $\underline{\pi}_{l,b,t,s}^{1,k1}$, $\bar{\pi}_{l,b,t,s}^{2,k1}$, $\underline{\pi}_{l,b,t,s}^{2,k1}$, $\bar{\pi}_{l,b,t,s}^{3,k1}$ y $\underline{\pi}_{l,b,t,s}^{3,k1}$ relacionadas a las restricciones de flujo de potencia en líneas candidatas, disyuntiva y generación de potencia de unidades candidatas, respectivamente. Estas variables duales se obtienen a partir del problema dual asociado y representan los costos en los que puede incurrir el sistema en función de las decisiones de inversión que se realizan.

Luego, volver a la etapa 1 y agregar esta aproximación como nueva restricción al resolver el problema de inversión para la iteración $k1$ siguiente. Esta restricción se presenta en la ecuación (3.62). Repetir el proceso descrito en estas etapas hasta cumplir con el criterio de convergencia del algoritmo.

$$\begin{aligned}
 CO + & \left[\left(\sum_{b \in Y} \bar{\pi}_{l,b,t,s}^{1,k1} + \underline{\pi}_{l,b,t,s}^{1,k1} \right) \cdot F_l^M + \left(\sum_{b \in Y} \bar{\pi}_{l,b,t,s}^{2,k1} + \underline{\pi}_{l,b,t,s}^{2,k1} \right) \cdot M \right]^T \cdot x_{l,t,s} + \left[\sum_{b \in Y} \bar{\pi}_{g,b,t,s}^{3,k1} + \underline{\pi}_{g,b,t,s}^{3,k1} \right]^T \cdot P_g^M \cdot n_{l,t,s} \\
 & \geq \min(f_0^{k2}) + \left[\left(\sum_{b \in Y} \bar{\pi}_{l,b,t,s}^{1,k1} + \underline{\pi}_{l,b,t,s}^{1,k1} \right) \cdot F_l^M + \left(\sum_{b \in Y} \bar{\pi}_{l,b,t,s}^{2,k1} + \underline{\pi}_{l,b,t,s}^{2,k1} \right) \cdot M \right]^T \cdot x_{l,t,s}^{k1} \\
 & + \left[\sum_{b \in Y} \bar{\pi}_{g,b,t,s}^{3,k1} + \underline{\pi}_{g,b,t,s}^{3,k1} \right]^T \cdot P_g^M \cdot n_{g,t,s}^{k1}
 \end{aligned} \tag{3.62}$$

$$\forall s \in S, \forall t \in T, \forall b \in Y, \forall l \in L^X, \forall g \in G^X, k1 = 1, 2, \dots, K1$$

Capítulo 3

Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama de flujo que representa el algoritmo para resolver el problema de planificación.

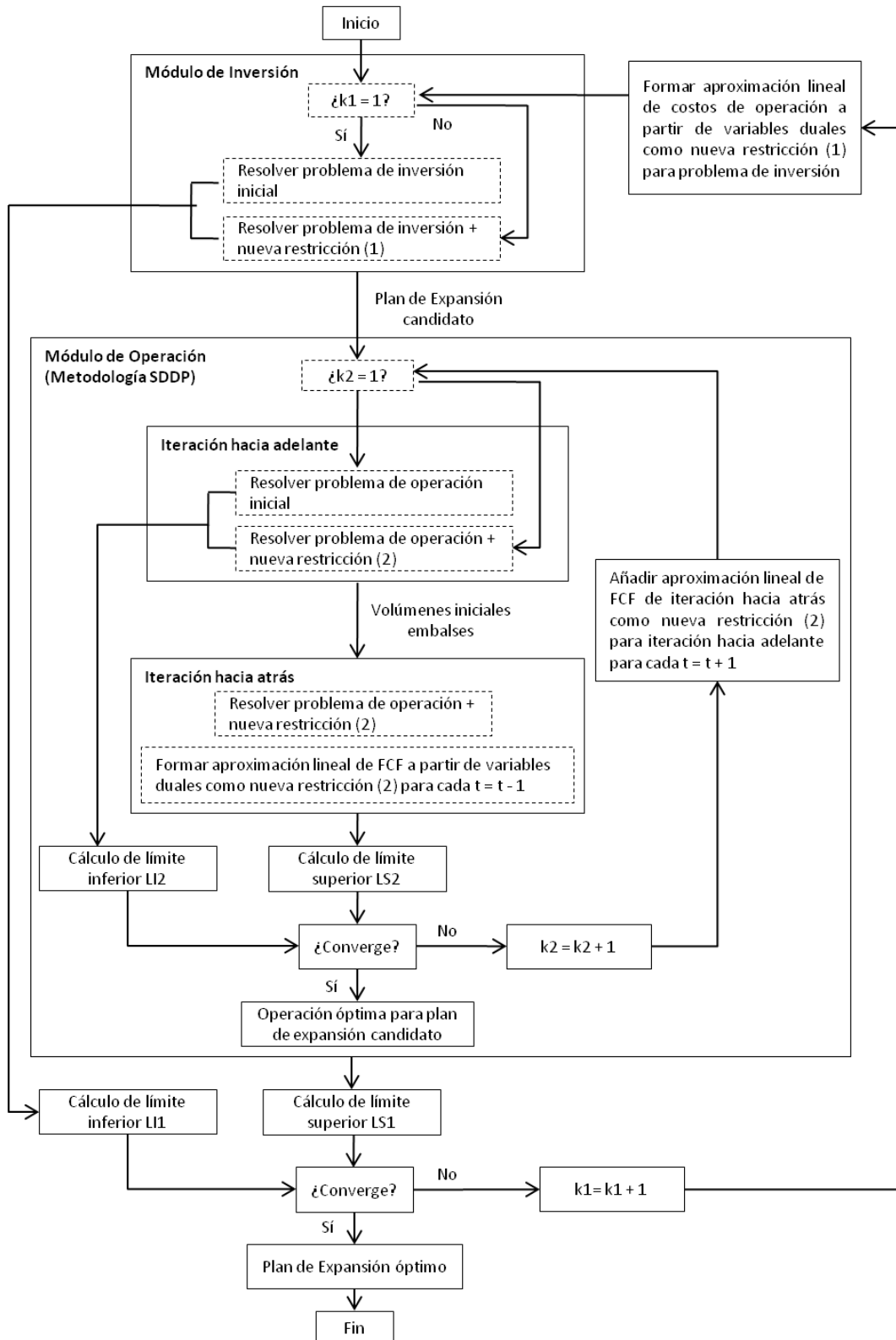


Figura 3.1: Diagrama de flujo para resolución de problema de planificación utilizando metodología SDDP.

3.4. Otros métodos de solución

Matemáticamente, tanto el problema de expansión de los SEP como de coordinación hidrotérmica se plantean como un problema de optimización formado por una gran cantidad de datos, parámetros, variables y restricciones. Es por esto que se han propuesto diferentes métodos de solución a lo largo del tiempo, pudiendo clasificarse generalmente, en dos grupos: los que utilizan técnicas de búsqueda y optimización matemática, y los que utilizan métodos meta-heurísticos.

3.4.1. Métodos de búsqueda y optimización matemática

Los métodos de búsqueda y optimización matemática, basados generalmente en técnicas de enumeración y programación matemática, corresponden a procesos de búsqueda óptima y tienen como objetivo encontrar, dentro de un conjunto de soluciones factibles, la mejor solución posible para el problema planteado. Algunos de estos métodos de son: Lista de prioridad [12], Relajación lagrangiana [12], Branch and Bound [14] utilizado en este trabajo para resolver cada problema de optimización mediante el solver Gurobi, Programación lineal [15], Programación lineal entera mixta [16], Programación dinámica [17], Descomposición de Benders [18], otros.

3.4.2. Métodos meta-heurísticos

Los métodos meta-heurísticos corresponden a métodos de búsquedas locales y aleatorias, basados en procesos de optimización físicos y naturales como templado de materiales, teoría de la evolución, entre otros. Tienen como objetivo encontrar, dentro de un conjunto de soluciones factibles, una solución cercana al óptimo para el problema planteado. A diferencia de los métodos anteriores, su característica de aleatoriedad puede ser direccionada a través de los procesos mencionados anteriormente. Algunos de estos métodos son: Búsqueda tabú [19], Templado simulado [20], Rebotes simulados [21], Algoritmos evolutivos [22], Algoritmos genéticos [23], Optimización de enjambre de partículas [24], otros.

3.5. Nomenclatura**Índices y sets:**

- g : Índice de la unidad generadora.
- l : Índice de la línea de transmisión.
- t : Índice del año de planificación
- s : Índice del escenario.
- b : Índice del bloque de carga.
- i, j, w, q : Índice de las barras.
- k : Índice de iteración.
- G : Conjunto de unidades generadoras.
- G^X : Conjunto de unidades generadoras nuevas.
- G^E : Conjunto de unidades generadoras existentes.
- G^R : Conjunto de unidades generadoras virtuales.
- GT^X : Conjunto de unidades generadoras térmicas nuevas.
- GT^E : Conjunto de unidades generadoras térmicas existentes.
- GH^X : Conjunto de unidades generadoras hidroeléctricas nuevas.
- GH^E : Conjunto de unidades generadoras hidroeléctricas existentes.
- G^{Xeol} : Conjunto de unidades generadoras eólicas nuevas.
- G^{Eeol} : Conjunto de unidades generadoras eólicas existentes.

Capítulo 3

Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia

- $G^{X_{sol}}$: Conjunto de unidades generadoras solares nuevas.
- $G^{E_{sol}}$: Conjunto de unidades generadoras solares existentes.
- L : Conjunto de líneas de transmisión.
- L^X : Conjunto de líneas de transmisión nuevas.
- L^E : Conjunto de líneas de transmisión existentes.
- T : Conjunto de periodos de planificación.
- S : Conjunto de escenarios.
- Y : Conjunto de periodos en que se modela la demanda.
- Ω : Conjunto de barras.

Variables:

- $x_{l,t,s}$: Variable de inversión binaria, asociada a la línea l , al año t y el escenario s .
- $n_{g,t,s}$: Variable de inversión acumulada entera, asociada a la unidad generadora g , al año t y el escenario s .
- $P_{g,b,t,s}$: Variable real, asociada a la potencia despachada por la unidad generadora g , en el bloque b , año t y escenario s .
- $P_{g,b,t,s}^c$: Variable real, asociada a la potencia despachada por la unidad generadora g , en el bloque b , año t , y escenario s para la situación post-contingencia.
- $r_{g,b,t,s}$: Variable real, asociada a la potencia despachada por la unidad generadora virtual g , en el bloque b , año t y escenario s .
- $r_{g,b,t,s}^c$: Variable real, asociada a la potencia despachada por la unidad generadora virtual g , en el bloque b , año t y escenario s para la situación post-contingencia.
- $\tilde{P}_{wq,b,t,s}$: Variable real, asociada a la inyección virtual en la barra w , en el bloque b , año t y escenario s retirada en la barra q .
- $\tilde{P}_{wq,b,t,s}^c$: Variable real, asociada a la inyección virtual en la barra w , en el bloque b , año t y escenario s retirada en la barra q para la situación post-contingencia.
- $V_{g,b,t,s}$: Variable real, asociada al volumen de agua del embalse de la unidad generadora hidráulica g , en el bloque b , año t y escenario s .
- $V_{g,b,t,s}^c$: Variable real, asociada al volumen de agua del embalse de la unidad generadora hidráulica g , en el bloque b , año t y escenario s para la situación post-contingencia.
- $I_{b,t,s}$: Variable real, asociada a la información hidrológica del sistema, en el bloque b , año t y escenario s .
- $Q_{g,b,t,s}$: Variable real, asociada al caudal de agua de la unidad generadora hidroeléctrica g , en el bloque b , año t y escenario s .
- $Q_{g,b,t,s}^c$: Variable real, asociada al caudal de agua de la unidad generadora hidroeléctrica g , en el bloque b , año t y escenario s para la situación post-contingencia.
- CO^{k1} : Función de aproximación lineal de costos de operación.
- $LI1^{k1}$: Límite inferior de algoritmo propuesto para la iteración $k1$.
- $LS1^{k1}$: Límite superior de algoritmo propuesto para la iteración $k1$.
- $LI2^{k2}$: Límite inferior de metodología SDDP para la iteración $k2$.
- $LS2^{k2}$: Límite superior de metodología SDDP para la iteración $k2$.
- $\bar{\pi}_{l,b,t,s}^{1,k}$: Variable dual asociada a restricción de flujo de potencia máxima por línea de transmisión candidata l , en el bloque b , año t y escenario s .

Capítulo 3

Formulación del problema de planificación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia

- $\pi_{l,b,t,s}^{1,k}$: Variable dual asociada a restricción de flujo de potencia mínima por línea de transmisión candidata l , en el bloque b , año t y escenario s .
- $\pi_{l,b,t,s}^{2,k}$: Variable dual asociada a restricción disyuntiva máxima de línea de transmisión candidata l , en el bloque b , año t y escenario s .
- $\pi_{l,b,t,s}^{2,k}$: Variable dual asociada a restricción disyuntiva mínima de línea de transmisión candidata l , en el bloque b , año t y escenario s .
- $\pi_{g,b,t,s}^{3,k}$: Variable dual asociada a restricción de límite de generación máxima de unidad candidata g , en el bloque b , año t y escenario s .
- $\pi_{l,b,t,s}^{3,k}$: Variable dual asociada a restricción de límite de generación mínima de unidad candidata g , en el bloque b , año t y escenario s .
- $\pi_{g,b,t,s}^{4,k}$: Variable dual asociada a restricción de balance hídrico de unidad hidroeléctrica g , en el bloque b , año t y escenario s .

Parámetros:

- ω_s : Probabilidad de ocurrencia del escenario s .
- α_t : Factor de actualización de capital del año t .
- CI_l : Costo de inversión de la línea de transmisión l .
- CI_g : Costo de inversión de la unidad generadora g .
- $O\&M_g$: Costo de operación y mantenimiento anual de la unidad generadora g .
- P_g^M : Potencia máxima de la unidad generadora g .
- h_b : Duración del bloque de carga b .
- $VoLL$: Valor de pérdida de carga.
- $PD_{i,b,t,s}$: Potencia demandada en la barra i , bloque b , año t y escenario s .
- SR : Factor de reserva de capacidad.
- $\hat{P}_{g,b,t,s}$: Potencia asociada al perfil de generación de la unidad generadora g , en el bloque b , año t y escenario s .
- Δ_g^M : Máxima variación de potencia de la unidad generadora g entre las situaciones de pre- y post-contingencia.
- n_g^M : Número máximo de inversión de unidades generadoras g en un periodo.
- F_l^M : Flujo máximo por la línea de transmisión l .
- SF_i^l : Factor de distribución de transferencia de potencia de la línea de transmisión l respecto a la inyección en la barra i y retiro en la barra j .
- A_i^f : Parámetro que es igual a 0 si existe contingencia en la línea de transmisión l .
- M : Número de valor elevado.
- x_l^M : Número máximo de inversión de líneas de transmisión l en un periodo.
- ρ_g : Coeficiente de producción de la unidad generadora hidráulica g .
- $\bar{V}_g$: Nivel máximo de volumen de agua del embalse asociado a la unidad generadora hidroeléctrica g .
- $\underline{V}_g$: Nivel mínimo de volumen de agua del embalse asociado a la unidad generadora hidroeléctrica g .
- $\bar{Q}_g$: Caudal de agua máximo de la unidad generadora hidroeléctrica g .
- $\underline{Q}_g$: Caudal de agua mínimo de la unidad generadora hidroeléctrica g .
- H : Matriz de incidencia de las unidades generadoras hidroeléctricas.

Capítulo 4

4. Resultados en sistemas de prueba

A continuación se desarrollará la planificación de la generación y transmisión utilizando los sistemas de prueba Garver e IEEE118. La información técnica de los sistemas puede ser revisada en detalla en el Anexo D y Anexo E. Será realizada con y sin coordinación hidrotérmica y generación ERV de forma de comparar sus resultados de inversión y estadísticas de simulación.

También, se analizará el efecto que tiene la incertidumbre en los resultados de planificación, la cual se aplicará tanto en demanda como en generación. Además, de forma de mejorar la suficiencia de los sistemas, se agregará a la planificación el criterio de seguridad $N-1$, el cual contempla que ante la salida de algún elemento, estos deben seguir operando dentro de sus capacidades.

El modelo de planificación se desarrolló en Matlab. También, se utilizó el solver de optimización Gurobi. Las simulaciones para resolver el problema se realizaron en una computadora con las siguientes características:

- Procesador Intel Core i5-5200 2.20 GHz
- RAM de 8.00 GB
- Sistema operativo de 64-bit

4.1. Análisis de resultados en el sistema Garver

En la Figura D.1 (Anexo D) se presenta el diagrama del sistema Garver. En la Tabla D.1 se presentan los datos de líneas actuales y nuevas. En cuanto a la demanda, se considera un crecimiento lineal donde alcanzará un valor igual a cuatro veces su valor al final del horizonte de planificación. En la Tabla D.10 y Tabla D.11 se presenta el valor actual de la demanda por barra del sistema y los factores de crecimiento anual, respectivamente.

Entre las consideraciones a realizar, se usará una reserva de capacidad del 20%, una tasa de actualización del capital del 10% y un GAP para las simulaciones de 0,0001%.

4.1.1. Planificación estática de la generación y transmisión utilizando sistema Garver

En la planificación estática se considera un solo periodo de planificación, por lo tanto la demanda se mantiene constante durante este periodo. El valor utilizado corresponde a su valor actual multiplicada por el factor de crecimiento del último año del horizonte de planificación.

En la Tabla D.2 se presenta los datos de las unidades térmicas actuales y nuevas utilizadas para esta planificación.

a. Con demanda determinista, caso base

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión considerando demanda determinista.

En la Tabla 4.1 y Tabla 4.2 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación, respectivamente.

Línea	N° de Circuitos	Costo [USD]
3-5	1	20.000.000
4-6	3	90.000.000
Costo [USD]		110.000.000

Tabla 4.1: Inversión en transmisión, Garver estático, caso base.

Barra	Generador	Cantidad	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
3	120 [MW]	2	240	74.160.000
6	240 [MW]	2	480	173.040.000
Costo [USD]				247.200.000

Tabla 4.2: Inversión en generación, Garver estático, caso base.

En la Tabla 4.3 se presentan los costos de inversión, operación y total.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	110.000.000
Inversión en Generación	247.200.000
Costo de Operación	114.325.884
Costo Total	471.525.884

Tabla 4.3: Resultados modelo de planificación, Garver estático, caso base.

En la Figura 4.1 se muestran los flujos de potencia por las líneas y la potencia generada por las unidades. Las líneas de color rojo representan las líneas que fueron construidas. Se observa que los circuitos de las líneas 2-4 y 4-6 se encuentran saturados, mientras que el circuito de la línea 2-3 se encuentra cercano a la saturación. Además, las unidades de la barra 1 se encuentran generando su máxima potencia, mientras que las unidades de la barra 6 se ven limitadas por la capacidad de transferencia de los circuitos de la línea 4-6.

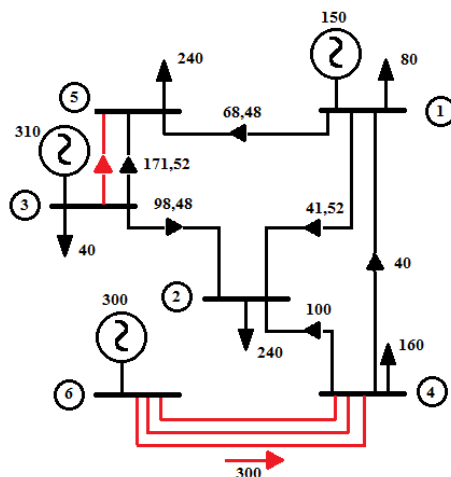


Figura 4.1: Flujo por líneas y potencia generada por unidades, Garver estático, caso base.

b. Con incertidumbre en la demanda

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión considerando incertidumbre en la demanda.

En la Tabla 4.4 se presentan los factores de escala para tres escenarios de demanda, los cuales se obtuvieron de una muestra con distribución normal de media igual a 1 y desviación estándar igual a 0,05. Se asumió igual probabilidad de ocurrencia para cada escenario.

Escenario	Factor
S1	0,9450
S2	0,9752
S3	1,0925

Tabla 4.4: Factores de escala para la demanda por escenario.

En la Tabla 4.5 y Tabla 4.6 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación para los tres escenarios simulados, respectivamente.

De los resultados de inversión respecto al caso base, es necesario invertir adicionalmente en un circuito para la línea 1-5 y dos circuitos para la línea 2-6. A su vez, se requiere un circuito menos para la línea 4-6. Por otro lado, se invierte en las mismas unidades de generación.

Línea	N° de Circuitos	Costo [USD]
1-5	1	20.000.000
2-6	2	60.000.000
3-5	1	20.000.000
4-6	2	60.000.000
Costo [USD]		160.000.000

Tabla 4.5: Inversión en transmisión, Garver estático, incertidumbre en demanda.

Barra	Generador	Cantidad	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
3	120 [MW]	2	240	74.160.000
6	240 [MW]	2	480	173.040.000
Costo [USD]				247.200.000

Tabla 4.6: Inversión en generación, Garver estático, incertidumbre en demanda.

En la Tabla 4.7 se presentan los costos de inversión en transmisión, inversión en generación e inversión total.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	160.000.000
Inversión en Generación	247.200.000
Inversión Total	407.200.000

Tabla 4.7: Costos de inversión en transmisión y generación, Garver estático, incertidumbre en demanda.

Las diferencias en inversión respecto al caso base se producen porque al considerar incertidumbre en la demanda, dependiendo tanto de la cantidad de escenarios como de los factores utilizados, el resultado de la planificación se vuelve más robusto. Además, el sistema debe tener la capacidad de

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

cumplir los requerimientos de múltiples situaciones, considerando las características de estas y realizando la misma inversión para todos los escenarios simulados.

Debido a lo anterior, se observa que el costo de inversión en transmisión aumenta un 45,45%, mientras que el costo de inversión en generación se mantiene constante respecto al caso base.

En la Tabla 4.8 se presentan los costos de inversión total y operación para los diferentes escenarios simulados.

Ítem	Costo [USD]
Inversión Total	407.200.000
Costo de Operación 1	101.237.235
Costo de Operación 2	105.506.936
Costo de Operación 3	124.129.069

Tabla 4.8: Resultados modelo de planificación, Garver estático, incertidumbre en demanda.

Existe una diferencia del 4,50% en el costo total al considerar el escenario de máxima demanda (S3) respecto al costo total considerando el escenario de mínima demanda (S1). Por otro lado, considerando el promedio de los costos de operación de cada escenario, el costo total aumenta un 9,75% respecto al caso base.

En la Tabla D.14 (Anexo D5) se presentan los flujos de potencia por líneas actuales y nuevas para los escenarios simulados, cuya gráfica se muestra en la Figura 4.2. En los tres escenarios los circuitos de las líneas 2-3, 2-6 y 4-6 se encuentran saturados.

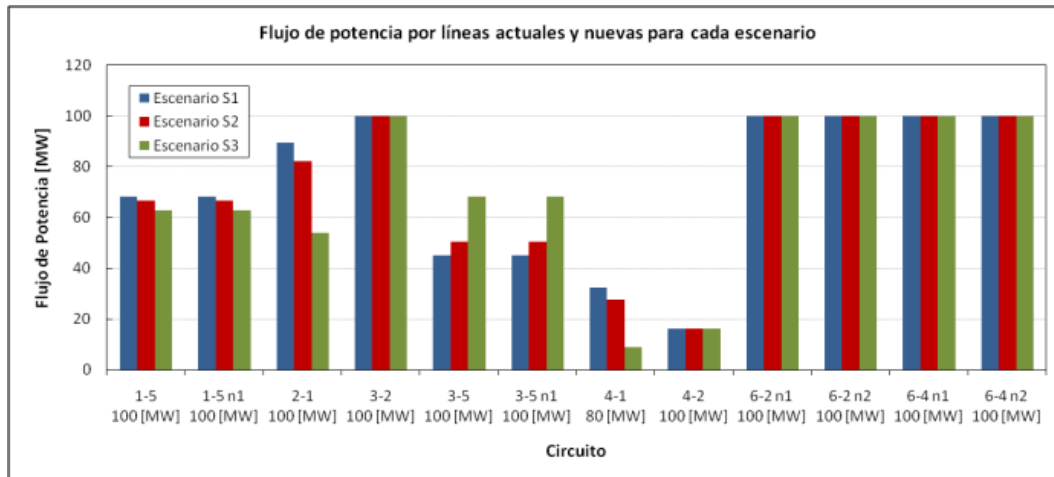


Figura 4.2: Flujo por líneas para los diferentes escenarios, Garver estático, incertidumbre en demanda.

En la Tabla D.15 (Anexo D5) se presenta la potencia generada por las unidades actuales y nuevas para los escenarios simulados, cuya grafica se muestra en la Figura 4.3.

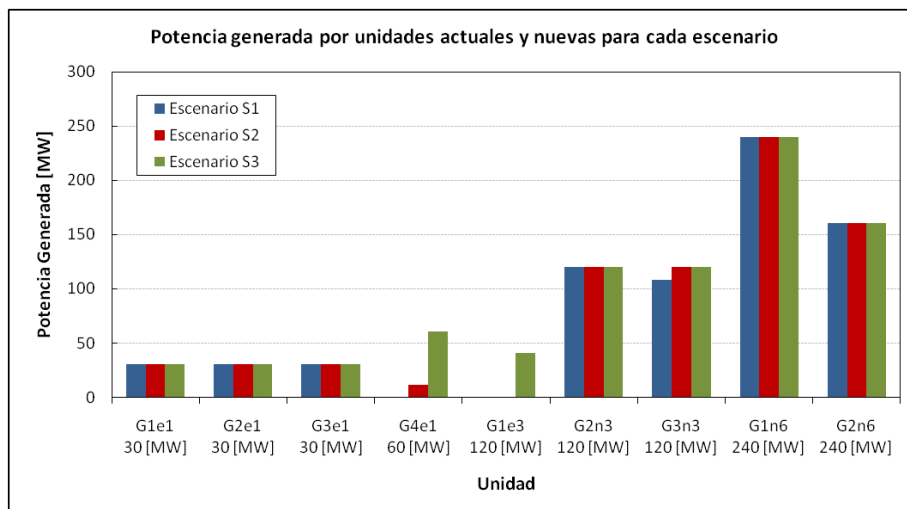


Figura 4.3: Potencia generada para los diferentes escenarios, Garver estático, incertidumbre en demanda.

c. Con criterio de seguridad $N-1$

En este punto se realiza la planificación de la generación y la transmisión considerando demanda determinista y criterio de seguridad preventivo $N-1$ ante posibles contingencias en las líneas. De acuerdo a lo anterior, se realizan dos planificaciones. Una que considera una posible contingencia en una línea específica, y otra que considera una posible contingencia en cualquiera de las líneas actuales del sistema.

Análisis de contingencia en línea 3-5

En la Tabla 4.9 y Tabla 4.10 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación, respectivamente.

De los resultados de inversión respecto al caso base, se requiere invertir adicionalmente en dos circuitos para la línea 2-6 y un circuito para la línea 3-5. A su vez, se necesita un circuito menos para la línea 4-6. Por otro lado, se invierte en las mismas unidades de generación.

Línea	N° de Circuitos	Costo [USD]
2-6	2	60.000.000
3-5	2	40.000.000
4-6	2	60.000.000
Costo [USD]		160.000.000

Tabla 4.9: Inversión en transmisión, Garver estático, criterio $N-1$ línea 3-5.

Barra	Generador	Cantidad	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
3	120 [MW]	2	240	74.160.000
6	240 [MW]	2	480	173.040.000
Costo [USD]				247.200.000

Tabla 4.10: Inversión en generación, Garver estático, criterio $N-1$ línea 3-5.

En la Tabla 4.11 se presentan los costos de inversión, operación y total.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	160.000.000
Inversión en Generación	247.200.000
Costo de Operación	109.157.484
Costo Total	516.357.484

Tabla 4.11: Resultados modelo de planificación, Garver estático, criterio N-1 línea 3-5.

El costo de inversión en transmisión y el costo total aumentan un 45,45% y 9,51% respectivamente, mientras que el costo de operación disminuye un 4,73% respecto al caso base. Lo anterior se debe a que las inversiones en transmisión permiten a las unidades nuevas de la barra 6 inyectar más energía al sistema, que al tener un menor costo de generación disminuyen los costos de operación.

En la Tabla D.16 (Anexo D5) se presentan los flujos de potencia por líneas actuales y nuevas para la situación de pre- y post-contingencia.

En la Tabla D.17 se presenta la potencia generada por las unidades actuales y nuevas para las situaciones de pre- y post-contingencia.

Análisis de contingencia en cualquier línea

En la Tabla 4.12 y Tabla 4.13 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación, respectivamente, para el caso en donde se espera una posible contingencia en cualquiera de las líneas actuales del sistema.

De los resultados de inversión se observa que, es necesario invertir solo en unidades de la barra 6 y en circuitos que conecten estas unidades con el resto del sistema.

Línea	N° de Circuitos	Costo [USD]
2-6	3	90.000.000
4-6	2	60.000.000
5-6	3	183.000.000
Costo [USD]		333.000.000

Tabla 4.12: Inversión en transmisión, Garver estático, criterio N-1 general.

Barra	Generador	Cantidad	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
6	120 [MW]	1	120	30.900.000
6	240 [MW]	2	480	173.040.000
Costo [USD]				203.940.000

Tabla 4.13: Inversión en generación, Garver estático, criterio N-1 general.

En la Tabla 4.14 se presenta la potencia generada por las unidades tanto para el caso base como para el caso con criterio de seguridad N-1 general (posible contingencia en cualquiera de las líneas actuales).

En esta situación, el sistema es incapaz de abastecer 40 [MW] de demanda en la barra 5, por lo que ocurre pérdida de carga. Esto se produce porque la generación del sistema se concentra en las barras 1, 3 y 6, lo cual no permite satisfacer la demanda en esta situación de contingencia. Una solución a

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

este problema sería incorporar la posibilidad de invertir en nuevas unidades en barras diferentes a las mencionadas anteriormente. Con esto se entrega mayor libertad al problema y se obtiene un resultado de planificación que permita superar este tipo de contingencia.

	Base	N-1 (General)
Generador	Potencia [MW]	Potencia [MW]
G1e1 30 [MW]	30,00	30,00
G2e1 30 [MW]	30,00	30,00
G3e1 30 [MW]	30,00	20,00
G4e1 60 [MW]	60,00	0,00
G1e3 120 [MW]	120,00	40,00
G2n3 120 [MW]	120,00	-
G3n3 120 [MW]	70,61	-
G1n6 120 [MW]	-	120,00
G2n6 240 [MW]	240,00	240,00
G3n6 240 [MW]	59,39	240,00
Total	760,00	720,00

Tabla 4.14: Comparación de potencia generada entre caso base y caso N-1 general, Garver estático.

En la Tabla 4.15 se presentan los costos de inversión, operación, por energía no suministrada (ENS) y total.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	333.000.000
Inversión en Generación	203.940.000
Costo de Operación	105.442.368
Costo por ENS	3.552.000.000
Costo Total	4.194.382.368

Tabla 4.15: Resultados modelo de planificación, Garver estático, criterio N-1 general.

El costo de inversión en transmisión aumenta de 110 [MUSD] del caso base y 160 [MUSD] del caso anterior, a 333 [MUSD] para esta situación. Además, la pérdida de carga tiene un costo por ENS que produce un aumento considerable en el costo total con respecto a cualquiera de los casos anteriores.

En la Tabla D.18 (Anexo D5) se presentan los flujos de potencia por las líneas actuales y nuevas para la situación pre- y post-contingencia.

En la Tabla D.19 se presenta la potencia generada por las unidades para la situación pre- y post-contingencia.

Producto del aumento exponencial en los tiempos de simulación al incluir el criterio de seguridad N-1 (general) como se muestra en la Tabla 4.56, las próximas planificaciones con criterio de seguridad serán realizadas considerando la salida de una línea específica actual.

4.1.2. Planificación multi-periodo de la generación y transmisión utilizando sistema modificado Garver con demanda modelada en 5 bloques horarios

En la planificación multi-periodo se consideran múltiples periodos de planificación. De esta forma se obtiene un plan de expansión año a año, el cual minimiza los costos de inversión y operación en todo el horizonte de tiempo. Si bien la planificación estática anterior entrega una solución factible desde el punto de vista técnico, desde el punto de vista económico contempla que las inversiones ocurren en el final del periodo de planificación, lo que podría complejizar cuál sería la secuencia de inversiones.

De acuerdo a lo anterior, esta planificación se realizará para un horizonte de 10 años, en donde la demanda anual por barra del sistema tendrá un crecimiento lineal y se supondrá que está modelada por 5 bloques horarios. En la Tabla D.10 y Tabla D.11 (Anexo D) se presenta el valor actual de la demanda por barra del sistema y los factores de crecimiento anual, respectivamente. En la Tabla D.12 se presentan los factores de demanda y duración de cada bloque.

En la Tabla D.2 se presentan los datos de las unidades térmicas actuales y nuevas utilizadas para esta planificación.

a. Con demanda determinista, caso base

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión considerando demanda determinista.

En la Tabla 4.16 y Tabla 4.17 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación, respectivamente. A diferencia de la planificación estática, en donde todas las inversiones son realizadas en un mismo periodo, en la planificación multi-periodo las inversiones son realizadas gradualmente en el tiempo.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
3-5	7 x 1	1	11.289.479
4-6	4 x 2 ; 7 x 1	3	62.013.106
Costo [USD]			73.302.585

Tabla 4.16: Inversión en transmisión, Garver dinámico 5 bloques, caso base.

Barra	Generador	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
3	120 [MW]	2 x 1 ; 7 x 1	2	240	61.393.776
6	240 [MW]	4 x 1 ; 8 x 1	2	480	119.892.395
Costo [USD]					181.286.171

Tabla 4.17: Inversión en generación, Garver 5 bloques, caso base.

En la Tabla 4.18 se presentan los costos de inversión, operación y total.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	73.302.585
Inversión en Generación	181.286.171
Costo de Operación	292.487.182
Costo Total	547.075.937

Tabla 4.18: Resultados modelo de planificación, Garver 5 bloques, caso base.

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

Al realizar las inversiones de forma gradual, se produce una disminución de los costos de inversión en transmisión y generación respecto al caso base de la planificación estática. En transmisión, el costo de inversión disminuye un 33,36 %, mientras que en generación disminuye un 26,66%. Estas disminuciones se deben a que la tasa de actualización del capital disminuye el impacto de las inversiones a medida que se avanza en el horizonte de planificación. Por otro lado, el costo de operación aumenta un 155,84%. Este aumento se debe a que para el caso estático se considera solo un año en el horizonte de planificación.

En la Figura 4.4 y Figura 4.5 se muestran las series temporales de los flujos de potencia por las líneas actuales y nuevas para todos los años del horizonte de planificación, respectivamente. Tanto la magnitud como el sentido del flujo de potencia cambian tanto por la demanda como por las inversiones en transmisión y generación. Además, se observa que el sistema opera dentro de sus capacidades permitidas.

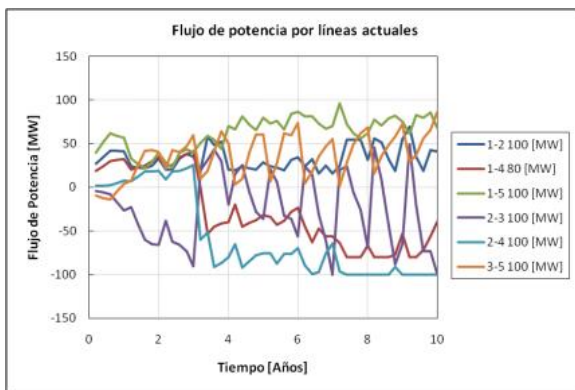


Figura 4.4: Flujo por líneas actuales, Garver 5 bloques, caso base.

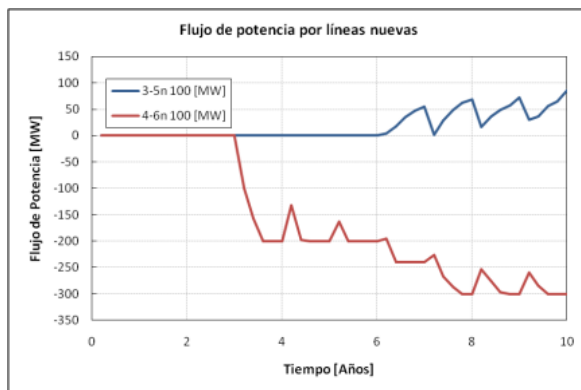


Figura 4.5: Flujo por líneas nuevas, Garver 5 bloques, caso base.

En la Figura 4.6 y Figura 4.7 se muestran las series temporales de la potencia generada por las unidades actuales y nuevas para todos los años del horizonte de planificación, respectivamente.

Las unidades de 30 [MW] de la barra 1 generan su máxima potencia a lo largo de todo el horizonte de planificación. Además, desde que se realiza la inversión en nuevas unidades se produce una disminución en los aportes de potencia generada por las unidades actuales de 60 [MW] y 120 [MW] de la barra 1 y 3, respectivamente. Lo anterior se debe al menor costo de generación de energía por parte de las unidades nuevas.

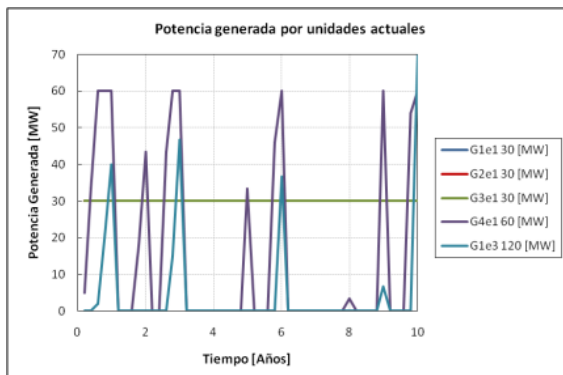


Figura 4.6: Potencia generada por unidades actuales, Garver 5 bloques, caso base.

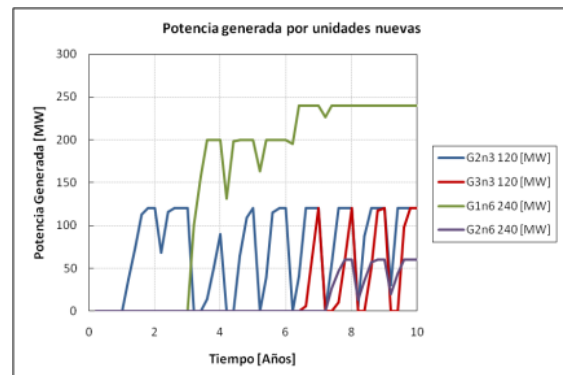


Figura 4.7: Potencia generada por unidades nuevas, Garver 5 bloques, caso base.

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

En la Figura 4.8 se muestra la energía anual generada por las unidades actuales y nuevas para todos los años del horizonte de planificación. Desde el momento en que se invierte en las unidades de 240 [MW] de la barra 6, estas se encargan de generar más de la mitad de la energía requerida por el sistema.

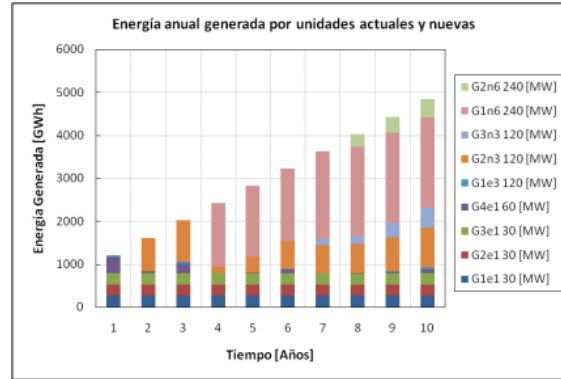


Figura 4.8: Energía anual generada por unidades, Garver 5 bloques, caso base.

b. Con incertidumbre en la demanda

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión considerando incertidumbre en la demanda. Se utilizan los factores de escalamiento por escenarios de demanda de la Tabla 4.4.

En la Tabla 4.19 y Tabla 4.20 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación para los tres escenarios realizados, respectivamente.

Respecto al caso base, es necesario un circuito adicional para la línea 2-4. Además, se invierte en la misma cantidad de unidades de generación. A su vez, existe un adelanto en los años de inversión de los dos primeros circuitos de la línea 4-6, mientras que en generación solo se mantiene el año de inversión de la última unidad de la barra 6.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
2-4	10 x 1	1	16.963.905
3-5	7 x 1	1	11.289.479
4-6	2 x 1 ; 3 x 1 ; 8 x 1	3	67.460.859
Costo [USD]			95.714.243

Tabla 4.19: Inversión en transmisión, Garver 5 bloques, incertidumbre en demanda.

Barra	Generador	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
3	120 [MW]	5 x 1 ; 6 x 1	2	240	53.271.889
6	240 [MW]	2 x 1 ; 8 x 1	2	480	137.519.141
Costo [USD]					190.791.030

Tabla 4.20: Inversión en generación, Garver 5 bloques, incertidumbre en demanda.

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

En la Tabla 4.21 se presentan los costos de inversión en transmisión, inversión en generación e inversión total. Se observa un aumento de un 30,57% en transmisión, un 5,24% en generación y un 12,54% en la inversión total respecto al caso base.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	95.714.243
Inversión en Generación	190.791.030
Inversión Total	286.505.273

Tabla 4.21: Costos de inversión, Garver 5 bloques, incertidumbre en demanda.

En la Tabla 4.22 se presentan los costos de inversión total y operación para los diferentes escenarios simulados.

Ítem	Costo [USD]
Inversión Total	286.505.273
Costo de Operación S1	257.766.609
Costo de Operación S2	270.320.610
Costo de Operación S3	314.963.802

Tabla 4.22: Resultados modelo de planificación, Garver 5 bloques, incertidumbre en demanda.

Existe una diferencia del 10,51% en el costo total al considerar el escenario de máxima demanda (S3) respecto al costo total considerando el escenario de mínima demanda (S1). Por otro lado, considerando el promedio de los costos de operación de cada escenario, se observa que el costo total aumenta un 3,74% respecto al caso base.

En la Tabla D.20 (Anexo D5) se presenta la magnitud máxima de los flujos de potencia por las líneas actuales y nuevas para los diferentes escenarios.

c. Con coordinación hidrotérmica

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión considerando coordinación hidrotérmica y demanda determinista.

En la Tabla D.7 (Anexo D) se presentan los datos de la unidad hidroeléctrica tipo embalse, la cual reemplaza la unidad térmica actual de la barra 3. En la Tabla D.8 se presenta la FCF correspondiente a la primera iteración para la unidad hidroeléctrica. Además, los escenarios hidrológicos que se utilizarán corresponden a los definidos para la planificación de la generación y transmisión del SEN 2017. Para mayor detalle se recomienda revisar la Sección 5.2 del Capítulo 5.

En las Tabla 4.23 y Tabla 4.24 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación, respectivamente.

Respecto al caso base, se requiere invertir en un circuito adicional para la línea 3-5 el año 5. Además, el año de inversión del segundo circuito de la línea 4-6 se ve retrasado, pasando del año 4 al 6. A su vez, se mantiene la cantidad de unidades de generación a invertir y el año de inversión de la segunda unidad de la barra 3 se ve retrasado, pasando del año 7 al 9.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
3-5	5 x 1 ; 7 x 1	2	24.949.748
4-6	4 x 1 ; 6 x 1 ; 7 x 1	3	58.101.302
Costo Total [USD]			83.051.049

Tabla 4.23: Inversión en transmisión, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica.

Barra	Generador	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
3	120 [MW]	2 x 1 ; 9 x 1	2	240	56.703.138
6	240 [MW]	4 x 1 ; 8 x 1	2	480	119.892.395
Costo Total [USD]					176.595.532

Tabla 4.24: Inversión en generación, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica.

En la Tabla 4.25 se presentan los costos de inversión, operación y total.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	83.051.049
Inversión en Generación	176.595.532
Costo de Operación	267.367.487
Costo Total	527.014.069

Tabla 4.25: Resultados modelo de planificación, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica.

El costo de inversión en transmisión aumenta un 13,30%, mientras que los costos de inversión en generación y de operación disminuyen un 2,66% y 9,40% respectivamente, en comparación con el caso base. Lo anterior se debe a que un aumento en el costo de inversión en transmisión permite al sistema tener la capacidad de generar y transferir energía a menor costo, proveniente de la unidad hidroeléctrica de la barra 3 y de las unidades térmicas nuevas de la barra 6. Por otro lado, el costo total disminuye un 3,81% respecto al caso base.

d. Con criterio de seguridad $N-1$

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión considerando demanda determinista y criterio de seguridad preventivo $N-1$ ante una posible contingencia en la línea 3-5.

En la Tabla 4.26 y Tabla 4.27 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación, respectivamente.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
2-6	2 x 1 ; 3 x 1	2	52.066.116
3-5	4 x 1 ; 8 x 1	2	25.289.458
4-6	6 x 1 ; 7 x 1	2	35.561.858
Costo [USD]			112.917.432

Tabla 4.26: Inversión en transmisión, Garver 5 bloques, criterio $N-1$ línea 3-5.

Barra	Generador	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
3	120 [MW]	5 x 1	1	120	28.122.430
6	240 [MW]	2 x 1 ; 7 x 1	2	480	143.252.144
Costo [USD]					171.374.574

Tabla 4.27: Inversión en generación, Garver 5 bloques, criterio $N-1$ línea 3-5.

En la Tabla 4.28 se presentan los costos de inversión, operación y total.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	112.917.432
Inversión en Generación	171.374.574
Costo de Operación	271.844.275
Costo Total	556.136.281

Tabla 4.28: Resultados modelo de planificación, Garver 5 bloques, criterio N-1 línea 3-5.

El costo de inversión en transmisión aumenta un 54,04% y el costo de inversión en generación disminuye un 5,78% mientras que el costo de operación disminuye un 7,59%, produciendo que el costo total aumente un 1,66% respecto al caso base.

e. Con coordinación hidrotérmica y criterio de seguridad N-1

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión considerando coordinación hidrotérmica, demanda determinista y criterio de seguridad preventivo N-1 ante una posible contingencia en la línea 3-5.

En la Tabla 4.29 y Tabla 4.30 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación, respectivamente.

En comparación al caso base, se requieren dos circuitos para la línea 2-6 y un circuito para la línea 3-5 adicionales, y se necesita de un circuito menos para la línea 4-6. A su vez, se invierte en una unidad de generación menos para la barra 3 y los años de inversión de las unidades de la barra 6 se adelantan, pasando del año 4 y 8 al 2 y 7, respectivamente.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
2-6	2 x 1 ; 3 x 1	2	52.066.116
3-5	5 x 1 ; 8 x 1	2	23.923.431
4-6	6 x 1 ; 7 x 1	2	35.561.858
Costo Total [USD]			111.551.405

Tabla 4.29: Inversión en transmisión, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

Barra	Generador	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
3	120 [MW]	5 x 1	1	120	28.122.430
6	240 [MW]	2 x 1 ; 7 x 1	2	480	143.252.144
Costo Total [USD]					171.374.574

Tabla 4.30: Inversión en generación, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

En la Tabla 4.31 se presentan los costos de inversión, operación y total.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	111.551.405
Inversión en Generación	171.374.574
Costo de Operación	243.367.869
Costo Total	526.293.847

Tabla 4.31: Resultados modelo de planificación, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

El costo de inversión en transmisión aumenta un 52,18%, mientras que los costos de inversión en generación y de operación disminuyen un 5,78% y un 20,18% respectivamente, produciendo que el costo total disminuya un 3,95% respecto al caso base.

En la Figura 4.9 y Figura 4.10 se muestran las series temporales de los flujos de potencia por las líneas actuales y nuevas para la situación pre-contingencia para todos los años de planificación, respectivamente. Mientras que la Figura 4.11 y Figura 4.12 muestran la situación post-contingencia.

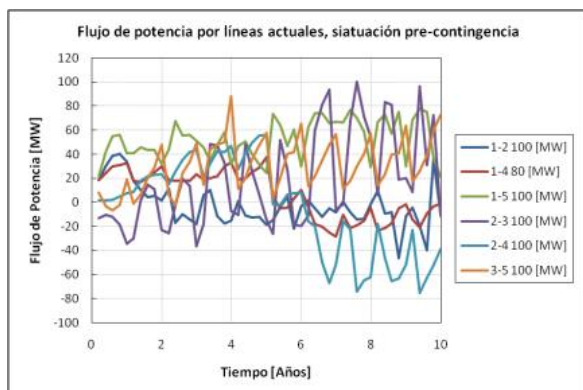


Figura 4.9: Flujo por líneas actuales pre-contingencia, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

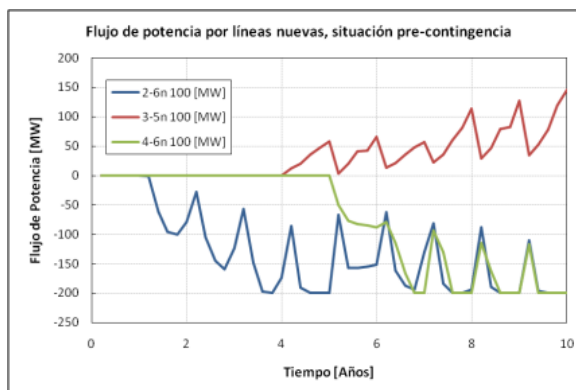


Figura 4.10: Flujo por líneas nuevas pre-contingencia, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

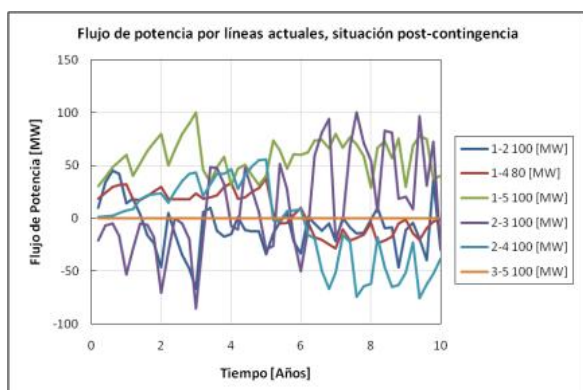


Figura 4.11: Flujo por líneas actuales para post-contingencia, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

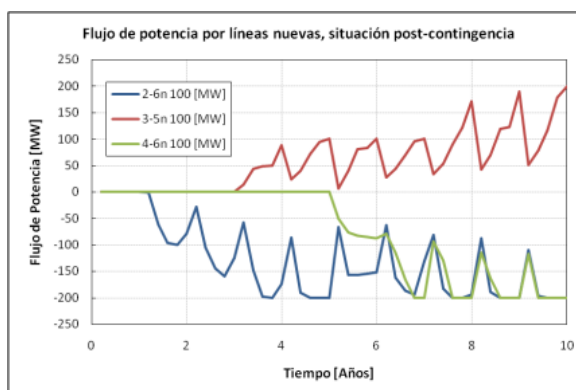


Figura 4.12: Flujo por líneas nuevas para post-contingencia, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

En la Tabla D.21 (Anexo D5) se presenta la magnitud máxima de los flujos de potencia por las líneas actuales y nuevas para la situación pre- y post-contingencia.

En la Figura 4.13 y Figura 4.14 se muestran las series temporales de la potencia generada por las unidades actuales y nuevas para las situaciones de pre- y post-contingencia durante todo el horizonte de planificación, respectivamente.

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

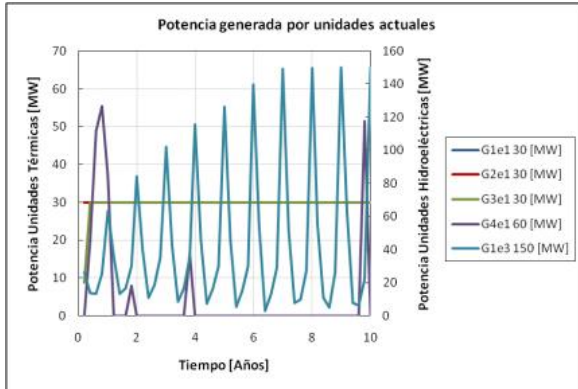


Figura 4.13: Potencia generada por unidades actuales pre-contingencia, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

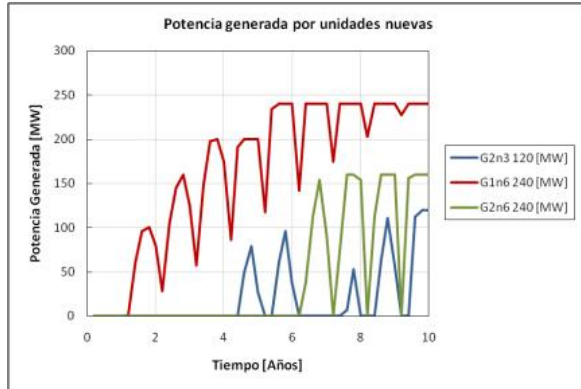


Figura 4.14: Potencia generada por unidades nuevas pre-contingencia, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

En la Figura 4.15 se muestra la demanda y la potencia generada por unidades térmicas e hidroeléctricas del sistema a lo largo del horizonte de planificación.

En la Figura 4.16 se muestra la energía anual generada por las unidades actuales y nuevas para todos los años de planificación.

Se observa que la unidad hidroeléctrica de 150 [MW] mantiene de forma constante su aporte energético. Sin embargo, la energía hidroeléctrica resulta bastante menor en comparación a los aportes de energía térmica. Por otro lado, las unidades térmicas de 240 [MW] de la barra 6 aportan más de la mitad de la energía requerida por el sistema desde prácticamente el momento en que se invierte en estas.

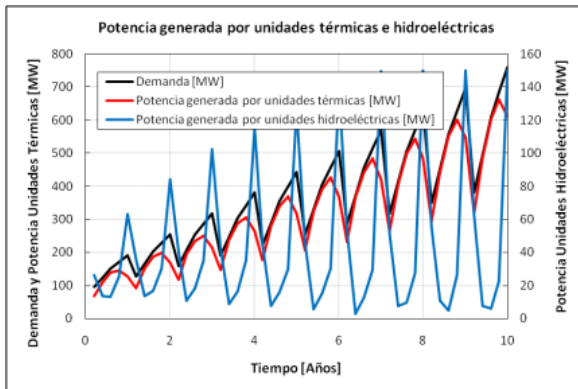


Figura 4.15: Demanda y potencia generada para pre- y post-contingencia, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

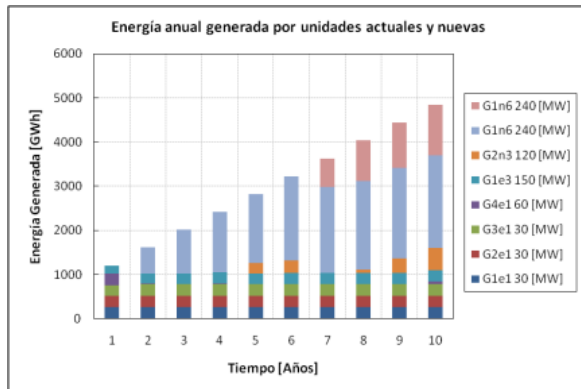


Figura 4.16: Energía anual generada pre- y post-contingencia, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

En la Figura 4.17 se muestra el caudal de agua turbinado por la unidad hidroeléctrica y volumen de agua del embalse asociado a esta unidad a lo largo de todo el horizonte de planificación.

En la Figura 4.18 y Figura 4.19 se muestra el caudal de agua turbinado por la unidad hidroeléctrica y volumen de agua del embalse asociado a esta unidad para los años 1, 4, 7 y 10 del horizonte de planificación, respectivamente.

Se observa que el caudal de agua turbinado aumenta a poco más del doble durante el bloque de demanda valle, produciendo una variación cercana al 15 % del volumen de agua embalsado para este mismo bloque. Luego, el caudal de agua turbinado disminuye y se mantiene prácticamente

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

constante durante los bloques de demanda media y resto, produciendo una variación cercana al 10 % del volumen de agua embalsado durante estos bloques. Finalmente, el caudal de agua turbinada vuelve a aumentar durante los bloques de demanda punta 2 y punta 1 produciendo una variación cercana al 20 % del volumen de agua embalsado.

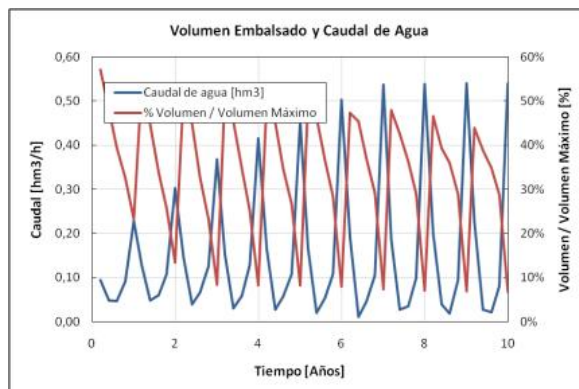


Figura 4.17: %Volumen embalsado y caudal de agua turbinada durante horizonte de planificación, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

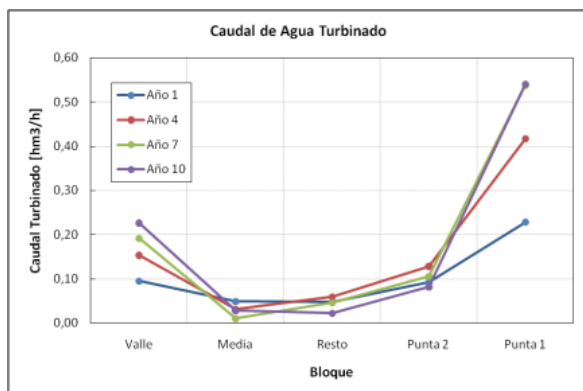


Figura 4.18: Caudal de agua turbinada año 1, 4, 7 y 10, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

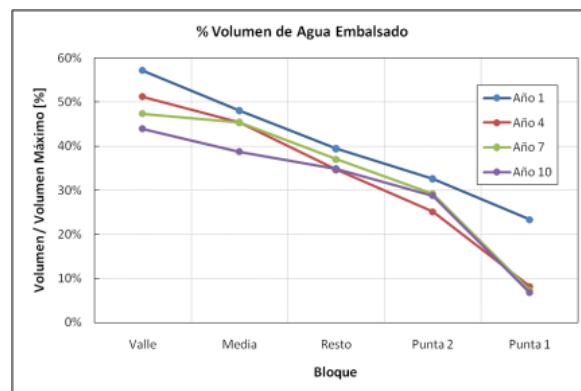


Figura 4.19: %Volumen de agua embalsada año 1, 4, 7 y 10, Garver dinámico 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 salida línea 3-5.

En la Figura 4.20 se muestra el comportamiento de los límites superior e inferior de la metodología SDDP. Se observa el comportamiento decreciente del límite superior y el comportamiento creciente del límite inferior. Además, el costo de operación del resultado de planificación de la generación y transmisión se encontró utilizando 10 iteraciones de un total de 50.

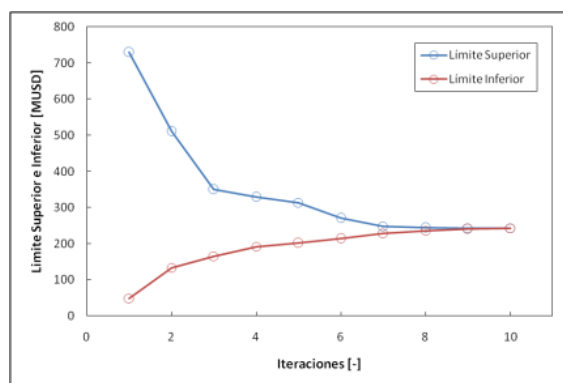


Figura 4.20: Comportamiento límite superior e inferior, metodología SDDP, Garver 5 bloques, coordinación hidrotérmica y criterio N-1 línea 3-5.

4.1.3. Planificación multi-periodo de la generación y transmisión utilizando sistema modificado Garver con demanda modelada en 24 bloques horarios

Esta planificación se realizará para un horizonte de 10 años, en donde la demanda anual por barra del sistema tendrá un crecimiento lineal y se supondrá que está modelada por 24 bloques horarios. En la Tabla D.10 (Anexo D) y Tabla D.11 se presenta el valor actual de la demanda por barra del sistema y los factores de crecimiento anual, respectivamente. En la Tabla D.13 se presentan los factores de demanda.

En la Tabla D.3 se presentan los datos de las unidades térmicas actuales y nuevas utilizadas para esta planificación.

a. Con demanda determinista, caso base

En este punto se realiza la planificación multi-periodo de la generación y transmisión considerando demanda determinista.

En la Tabla 4.32 y Tabla 4.33 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación, respectivamente.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
3-5	9 x 1	1	9.330.148
4-6	4 x 2	2	45.078.888
Costo [USD]			54.409.036

Tabla 4.32: Inversión en transmisión, Garver 24 bloques, caso base.

Barra	Generador	Tipo	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
3	80 [MW]	Térmica	3 x 1	1	80	16.715.092
3	130 [MW]	Térmica	8 x 1	1	130	23.656.886
6	240 [MW]	Térmica	4 x 1	1	240	75.052.785
Costo [USD]						115.424.763

Tabla 4.33: Inversión en generación, Garver 24 bloques, caso base.

En la Tabla 4.34 se presentan los costos de inversión, operación y total.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	54.409.036
Inversión en Generación	115.424.763
Costo de Operación	410.707.227
Costo Total	580.541.026

Tabla 4.34: Resultados modelo de planificación, Garver 24 bloques, caso base.

En la Figura 4.21 y Figura 4.22 se muestran las series temporales de los flujos de potencia por las líneas actuales y nuevas para todos los años del horizonte de planificación, respectivamente. Se observa que los circuitos de la línea 4-6 se encuentran saturados desde el momento en que se invierte en estos.

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

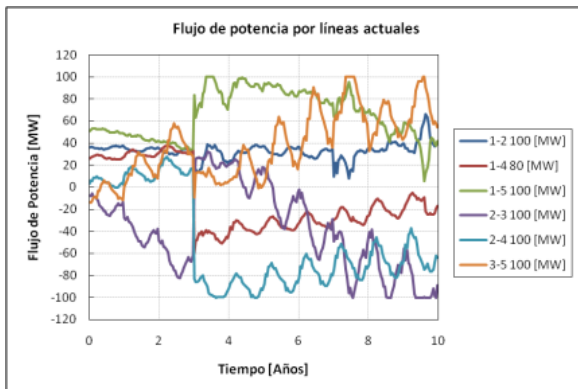


Figura 4.21: Flujo por líneas actuales, Garver 24 bloques, caso base.

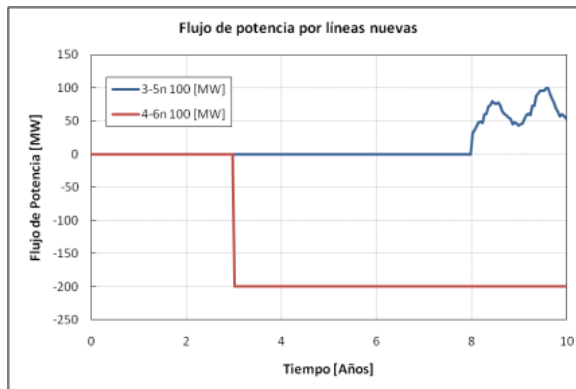


Figura 4.22: Flujo por líneas nuevas, Garver 24 bloques, caso base.

En la Figura 4.23 y Figura 4.24 se muestran las series temporales de la potencia generada por las unidades actuales y nuevas para todos los años del horizonte de planificación, respectivamente. Se observa que la unidad actual de 130 [MW] de la barra 1 genera su máxima potencia en casi todo el horizonte de planificación. Mientras que las unidades nuevas de 130 y 240 [MW] de la barra 3 y 6 respectivamente, generan su máxima potencia desde el momento en que se invierte en estas.

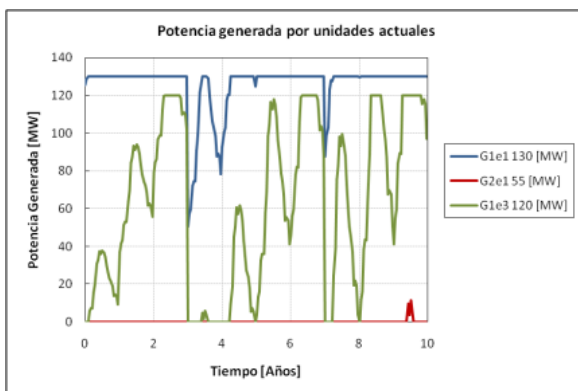


Figura 4.23: Potencia generada por unidades actuales, Garver 24 bloques, caso base.

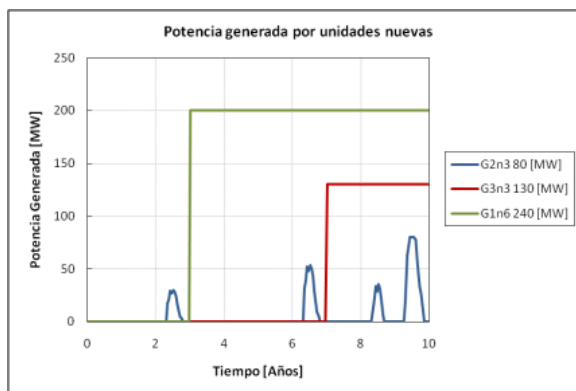


Figura 4.24: Potencia generada por unidades nuevas, Garver 24 bloques, caso base.

La Figura 4.25 muestra la energía diaria generada por las unidades actuales y nuevas para todos los años del horizonte de planificación.

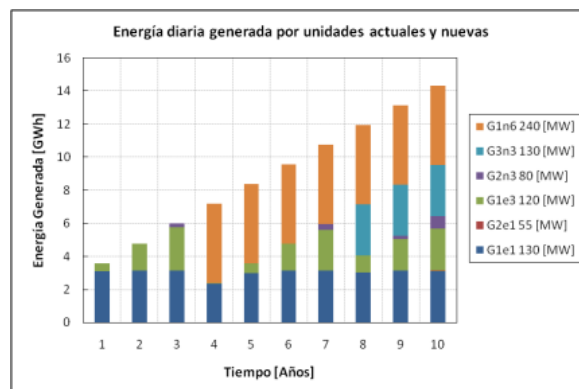


Figura 4.25: Energía diaria generada, Garver 24 bloques, caso base.

b. Con incertidumbre en la demanda

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión considerando incertidumbre en la demanda. Se utilizan los factores de escalamiento por escenarios de la Tabla 4.4.

En la Tabla 4.35 y Tabla 4.36 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación para los tres escenarios realizados, respectivamente.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
3-5	8 x 1	1	10.263.162
4-6	4 x 2	2	45.078.888
Costo Total [USD]			55.342.050

Tabla 4.35: Inversión en transmisión, Garver 24 bloques, incertidumbre en demanda.

Barra	Generador	Tipo	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
1	55 [MW]	Térmica	10 x 1	1	55	2.425.838
3	80 [MW]	Térmica	1 x 1	1	80	16.715.092
3	130 [MW]	Térmica	6 x 1	1	130	29.666.840
6	240 [MW]	Térmica	4 x 1	1	240	75.052.785
Costo Total [USD]						123.860.556

Tabla 4.36: Inversión en generación, Garver 24 bloques, incertidumbre en demanda.

En la Tabla 4.37 se presentan los costos de inversión en transmisión, inversión en generación e inversión total. Los costos de inversión aumentan un 1,71% en transmisión, un 7,31% en generación y un 5,52% en inversión total.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	55.342.050
Inversión en Generación	123.860.556
Inversión Total	179.202.606

Tabla 4.37: Costos de inversión en transmisión y generación, Garver 24 bloques, incertidumbre en demanda.

En la Tabla 4.38 se presentan los costos de inversión total y operación para los diferentes escenarios simulados. Existe una diferencia del 13,49% en el costo total al considerar el escenario de máxima demanda (S3) respecto al costo total considerando el escenario de mínima demanda (S1). Por otro lado, considerando el promedio de los costos de operación de cada escenario, el costo total aumenta un 1,03% respecto al caso base.

Ítem	Costo [USD]
Inversión Total	179.202.606
Costo de Operación S1	377.715.168
Costo de Operación S2	391.466.214
Costo de Operación S3	452.816.274

Tabla 4.38: Resultados modelo de planificación, Garver 24 bloques, incertidumbre en demanda.

En la Tabla D.22 (Anexo D5) se presenta la magnitud máxima de los flujos de potencia por las líneas actuales y nuevas para los diferentes escenarios.

c. Con generación ERV

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión considerando generación ERV y demanda determinista.

En la Tabla D.4 (Anexo D) y Tabla D.5 se presentan los datos de las unidades eólicas nuevas y los perfiles de generación para estas unidades, respectivamente. Los perfiles de generación eólica presentan una modelación de 24 bloques horarios, los cuales fueron obtenidos usando tres días representativos de los datos de generación horario de la central eólica Canela del año 2011, disponibles en el Laboratorio de Investigación de Sistemas Eléctricos de Potencia (LISEP).

En la Tabla D.6 se presentan los datos de las unidades solares nuevas, los perfiles de generación solar presentan una modelación de 24 bloques horarios, los cuales se obtuvieron a partir de los valores de generación horaria promedio en función de la capacidad de las propuestas de expansión de generación sola para el SEN 2017. En la Tabla F.13 (Anexo F) se presentan los valores mencionados anteriormente.

En la Tabla 4.39 y Tabla 4.40 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación para los tres escenarios realizados, respectivamente.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
3-5	6 x 1 ; 10 x 1	2	20.900.379
4-6	1 x 1 ; 3 x 1 ; 7 x 1	3	71.727.606
Costo Total [USD]			92.627.985

Tabla 4.39: Inversión en transmisión, Garver 24 bloques, generación ERV.

Barra	Generador	Tipo	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
3	130 [MW]	Térmica	7 x 1	1	130	26.518.769
3	34 [MW]	Eólica	1-10 x 1	10	340	80.344.444
6	24 [MW]	Eólica	1-5 x 1	5	120	30.642.502
6	22 [MW]	Eólica	1-10 x1	10	220	43.498.652
3	20 [MW]	Solar	1-3 x 1	3	60	18.245.497
4	15 [MW]	Solar	1-4 x 1	4	60	13.550.560
4	10 [MW]	Solar	1-4 x 1	4	40	8.257.192
Costo Total [USD]						221.057.617

Tabla 4.40: Inversión en generación, Garver 24 bloques, generación ERV.

En la Tabla 4.41 se presentan los costos de inversión, operación y total. Los costos de inversión aumentan un 70,24% en transmisión y un 91,52% en generación, mientras que el costo de operación disminuye un 166,24% y el costo total disminuye un 24,06%, respecto el caso base.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	92.627.985
Inversión en Generación	221.057.617
Costo de Operación	154.261.505
Costo Total	467.947.107

Tabla 4.41: Resultados modelo de planificación, Garver 24 bloques, generación ERV.

d. Con generación ERV e incertidumbre en la generación eólica

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión considerando generación ERV, incertidumbre en la generación eólica y demanda determinista.

En la Tabla 4.42 se presentan los factores de escala para tres escenarios de generación eólica, los cuales se obtuvieron de una muestra con distribución uniforme.

Escenario	Factor
S1	0,4521
S2	0,6437
S3	0,9521

Tabla 4.42: Factores de escalamiento para cada escenario de generación eólica.

En la Tabla 4.43 y Tabla 4.44 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación para los tres escenarios realizados, respectivamente.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
2-4	8 x 1	1	20.526.325
3-5	6 x 1 ; 9 x 1	2	21.748.574
4-6	1 x 1 ; 3 x 1 ; 7 x 1	3	71.727.606
Costo [USD]			114.002.505

Tabla 4.43: Inversión en transmisión, Garver 24 bloques, incertidumbre en generación eólica.

Barra	Generador	Tipo	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
3	130 [MW]	Térmica	5 x 1	1	130	33.129.718
3	34 [MW]	Eólica	1-9 x 1	9	306	75.867.246
6	24 [MW]	Eólica	1-8 x 1	8	192	42.192.967
6	22 [MW]	Eólica	1-9 x 1	9	198	41.082.144
3	20 [MW]	Solar	1-3 x 1	3	60	18.245.497
4	15 [MW]	Solar	1-5 x 1	5	75	16.094.713
4	10 [MW]	Solar	1-5 x 1	5	50	9.819.549
Costo [USD]						236.431.834

Tabla 4.44: Inversión en generación, Garver 24 bloques, incertidumbre en generación eólica.

En la Tabla 4.45 se presentan los costos de inversión en transmisión, inversión en generación e inversión total. Los costos de inversión aumentan un 109,54% en transmisión, un 104,84% en generación y un 106,34% en inversión total respecto al caso base.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	114.002.505
Inversión en Generación	236.431.834
Inversión Total	350.434.339

Tabla 4.45: Costos de inversión, Garver 24 bloques, incertidumbre en generación eólica.

En la Tabla 4.46 se presentan los costos de inversión total y operación para los diferentes escenarios simulados. Existe una diferencia del 9,70% en el costo total al considerar el escenario de mínima

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

generación eólica (S1) respecto al costo total considerando el escenario de máxima generación eólica (S3). Por otro lado, considerando el promedio de los costos de operación de cada escenario, se observa que si bien los costos de inversión aumentan, el costo total disminuye un 14,85% respecto al caso base.

Ítem	Costo [USD]
Inversión Total	350.434.339
Costo de Operación S1	177.682.464
Costo de Operación S2	156.514.696
Costo de Operación S3	130.974.633

Tabla 4.46: Resultados modelo de planificación, Garver 24 bloques, incertidumbre en generación eólica.

En la Tabla D.23 (Anexo D5) se presenta la magnitud máxima de los flujos de potencia por las líneas actuales y nuevas para los diferentes escenarios.

e. Con coordinación hidrotérmica

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión considerando coordinación hidrotérmica y demanda determinista.

En las Tabla 4.47 y Tabla 4.48 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación, respectivamente.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
3-5	8 x 1 ; 10 x 1	2	18.745.115
4-6	3 x 2	2	49.586.777
Costo [USD]			68.331.892

Tabla 4.47: Inversión en transmisión, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica.

Barra	Generador	Tipo	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
3	80 [MW]	Térmica	2 x 1	1	80	18.691.952
3	130 [MW]	Térmica	8 x 1	1	130	23.656.886
6	240 [MW]	Térmica	3 x 1	1	240	83.626.790
Costo [USD]						125.975.627

Tabla 4.48: Inversión en generación, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica.

En la Tabla 4.49 se presentan los costos de inversión, operación y total. Los costos de inversión aumentan un 25,59% en transmisión y un 9,14% en generación, mientras que los costos de operación y total disminuyen un 56,97% y un 27,33%, respectivamente.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	68.331.892
Inversión en Generación	125.975.627
Costo de Operación	261.638.813
Costo Total	455.946.332

Tabla 4.49: Resultados modelo de planificación, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica.

f. Con coordinación hidrotérmica y generación ERV

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión considerando coordinación hidrotérmica, generación ERV y demanda determinista.

En la Tabla 4.50 y Tabla 4.51 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación, respectivamente. Se observa que la inversión en generación corresponde a generación ERV casi en su totalidad.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
3-5	6 x 1 ; 9 x 1	2	21.748.574
4-6	1 x 1 ; 3 x 1 ; 7 x 1	3	71.727.606
Costo Total [USD]			93.476.180

Tabla 4.50: Inversión en transmisión, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

Barra	Generador	Tipo	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
3	130 [MW]	Térmica	8 x 1	1	130	23.656.886
3	34 [MW]	Eólica	1-6 x 1	6	204	80.344.444
6	24 [MW]	Eólica	1-5 x 1	5	120	30.642.502
6	22 [MW]	Eólica	1-6 x 1	6	132	43.498.652
3	20 [MW]	Solar	1-3 x 1	3	60	18.245.497
4	15 [MW]	Solar	1-4 x 1	4	60	13.550.560
4	10 [MW]	Solar	1-4 x 1	4	40	8.257.192
Costo Total [USD]						218.195.734

Tabla 4.51: Inversión en generación, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

En la Tabla 4.52 se presentan los costos de inversión, operación y total. Los costos de inversión aumentan un 71,80% en transmisión y un 89,04% en generación, mientras que los costos de operación y total disminuyen un 342,34% y un 43,51%, respectivamente, en comparación con el caso base. Lo anterior se debe a que un aumento en los costos de inversión permite a la planificación entregar al sistema una solución de expansión más robusta y la capacidad de generar y transferir energía a menor costo, disminuyendo los costos de operación y total del sistema.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	93.476.180
Inversión en Generación	218.195.734
Costo de Operación	92.849.621
Costo Total	404.521.535

Tabla 4.52: Resultados modelo de planificación, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

En la Figura 4.26 y Figura 4.27 se muestran las series temporales de los flujos de potencia por las líneas actuales y nuevas para todos los años del horizonte de planificación, respectivamente. Se observa existe una variabilidad considerablemente mayor respecto al caso base. Sin embargo, el sistema opera dentro de sus capacidades permitidas durante todo el horizonte de planificación.

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

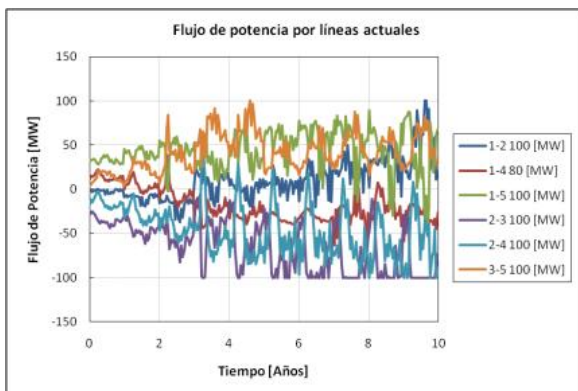


Figura 4.26: Flujo por líneas actuales, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

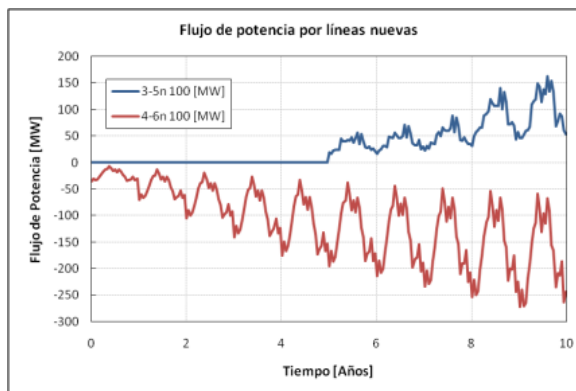


Figura 4.27: Flujo por líneas nuevas, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

En la Figura 4.28, 4.29, 4.30 y 4.31 se muestran las series temporales de la potencia generada por las unidades térmicas actuales y nuevas, unidad hidroeléctrica actual, unidades eólicas nuevas y unidades solares nuevas, respectivamente, durante todo el horizonte de planificación.

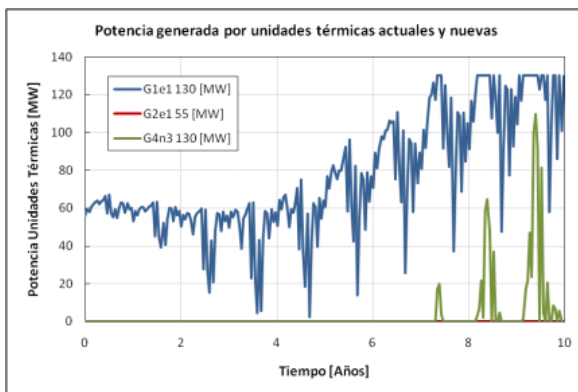


Figura 4.28: Potencia generada por unidades térmicas actuales, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

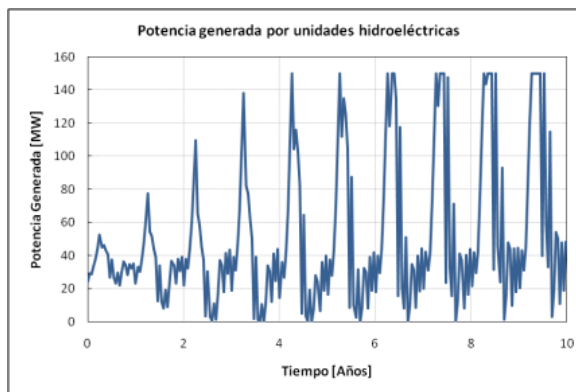


Figura 4.29: Potencia generada por unidad hidroeléctrica, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

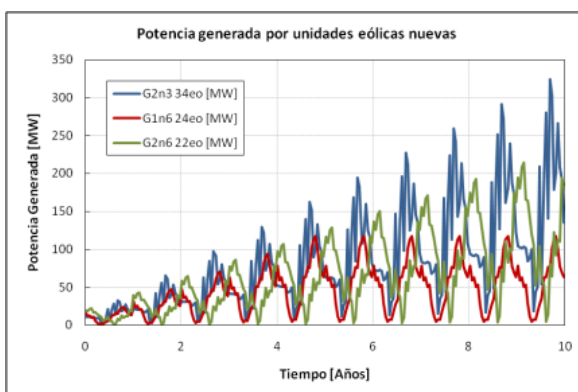


Figura 4.30: Potencia generada por unidades eólicas nuevas, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

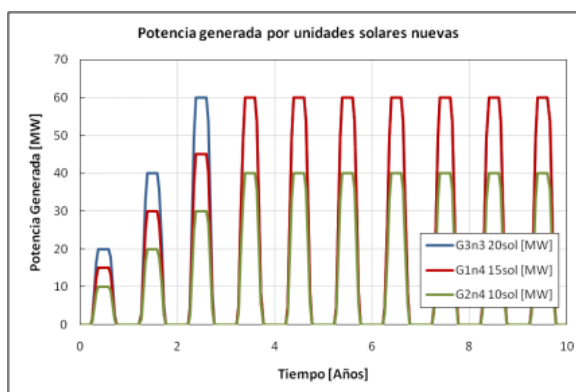


Figura 4.31: Potencia generada por unidades solares nuevas, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

En la Figura 4.32 se muestra la energía diaria generada por tipo de generación para cada año del horizonte de planificación. La generación ERV aporta más de la mitad de la energía requerida por el sistema en todos los años de planificación. Además, desde el año 3 la generación eólica presenta el mayor aporte de energía diaria entre los cuatro tipos de generación presente.

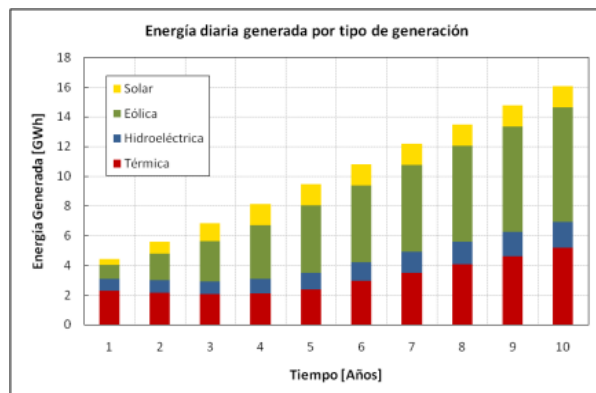


Figura 4.32: Energía diaria generada por tipo de generación, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

En la Figura 4.33, 4.34 y 4.35 se muestra la potencia despachada para los 24 bloques horarios por tipo de generación para los años 1, 5 y 10, respectivamente. Con el paso de los años la potencia despachada proviene mayoritariamente de generación eólica y solar.

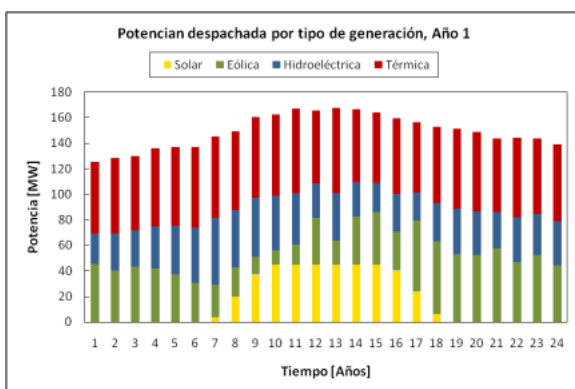


Figura 4.33: Potencia despachada para los 24 bloques horarios por tipo de generación año 1, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

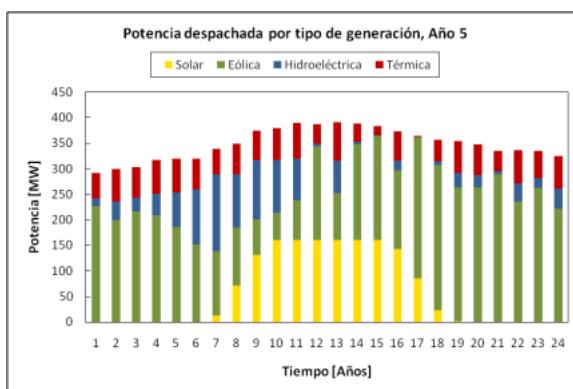


Figura 4.34: Potencia despachada para los 24 bloques horarios por tipo de generación año 5, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

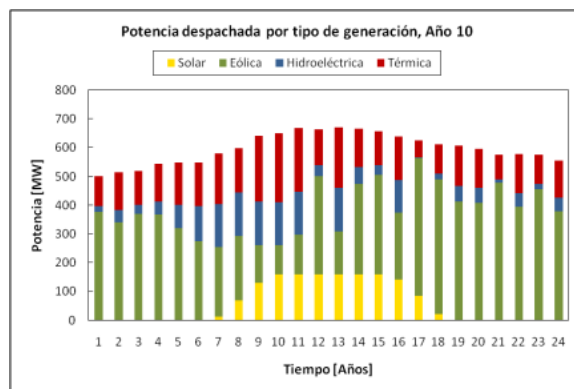


Figura 4.35: Potencia despachada para los 24 bloques horarios por tipo de generación año 10, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

En la Figura 4.36 se muestra el caudal de agua turbinado por la unidad hidroeléctrica y volumen de agua del embalse asociado a esta unidad a lo largo de todo el horizonte de planificación.

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

En la Figura 4.37 y Figura 4.38 se muestra el caudal de agua turbinada y volumen de agua embalsada por la unidad hidroeléctrica para los años 1, 4, 7 y 10 del horizonte de planificación, respectivamente.

La incorporación de la generación ERV produce mayores variaciones del caudal de agua turbinado a lo largo del horizonte de planificación. Por otro lado, los caudales de agua turbinados de mayor valor se presentan durante las horas en que la generación eólica es menor, produciendo una disminución más rápida del volumen de agua embalsado. Mientras que en las horas donde la generación eólica es mayor, los caudales de agua turbinados son menores produciendo que la disminución del volumen de agua embalsado sea más lenta.

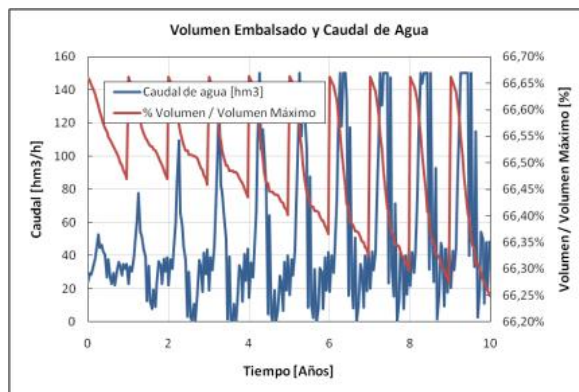


Figura 4.36: %Volumen de agua embalsada y caudal de agua turbinada durante horizonte de planificación, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

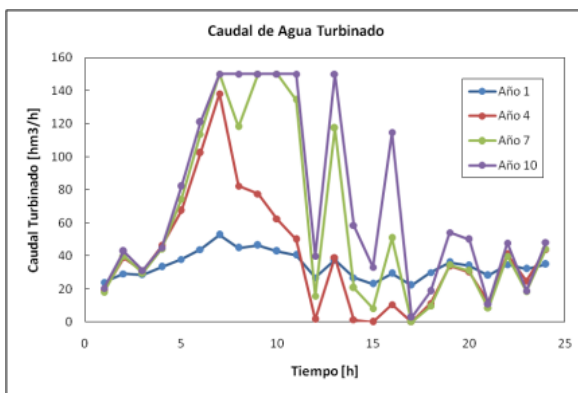


Figura 4.37: Caudal de agua turbinada durante los 24 bloques horarios año 1, 4, 7 y 10, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

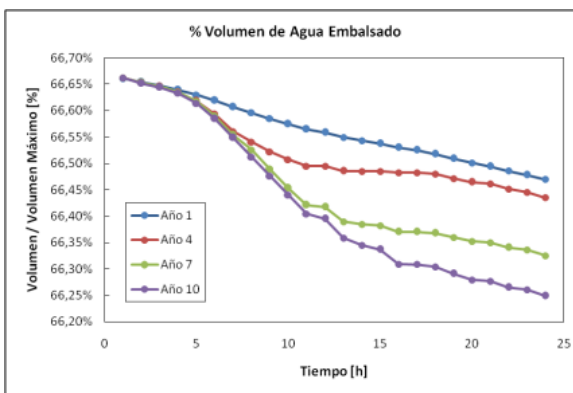


Figura 4.38: %Volumen de agua embalsada durante los 24 bloques horarios año 1, 4, 7 y 10, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

En la Figura 4.39 se muestra el comportamiento de los límites superior e inferior de la metodología SDDP. Se observa el comportamiento decreciente del límite superior, el comportamiento creciente del límite inferior. Además, el costo de operación del resultado de planificación de la generación y transmisión se encontró utilizando 10 iteraciones de un total de 50.

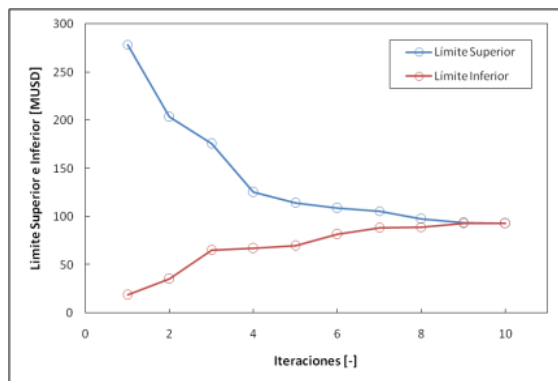


Figura 4.39: Comportamiento límite superior e inferior, Garver 24 bloques, coordinación hidrotérmica y generación ERV.

4.1.4. Resumen de resultados en sistema Garver

A continuación se presentan las tablas resúmenes de los resultados del modelo de planificación y de las estadísticas de simulación, tanto para la planificación estática como dinámica realizadas en el sistema Garver. Los casos simulados son los siguientes:

- Base: corresponde a una simulación realizada con demanda determinista, sin inclusión de coordinación hidrotérmica ni generación renovable variable.
- Incertidumbre: corresponde a una simulación realizada mediante la conformación de tres escenarios de demanda o generación eólica, sin inclusión de coordinación hidrotérmica.
- N-1: corresponde a una simulación realizada con inclusión de criterio de seguridad preventivo, ya sea ante una posible contingencia en una línea específica (Línea 3-5) o en cualquiera de las líneas actuales del sistema (General). Además, esta simulación considera demanda determinista.
- Coordinación Hidrotérmica (CH): corresponde a una simulación realizada con inclusión de coordinación hidrotérmica y mediante la conformación de tres escenarios hidrológicos. Esta simulación considera demanda determinista.
- Generación Renovable Variable (ERV): corresponde a una simulación realizada con inclusión de generación eólica y solar. Además, esta simulación considera demanda determinista.

En la Tabla 4.53, 4.48 y 4.49 se presenta el resumen de los resultados del modelo de planificación de la generación y transmisión del sistema Garver estático, dinámico con demanda modelada en 5 y 24 bloques horarios, respectivamente.

Garver estático

Ítem	Base [USD]	Incertidumbre Demanda [USD]	N-1 (3-5) [USD]	N-1 (General) [USD]
Inversión en Transmisión	110.000.000	160.000.000	160.000.000	333.000.000
Inversión en Generación	247.200.000	247.200.000	247.200.000	203.940.000
Costo de Operación	114.325.884	110.291.080	109.157.484	105.442.368
Costo ENS	0	0	0	3.552.000.000
Costo Total	471.525.884	517.491.080	516.357.484	4.194.382.368

Tabla 4.53: Resumen resultados modelo de planificación Garver estático.

Garver multi-periodo con demanda modelada en 5 bloques horarios

Ítem	Base [USD]	Incertidumbre Demanda [USD]	CH [USD]	N-1 (3-5) [USD]	CH, N-1 (3-5) [USD]
Inversión en Transmisión	73.302.585	95.714.243	83.051.049	112.917.432	111.551.405
Inversión en Generación	181.286.171	190.791.030	176.595.532	171.374.574	171.374.574
Costo de Operación	292.487.182	281.017.007	267.367.487	271.844.275	243.367.869
Costo Total	547.075.937	567.522.280	527.014.069	556.136.281	526.293.847

Tabla 4.54: Resumen resultados modelo de planificación Garver 5 bloques.

Garver multi-periodo con demanda modelada en 24 bloques horarios

Ítem	Base [USD]	Incertidumbre Demanda [USD]	ERV [USD]	Incertidumbre Eólica [USD]	CH [USD]	CH, ERV [USD]
Inversión en Transmisión	54.409.036	55.342.050	92.627.985	114.002.505	68.331.892	93.476.180
Inversión en Generación	115.424.763	123.860.556	221.057.617	236.431.834	125.975.627	218.195.734
Costo de Operación	410.707.227	407.332.552	154.261.505	155.057.264	261.638.813	92.849.621
Costo Total	580.541.026	586.535.158	467.947.107	505.491.603	455.946.332	404.521.535

Tabla 4.55: Resumen resultados modelo de planificación 24 bloques.

Los aumentos en los costos totales de los casos con incertidumbre en la demanda con respecto a los casos base se deben principalmente por el escenario que presenta un mayor crecimiento de la demanda a lo largo del horizonte de planificación. Esto se debe a que un aumento en la demanda de energía, ya sea por su proyección o escenarios de incertidumbre, provoca un aumento en los costos de inversión en generación y transmisión, ya que se invierte en una mayor cantidad de elementos o se realizan inversiones con mayor anticipatividad.

Al agregar criterio de seguridad se produce un aumento en los costos totales respecto a los casos base. Esto se produce porque se realiza una mayor inversión en transmisión de forma de asegurar la operación del sistema ante una posible contingencia.

Al incorporar coordinación hidrotérmica y generación renovable variable se observa que los costos totales disminuyen respecto al caso base. Esto se debe principalmente porque los costos de operación disminuyen considerablemente. Sin embargo, esta disminución en los costos de operación trae consigo un aumento en los costos de inversión, tanto en generación como en transmisión, para que el sistema sea capaz de satisfacer la demanda a partir de generación de energía a menor costo. Por otro lado, el aumento en los costos totales en el caso con incertidumbre en generación eólica respecto al caso sin incertidumbre se produce por el escenario en donde se presenta la menor generación eólica, por lo que se debe invertir en una mayor cantidad de unidades de generación y transmisión para suplir la energía requerida por los consumos.

En la Tabla 4.56, 4.51 y 4.52 se presenta el resumen de las estadísticas de simulación del modelo de planificación de la generación y transmisión del sistema Garver estático, dinámico con demanda modelada en 5 y 24 bloques horarios, respectivamente.

Garver estático

Ítem	Base	Incertidumbre Demanda	N-1 (3-5)	N-1 (General)
Tiempo promedio de formulación [s]	0,2194	0,3931	0,4189	0,5079
Tiempo promedio de resolución [s]	0,3985	2,1802	1,1427	11.849,73
N° de Simulaciones	10	10	10	10
N° de Variables	59 Binarias 52 continuas	177 Binarias 156 Continuas	59 Binarias 104 Continuas	59 Binarias 312 Continuas
N° de Restricciones	617	1.881	1.155	1.863

Tabla 4.56: Resumen estadísticas de simulación Garver estático.

Al incorporar incertidumbre en la demanda se observa un aumento en los tiempos de simulación respecto al caso base, donde los tiempos promedios de formulación y resolución aumentan un 79,17% y un 447,10%, respectivamente, mientras que el tiempo promedio total de simulación aumenta un 316,46%. Estos aumentos en los tiempos son esperables debido al aumento tanto en el número de variables como en el número de restricciones producido por la inclusión de escenarios en el problema de planificación.

Al agregar criterio de seguridad ante una posible contingencia en una línea específica (línea 3-5), se observa un aumento en los tiempos de simulación respecto al caso base, donde los tiempos promedios de formulación y resolución aumentan un 90,93% y un 186,75%, respectivamente, mientras que el tiempo promedio total de simulación aumenta un 152,73%. Si bien, estos aumentos en los tiempos son esperables ya que al considerar una contingencia se genera un aumento tanto en el número de variables como en el número de restricciones del problema, el sistema logra aumentar su seguridad en el estado pre- y post-contingencia, siguiendo su funcionamiento dentro de sus capacidades. Por otro lado, al resolver el problema de planificación con criterio de seguridad ante una posible contingencia en cualquiera de las líneas actuales del sistema (*N-1* General), se observa que tanto el tiempo promedio de formulación como el tiempo promedio de resolución aumenta, siendo este último el que presenta un aumento considerablemente mayor, pasando de poco más de 1 segundo, a alrededor de 3 horas y 15 minutos. Si bien, se logra una solución de expansión para el sistema, esta no es capaz de cumplir con los requerimientos del sistema y ocurre una pérdida de carga como se comentó anteriormente.

Garver multi-periodo con demanda modelada en 5 bloques horarios

Ítem	Base	Incertidumbre Demanda	CH	N-1 (3-5)	CH, N-1 (3-5)
Tiempo promedio de formulación [s]	0,3792	0,7958	0,8631	0,6739	0,9527
Tiempo promedio de resolución [s]	39,21	407,36	450,84	335,17	510,93
N° de Simulaciones	10	10	10	10	10
N° de Variables	590 Binarias 2.600 Continuas	1770 Binarias 7.800 Continuas	590 Binarias 3.050 Continuas	590 Binarias 5.200 Continuas	590 Binarias 6.100 Continuas
N° de Restricciones	14.730	44.190	34.590	26.510	63.870

Tabla 4.57: Resumen estadísticas de simulación Garver 5 bloques.

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

Teniendo en cuenta el caso base, se observa un aumento en los tiempos de simulación respecto al caso base estático, donde los tiempos promedios de formulación y resolución aumentan un 77,39% y un 9739,40%, respectivamente, mientras que el tiempo promedio total de simulación aumenta un 6308,67%. Estos aumentos en los tiempos son esperables debido a que al realizar una modelación de 5 bloques horarios y considerar un horizonte de 10 años, produce un aumento considerable en el número de variables, el número de restricciones y complejidad del problema.

Al incorporar incertidumbre en la demanda se observa un aumento en los tiempos de simulación respecto al caso base, donde los tiempos promedios de formulación y resolución aumentan un 104,47% y un 938,92%, respectivamente, mientras que el tiempo promedio total de simulación aumenta un 930,92%. Estos aumentos en los tiempos son esperables debido al aumento tanto en el número de variables como en el número de restricciones producido por la inclusión de escenarios en el problema de planificación.

Al considerar coordinación hidrotérmica, se observa un aumento en los tiempos de simulación respecto al caso base, donde los tiempos promedios de formulación y resolución aumentan un 121,76% y un 1049,81%, respectivamente, mientras que el tiempo promedio total de simulación aumenta un 1040,68%. Estos aumentos en los tiempos son esperables debido a la incorporación de escenarios hidrológicos y la metodología SDDP, la cual produce un aumento en el número de variables, el número de restricciones y complejidad del problema.

La inclusión del criterio de seguridad ante una posible contingencia en la línea 3-5, produce un aumento en el tiempo promedio total de simulación del caso base, pasando de 39,69 [s], a 335,84 [s] para el caso donde se considera solo el criterio de seguridad $N-1$ y a 511,88 [s] para el caso donde se considera coordinación hidrotérmica y criterio de seguridad $N-1$. Lo anterior implica un aumento de 8,5 y 12,9 veces, respectivamente.

Garver multi-periodo con demanda modelada en 24 bloques horarios

Ítem	Base	Incertidumbre Demanda	ERV	Incertidumbre Eólica	CH	CH, ERV
Tiempo promedio de formulación [s]	2,9325	9,0461	3,3684	9,7165	12,5319	15,6918
Tiempo promedio de resolución [s]	2.185,64	10.573,27	2.813,51	18.281,96	27.659,09	30.149,91
N° de Simulaciones	10	10	10	10	10	10
N° de Variables Binarias	630	1.890	690	2070	1890	2100
N° de Variables Continuas	13.680	41.040	14.400	43.200	42.480	46.800
N° de Restricciones	56.550	169.650	59.790	179.370	174.690	183.510

Tabla 4.58: Resumen estadísticas de simulación Garver 24 bloques.

Al incorporar generación renovable variable, se observa un aumento en el tiempo promedio total de simulación de un 28,71% respecto al caso base. Mientras que al incorporar incertidumbre en la generación eólica, se observa un aumento un 549,36% respecto del caso de generación renovable variable. Por otro lado, al considerar coordinación hidrotérmica e incorporar generación renovable variable, se observa un aumento de un 9,01% respecto al caso donde solo se considera coordinación hidrotérmica. Estos aumentos en el tiempo promedio total de simulación se deben a la incorporación de generación renovable, de metodología SDDP al considerar coordinación

hidrotérmica, de incertidumbre, ya sea en demanda, generación eólica o escenarios hidrológicos, donde cada uno de estos casos producen un aumento en el tamaño y complejidad del problema de planificación, que se refleja tanto en la cantidad de variables como en la cantidad de restricciones necesarias para la formulación y resolución de este problema.

4.2. Análisis de resultados en el sistema IEEE118

El sistema IEEE118 consta de 118 barras, 186 líneas actuales, 14 líneas candidatas, 54 unidades térmicas actuales, 17 unidades térmicas nuevas, 4 unidades hidroeléctricas tipo embalse actuales, 7 unidades eólicas nuevas y 5 unidades solares nuevas.

En la Figura E.1 (Anexo E) se presenta el diagrama del sistema. En la Tabla E.1 se presentan los datos de líneas actuales y nuevas. En la Tabla E.2, E.3, E.4, E.5 y E.6 se presentan los datos de las unidades térmicas actuales, unidades térmicas nuevas, unidades hidroeléctricas actuales, unidades eólicas nuevas y unidades solares nuevas, respectivamente.

En cuanto a la demanda, se considera una curva de demanda determinista por barra modelada en 24 bloques horarios. Tendrá un crecimiento lineal alcanzando un valor igual a 2,3 veces su valor actual al final del horizonte de planificación. En la Tabla E.9, E.10 y E.11 se presenta la demanda por barra, factores de crecimiento anual y factores de demanda, respectivamente.

4.2.1. Planificación multi-periodo de la generación y transmisión utilizando sistema IEEE118 con demanda modelada en 24 bloques horarios

A continuación se desarrollará la planificación de la generación y la transmisión considerando un horizonte de 10 años.

Entre las consideraciones a realizar, se usará una reserva de capacidad del 20%, una tasa de actualización del capital del 10% y un GAP para las simulaciones de 1%.

a. Sin de coordinación hidrotérmica ni inclusión de generación ERV, caso base

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión sin coordinación hidrotérmica ni generación renovable variable.

En la Tabla 4.59 y Tabla 4.60 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación, respectivamente.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
63-59	3 x 1 ; 4 x 1	2	6.090.158
63-64	3 x 1 ; 4 x 1	2	4.733.283
64-65	3 x 2	2	4.991.736
69-75	3 x 1	1	10.082.645
89-90	4 x 1	1	7.490.609
Costo [USD]			33.388.430

Tabla 4.59: Inversión en transmisión, IEEE 118 caso base.

Barra	Generador	Tipo	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
1	104 [MW]	Térmica	9 x 1	1	104	10.351.714
11	150 [MW]	Térmica	7 x 1	1	150	19.000.867
18	100 [MW]	Térmica	10 x 1	1	100	8.778.821
35	352 [MW]	Térmica	7 x 1	1	352	66.883.051
42	140 [MW]	Térmica	9 x 1	1	140	13.935.000
59	220 [MW]	Térmica	8 x 1	1	220	37.111.129
60	60 [MW]	Térmica	6 x 1	1	60	4.346.926
62	150 [MW]	Térmica	10 x 1	1	150	13.168.231
78	60 [MW]	Térmica	5 x 1	1	60	4.883.402
116	300 [MW]	Térmica	2 x 1	1	300	99.959.107
Costo [USD]						278.418.247

Tabla 4.60: Inversión en generación, IEEE 118 caso base.

En la Tabla 4.61 se presentan los resultados de inversión, operación y total.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	33.388.430
Inversión en Generación	278.418.247
Costo de Operación	4.622.822.889
Costo Total	4.934.629.565

Tabla 4.61: Resultados modelo de planificación, IEEE 118 caso base.

b. Sin coordinación hidrotérmica y con inclusión de generación ERV

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión sin considerar coordinación hidrotérmica y con inclusión de generación renovable variable.

En la Tabla 4.62 y Tabla 4.63 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación, respectivamente.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
63-59	3 x 2	2	6.380.165
63-64	3 x 2	2	4.958.678
64-65	2 x 1 ; 3 x 1	2	5.241.322
69-75	2 x 1	1	11.090.909
89-90	4 x 1	1	6.809.644
Costo [USD]			34.480.719

Tabla 4.62: Inversión en transmisión, IEEE 118 generación ERV.

Barra	Generador	Tipo	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
1	104 [MW]	Térmica	9 x 1	1	104	10.351.714
35	352 [MW]	Térmica	7 x 1	1	352	66.883.051
42	140 [MW]	Térmica	9 x 1	1	140	13.935.000
59	220 [MW]	Térmica	8 x 1	1	220	37.111.129
60	60 [MW]	Térmica	6 x 1	1	60	4.346.926
62	150 [MW]	Térmica	10 x 1	1	150	13.168.231
78	60 [MW]	Térmica	5 x 1	1	60	4.883.402
1	68 [MW]	Eólica	1 x 1	1	68	13.665.943
11	48 [MW]	Eólica	1 x 1	1	48	9.646.548
15	44 [MW]	Eólica	1 x 1	1	44	8.842.669
42	68 [MW]	Eólica	1 x 1	1	68	13.665.943
49	48 [MW]	Eólica	1 x 1	1	48	9.646.548
59	44 [MW]	Eólica	1 x 1	1	44	8.842.669
90	44 [MW]	Eólica	1 x 1	1	44	8.842.669
12	150 [MW]	Solar	7 x 1	1	150	30.697.729
20	150 [MW]	Solar	10 x 1	1	150	12.881.965
47	300 [MW]	Solar	2 x 1	1	300	126.182.687
Costo [USD]						393.594.823

Tabla 4.63: Inversión en generación, IEEE 118 generación ERV.

En la Tabla 4.64 se presentan los resultados de inversión, operación y total. Al considerar generación ERV los costos totales de inversión aumentan un 37,29 %, mientras que los costos de operación y total disminuyen un 4,17 % y un 1,42 %, respectivamente, respecto al caso base.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	34.480.719
Inversión en Generación	393.594.823
Costo de Operación	4.437.573.247
Costo Total	4.865.648.788

Tabla 4.64: Resultados modelo de planificación, IEEE 118 generación ERV.

c. Con coordinación hidrotérmica e inclusión de generación ERV

En este punto se realiza la planificación de la generación y transmisión considerando coordinación hidrotérmica y generación renovable variable.

En la Tabla E.4 (Anexo E) se presentan los datos de las unidades hidroeléctrica tipo embalse. En la Tabla E.8 se presenta la FCF para las unidades hidroeléctricas. Además, los escenarios hidrológicos que se utilizaran corresponden a los definidos para la planificación de la generación y transmisión del SEN 2017. Para mayor detalle se recomienda revisar la Sección 5.2 del Capítulo 5.

Capítulo 4

Resultados en sistemas de prueba

En la Tabla 4.65 y Tabla 4.66 se presentan los periodos de inversión en transmisión y generación, respectivamente.

Línea	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
63-59	3 x 1 ; 4 x 1	2	6.090.158
63-64	3 x 1 ; 4 x 1	2	4.733.283
64-65	2 x 1 ; 3 x 1	2	5.241.322
69-75	2 x 1	1	11.090.909
89-90	4 x 1	1	6.809.644
Costo [USD]			33.965.317

Tabla 4.65: Inversión en transmisión, IEEE 118 coordinación hidrotérmica y generación ERV.

Barra	Generador	Tipo	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
1	104 [MW]	Térmica	9 x 1	1	104	10.351.714
35	352 [MW]	Térmica	7 x 1	1	352	66.883.051
42	140 [MW]	Térmica	9 x 1	1	140	13.935.000
59	220 [MW]	Térmica	8 x 1	1	220	37.111.129
60	60 [MW]	Térmica	8 x 1	1	60	3.415.852
62	150 [MW]	Térmica	10 x 1	1	150	13.168.231
78	60 [MW]	Térmica	5 x 1	1	60	4.883.402
1	68 [MW]	Eólica	1 x 1	1	68	13.665.943
11	48 [MW]	Eólica	1 x 1	1	48	9.646.548
15	44 [MW]	Eólica	1 x 1	1	44	8.842.669
42	68 [MW]	Eólica	1 x 1	1	68	13.665.943
49	48 [MW]	Eólica	1 x 1	1	48	9.646.548
90	44 [MW]	Eólica	1 x 1	1	44	8.842.669
12	150 [MW]	Solar	7 x 1	1	150	30.697.729
20	150 [MW]	Solar	9 x 1	1	150	14.329.198
47	300 [MW]	Solar	2 x 1	1	300	126.182.687
Costo [USD]						385.268.313

Tabla 4.66: Inversión en generación, IEEE 118 coordinación hidrotérmica y generación ERV.

En la Tabla 4.67 se presentan los resultados de inversión, de operación y total. Al considerar coordinación hidrotérmica y generación ERV, los costos totales de inversión aumentan un 34,45 %, mientras que los costos de operación y total disminuyen un 11,06 % y un 7,04 %, respectivamente, en comparación con el caso base.

Ítem	Costo [USD]
Inversión en Transmisión	33.965.317
Inversión en Generación	385.268.313
Costo de Operación	4.162.393.561
Costo Total	4.581.627.190

Tabla 4.67: Resultados modelo de planificación, IEEE 118 coordinación hidrotérmica y generación ERV.

4.2.2. Resumen de resultados en sistema IEEE118

A continuación se presentan las tablas resúmenes de los resultados del modelo de planificación y de las estadísticas de simulación para la planificación de la generación y transmisión del sistema IEEE118.

En la Tabla 4.68 se presenta el resumen de los resultados del modelo de planificación de la generación y transmisión del sistema IEEE118 con demanda modelada en 24 bloques horarios.

Ítem	Base [USD]	ERV [USD]	CH, ERV [USD]
Inversión en Transmisión	33.388.430	34.480.719	33.965.317
Inversión en Generación	278.418.247	393.594.823	385.268.313
Costo de Operación	4.622.822.889	4.437.573.247	4.162.393.561
Costo Total	4.934.629.565	4.865.648.788	4.581.627.190

Tabla 4.68: Resumen resultados modelo de planificación IEEE 118.

En la Tabla 4.69 se presenta el resumen de las estadísticas de simulación del modelo de planificación de la generación y transmisión del sistema IEEE118 con demanda modelada en 24 bloques horarios.

Ítem	Base	ERV	CH, ERV
Tiempo promedio de formulación [s]	12,751	16,238	21,954
Tiempo promedio de resolución [s] (minutos)	1.793,052 (29,88)	2.795,441 (46,59)	45.772,633 (762,88)
N° de Restricciones	189.030	198.270	657.360
N° de Variables	310 Binarias 47.280 Continuas	430 Binarias 50.160 Continuas	1.290 Binarias 153.360 Continuas
N° de Simulaciones	10	10	10

Tabla 4.69: Resumen estadísticas de simulación IEEE 118.

De los resultados anteriores se observa que, al incorporar generación renovable variable, el tiempo promedio total de simulación aumenta un 55,70% respecto al caso base, mientras que al considerar coordinación hidrotérmica e incluir generación renovable variable, se produce un aumento alrededor de 25 veces respecto al caso base.

Capítulo 5

5. Resultados en SEN 2017

Desde el año 2017, el sistema eléctrico chileno está formado por 3 sub-sistemas: el SEN, proveniente de la interconexión del SING y el SIC, extendiéndose desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Región de Los Lagos. El SEA ubicado en la Región de Aysén y el SEM ubicado en la Región de Magallanes. En la Figura F.1 (Anexo F) y Figura F.2 se muestra el diagrama del SEN 2017 [10].

A la fecha, el SEN presenta una capacidad instalada de 26.800 [MW], una demanda máxima de 11.230 [MW] y 36.000 [km] de líneas de transmisión, aproximadamente [10].

Para los análisis posteriores se considera un modelo reducido del SEN al año 2017.

5.1. Modelo reducido del SEN 2017

La Tabla 5.1 presenta las características principales del modelo reducido.

Barras	112
Generadores existentes	287
Capacidad instalada	22.759,89 [MW]
Líneas de transmisión existentes	220
Demanda máxima 2017	8.732,81 [MW]

Tabla 5.1: Características principales modelo reducido SEN 2017.

El modelo considera un sistema de transmisión con valores de tensión de 220 y 500 [kV]. En la Tabla F.1 se presentan los datos de las líneas de transmisión existentes. Por otro lado, el sistema de generación está compuesto por tecnologías térmicas, hidroeléctricas, eólicas y fotovoltaicas. En la Tabla F.4 se presentan los datos de las centrales de generación existentes.

En la Tabla F.5 se presentan los datos de centrales hidroeléctricas tipo embalse, mientras que en la Tabla F.6 y Tabla F.7 se presentan las FCF correspondientes a cada embalse asociado a las centras hidroeléctricas [10]. En la Figura F.3 se muestra la conexión entre centrales hidroeléctricas tipo embalse y pasada.

En cuanto a la demanda, se considera una modelación de 24 bloques horarios lo que permite incluir generación ERV y una proyección para un horizonte de 20 años con un crecimiento lineal de forma que al término de la planificación, la demanda aumente dos veces respecto a su situación inicial [3]. En la Tabla F.14 y Tabla F.15 se presentan los datos de demanda máxima por barra y los factores de crecimiento anual, respectivamente. Además, de forma de tener un mejor comportamiento de la demanda, se decide modelar una demanda por tipo de barra, la cual considera dos categorías de clientes. En la Tabla F.16 se presentan los valores horarios de los factores de demanda [25] por tipo

de barra según cliente. En la Figura F.11 y Figura F.12 se muestra el perfil de los factores de demanda para cliente residencial e industrial o minero, respectivamente.

5.2. Definición de escenarios hidrológicos

La estadística hidrológica de la CNE [26] detalla los caudales afluentes para las centrales hidroeléctricas. Esta información es recopilada desde 1960 hasta 2017, siendo 57 las hidrologías disponibles. En la Figura F.4 se muestra la energía afluente anual al sistema por año hidrológico. En la Figura F.5 se muestra la energía afluente anual al sistema en orden descendente por año hidrológico, en donde se destaca la energía afluente promedio del sistema.

A partir de la energía afluente anual al sistema, se seleccionan tres escenarios hidrológicos posibles donde se asume igual probabilidad de ocurrencia para cada escenario. Para un escenario de hidrología media se utiliza el año hidrológico (año 1971) que coincide con el promedio de la energía afluente al sistema. Para un escenario de hidrología húmeda y seca se utiliza el año hidrológico que presenta una energía afluente sobre (año 1978) y bajo (año 1989) un 20 % del promedio, respectivamente. En la Figura F.6, F.7 y F.8 se muestra el escenario hidrológico correspondiente a hidrología húmeda, media y seca, respectivamente.

5.3. Alternativas de expansión en transmisión

En la Tabla F.2 se presentan las propuestas de expansión en líneas de transmisión para el año 2017, las cuales fueron informadas por la CNE en su propuesta de expansión de transmisión [3]. Junto a las propuestas de expansión, se consideran propuestas de refuerzos a líneas de transmisión existentes que no tengan la capacidad de transmitir la energía demandada y no cuenten con una propuesta de expansión. En la Tabla F.3 se presentan las propuestas de refuerzos para líneas de transmisión del sistema.

5.4. Alternativas de expansión en generación

En las Tabla F.8, F.9, F.10 y F.11 se presentan las propuestas de expansión en generación para tecnologías de generación térmica, hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica, las cuales fueron informadas por la CNE en la resolución exenta N° 914 [27]. Se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones para la selección de las propuestas de expansión:

- Se excluyen las propuestas que posean una potencia neta menor a 10 [MW], según la resolución exenta mencionada anteriormente.
- Las propuestas de generación térmica, hidroeléctrica y eólica se podrán invertir una sola vez en todo el periodo de planificación.
- Las propuestas de generación fotovoltaicas se podrán expandir cada año en un nuevo modulo de potencia igual a su potencia neta.

Para las propuestas de generación eólica se modelaron los perfiles de generación mediante el explorador de energía eólica [28], herramienta puesta a disposición por el Ministerio de Energía. En la Tabla F.12 se presentan los valores de generación horaria promedio para las propuestas de generación eólica. En la Figura F.9 se muestran los perfiles de generación horaria promedio para las propuestas de generación eólica.

De forma análoga, para las propuestas de generación fotovoltaica se modeló el perfil de generación mediante el explorador de energía solar [29], otra herramienta puesta a disposición del Ministerio de Energía. En la Tabla F.13 se presentan los valores de generación horaria promedio en función de la capacidad para las propuestas de generación fotovoltaica. En la Figura F.10 se muestra el perfil de generación horaria promedio en función de la capacidad para las propuestas de generación fotovoltaica.

5.5. Resultados de expansión SEN 2017 considerando coordinación hidrotérmica, generación ERV y modelación de 24 bloques horarios

En la Tabla 5.2 y Tabla 5.3 se presentan los resultados de inversión en transmisión y generación obtenidos del modelo de planificación desarrollado considerando un GAP de 1%, respectivamente.

De los resultados de inversión en transmisión, se observa que es necesario invertir en las propuestas de expansión de Alto Jahuel-Polpaico y Nuevas Cardones-Maitencillo el año 2017, y Los Almendros-Polpaico el año 2030 para 500 [kV]. Mientras que para 220 [kV] es necesario invertir en la propuesta de expansión de Cautín-Nueva Charrúa el año 2032. Además, se requiere reforzar los tramos para 220 [kV] de Quillota-Polpaico y San Luis-Quillota el año 2031.

La propuesta de expansión de Nueva Cardones-Maitencillo permite descongestionar la zona norte del SEN, logrando la transmisión de grandes bloques de generación ERV. Mientras que las propuestas de Alto Jahuel-Polpaico y Los Almendros-Polpaico permiten abastecer el gran centro de consumo que se presenta en la zona centro. Además, la propuesta de Cautín-Nueva Charrúa permite aumentar la capacidad de transmisión de la zona sur. A su vez, las propuestas de Quillota-Polpaico y San Luis-Quillota refuerzan el abastecimiento y descongestión de la zona asociada a la Región de Valparaíso, respectivamente.

En cuanto a los resultados de inversión en generación, se observa que se opta por invertir totalmente en unidades de generación ERV. Este tipo de generación resulta atractiva para la planificación de expansión del SEN ya que presentan un costo de generación de energía igual a cero, lo que favorece a la disminución de los costos de operación del sistema.

Por otro lado, se observa que se agrega una capacidad total de 3.200 [MW]. A su vez, la mayor inversión y aporte a la capacidad del sistema se presenta en las centrales solares con un 80,86% de la inversión total en generación y 2.800 [MW], respectivamente.

Línea	Tensión [kV]	Año Inversión x Cantidad	Total	Costo [USD]
Alto Jahuel - Polpaico	500	1 x 1	1	206.520.000
Cautín - Nueva Charrúa	220	16 x 1	1	22.433.908
Los Almendros - Polpaico	500	14 x 1	1	35.892.893
Nueva Cardones - Maitencillo	500	1 x 1	1	145.200.000
Quillota - Polpaico	220	15 x 1	1	26.333.125
San Luis - Quillota	220	15 x 1	1	26.333.125
Costo [USD]				462.713.051

Tabla 5.2: Inversión en transmisión, modelo reducido SEN 2017.

Central	Generación	Potencia [MW]	Año Inversión x Cantidad	Total	Capacidad Total [MW]	Costo [USD]
Aurora	Eólica	126,4	9 x 1	1	126,40	116.626.845
San Juan IV	Eólica	92,4	3 x 1	1	92,40	33.884.298
Sarco	Eólica	168,8	3 x 1	1	168,80	195.867.769
Bolero I	Solar	146	10-17 x 1	8	1.168,00	348.429.542
Huatacondo	Solar	98	4-17 x 1	14	1.372,00	925.402.061
Paruma	Solar	21,4	15-17 x 1	3	64,20	25.212.335
Pular	Solar	28,9	15-17 x 1	3	86,70	28.093.745
Cerro Dominador CSP	Solar	110	13 x 1	1	110,00	159.315.409
El Pinar	Hidroeléctrica	11,4	11 x 1	1	11,40	5.397.606
Costo [USD]						1.838.229.609

Tabla 5.3: Inversión en generación, modelo reducido SEN 2017.

En la Tabla 5.4 se presentan los costos de inversión, de operación y total.

Ítem	Costo [MUSD]
Inversión en Transmisión	462.713.051
Inversión en Generación	1.838.229.609
Costo de Operación	14.640.575.368
Costo Total	16.941.518.029

Tabla 5.4: Resultados modelo de planificación, modelo reducido SEN 2017.

En la Figura 5.1 se muestra la serie temporal tanto de la potencia generada por las unidades actuales y nuevas como de la demanda del sistema para todo el horizonte de planificación. Se observa que el aporte de las unidades nuevas aumenta progresivamente hasta el año 18, que es el año donde ya no se invierte en ninguna propuesta de expansión.

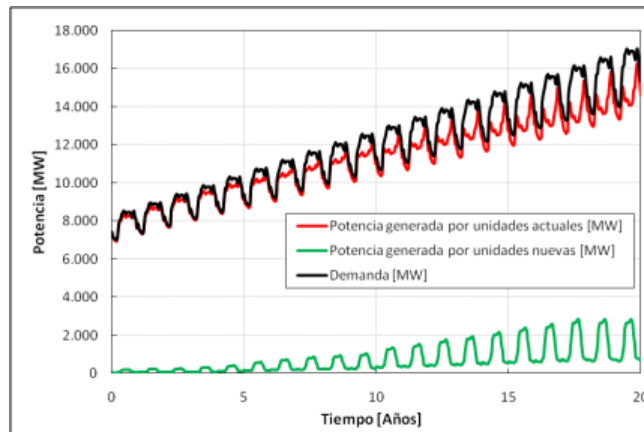


Figura 5.1: Demanda y potencia generada durante horizonte de planificación, modelo reducido SEN 2017.

En la Figura 5.2 y Figura 5.3 se muestra la demanda y potencia generada por las unidades actuales y nuevas para los 24 bloques horarios de los años 2017 y 2036, respectivamente.

Se observa que en el año 2017 se obtiene una curva de potencia generada con una participación relativamente pequeña para la generación ERV, con un máximo en torno a 200 [MW]. En cambio, al final del horizonte de planificación, en el año 2036, aumenta considerablemente la generación

ERV, con un máximo en torno a 2.800 [MW]. El aumento progresivo de la generación ERV puede traer consecuencias perjudiciales para la operación del sistema durante las horas en donde se presentan las mayores variaciones de esta generación. Lo anterior se analizará a continuación.

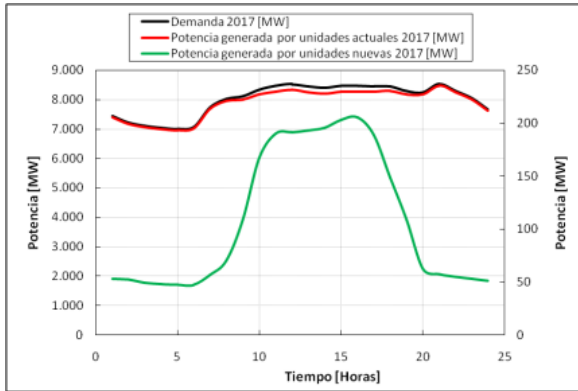


Figura 5.2: Demanda y potencia generada año 2017, modelo reducido SEN 2017.

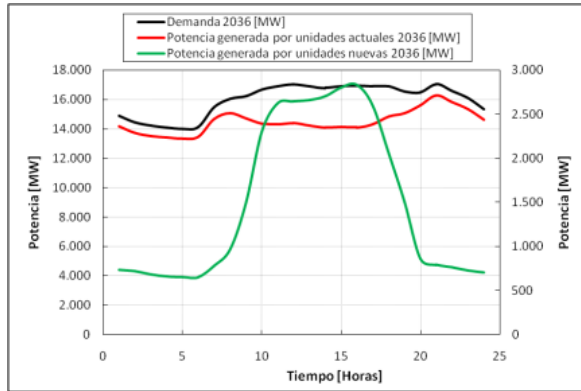


Figura 5.3: Demanda y potencia generada año 2036, modelo reducido SEN 2017.

En la Figura 5.4 se muestra la potencia generada por las unidades térmicas actuales y las unidades nuevas durante los 24 bloques horarios para cada cinco años del horizonte de planificación.

En la Tabla 5.5 se presenta la variación en [MW/h] de toma y liberación de carga entre las horas 8 y 9, y 17 y 18.

La entrada de generación ERV provoca pendientes elevadas de liberación de carga para la generación térmica entre las horas 8 y 9, llegando a pendientes en torno a 1.300 [MW/h] (21,67 [MW/min]). En cambio, durante la salida de la generación ERV se producen pendientes elevadas de toma de carga entre las horas 17 y 18, llegando a pendientes en torno a 1.500 [MW/h] (25 [MW/min]).

Lo anterior se debe a la alta participación de las centrales solares, las cuales entran por la mañana y salen por la tarde. Esto resulta perjudicial para la operación y control de frecuencia del sistema producto de las grandes rampas de liberación y toma de carga que debe sobrellevar en un corto de tiempo. Debido a esto se recomienda incluir en la modelación las restricciones de rampas de generación para determinar si las unidades térmicas pueden tomar las variaciones de generación ERV.

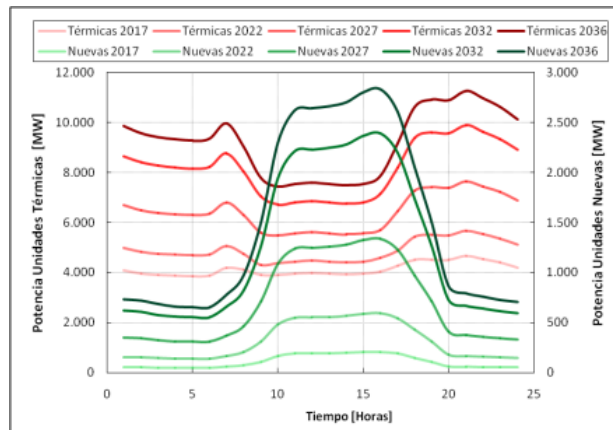


Figura 5.4: Potencia generada por unidades térmicas y nuevas durante 24 bloques horarios cada 5 años de planificación, modelo reducido SEN 2017.

Año	Variación en [MW/h] de toma y liberación de carga			
	Hora 8	Hora 9	Hora 17	Hora 18
2017	-78,27	-195,13	229,6	253,92
2018	-144,75	-269,38	303,62	334,58
2019	-149,58	-274,36	308,46	339,83
2020	-221,64	-353,82	387,33	425,75
2021	-287,5	-433,51	308,77	514,7
2022	-298,74	-454,12	291,94	540,23
2023	-323,19	-488,2	328,13	579,89
2024	-367,88	-243,26	284,7	641,71
2025	-371,79	-556,2	600,38	659,1
2026	-426,52	-627,96	675,38	741,2
2027	-486,65	-702,32	751,86	824,78
2028	-528,01	-756,95	809,07	887,42
2029	-584,16	-828,24	882,94	968,2
2030	-600,41	-856,35	914,2	1.002,62
2031	-651,06	-920,66	980,83	1.075,49
2032	-719,51	-1.005,09	1.067,61	1.170,32
2033	-773,19	-1.072,08	1.136,67	1.245,82
2034	-825,2	-1.133,71	1.199,27	1.314,16
2035	-867,06	-1.187,00	1.254,52	1.374,59
2036	-925,25	-1.257,30	1.326,33	1.453,02

Tabla 5.5: Variación en [MW/h] de toma y liberación de carga para unidades térmicas, modelo reducido SEN 2017.

En la Figura 5.5, 5.6 y 5.7 se muestra la potencia despachada para los 24 bloques horarios por tipo de tecnología para los años 2017, 2027 y 2036, respectivamente. Con el paso de los años, la generación ERV toma mayor participación en la potencia despachada. Prácticamente iguala o supera la generación térmica entre las horas 7 y 19.

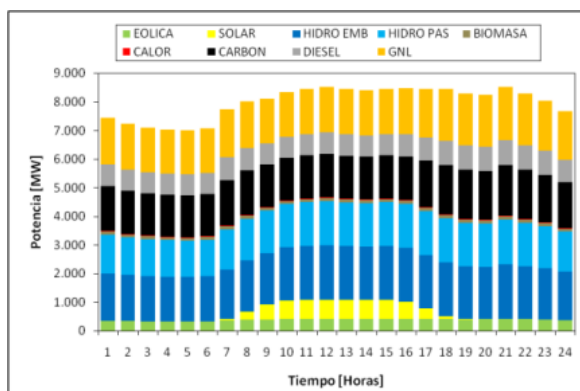


Figura 5.5: Potencia despachada para los 24 bloques horarios por tipo de tecnología año 2017, modelo reducido SEN 2017.

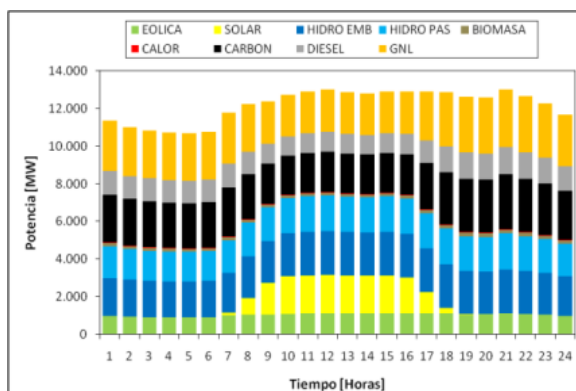


Figura 5.6: Potencia despachada para los 24 bloques horarios por tipo de tecnología año 2027, modelo reducido SEN 2017.

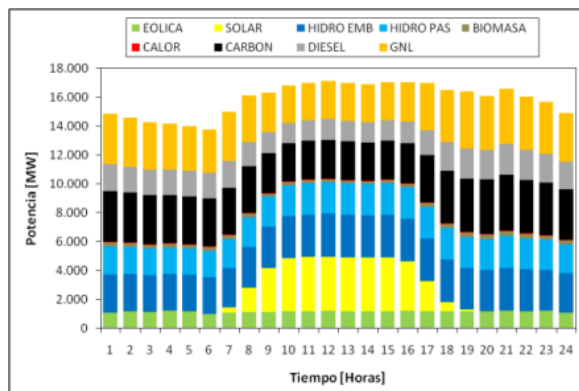


Figura 5.7: Potencia despachada para los 24 bloques horarios por tipo de tecnología año 2036, modelo reducido SEN 2017.

En la Figura 5.8 se muestra la energía diaria generada por tipo de tecnología para cada año del horizonte de planificación. Desde el año 2033, donde ya no se invierte en ninguna propuesta de expansión en generación, el aporte diario de la generación térmica comienza a disminuir.

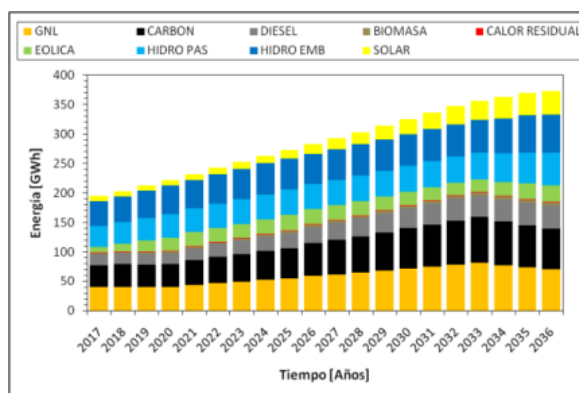


Figura 5.8: Energía diaria generada por tipo de tecnología durante horizonte de planificación, modelo reducido SEN 2017.

En la Figura F.13 (Anexo F5) a F.22 se muestran los flujos de potencia por las líneas de 500 [kV] para los años 2017, 2027 y 2036.

Se observa que, debido a las inversiones realizadas en generación, que corresponden casi en su totalidad a generación solar, se produce un bloque de energía entre las 7 y 19 horas. Este bloque aumenta progresivamente con el paso de los años. Proviene de la zona norte del SEN (Tramo Changos-Polpaico) y se dirige a la zona de mayor consumo correspondiente a la zona centro del SEN (Zona Polpaico-Lo Aguirre-Alto Jahuel). Si se mantiene la tendencia de optar por generación ERV, específicamente solar, será necesaria una mayor inversión en transmisión a lo largo del sistema, con la finalidad de que pueda transferir estos bloques de energía y siga operando dentro de sus capacidades.

En la Figura 5.9 y Figura 5.10 se muestra el caudal de agua total turbinada y el volumen de agua total embalsada en función del volumen máximo para los años 2017, 2027 y 2036, respectivamente.

A lo largo del horizonte de planificación, el caudal de agua total turbinada experimenta una disminución y un aumento considerable durante la hora 7 y 20, respectivamente. Esto se debe a la entrada y salida de la generación solar. Por otro lado, entre las mismas horas se observa una disminución del caudal debido al aumento progresivo del bloque de energía solar.

Además, se aprecia que el volumen de agua presenta una disminución relativamente constante durante los 24 bloques horarios. Llegando a que el agua disponible en el sistema se encuentre en un 36,40% en promedio de la capacidad total a lo largo del horizonte de planificación.

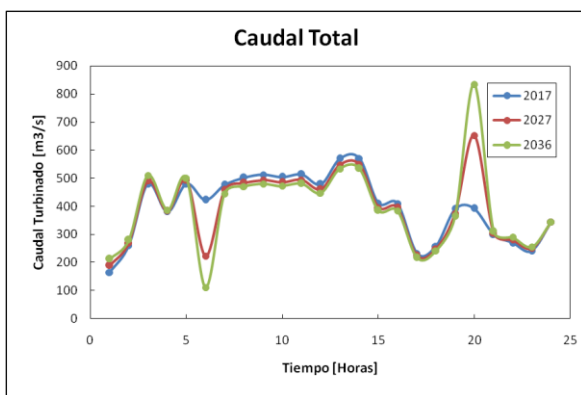


Figura 5.9: Caudal de agua total turbinada, modelo reducido SEN 2017.

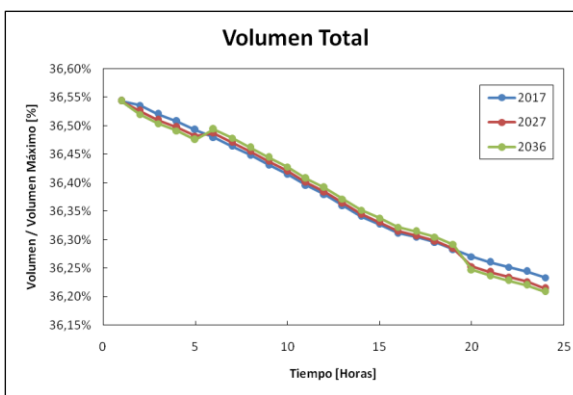


Figura 5.10: %Volumen de agua total embalsada, modelo reducido SEN 2017.

En la Figura F.23 a E.42 (Anexo E) se muestra el caudal de agua turbinada y volumen de agua embalsada en función del volumen máximo para los años 2017, 2027 y 2036 de los embalses asociados a las centrales hidroeléctricas. Se observa que todas las centrales hidroeléctricas tipo embalse operan dentro de sus límites de caudal de agua turbinada y volumen de agua embalsada.

A lo largo del horizonte de planificación, las centrales Antuco, El Toro y Canutillar presentan un caudal de agua turbinada relativamente constante durante los 24 bloques horarios. Excepto en la hora 6 y 20, donde se aprecia el efecto de la entrada y salida de la generación ERV. Lo anterior produce una disminución prácticamente lineal del volumen de agua embalsada.

En las centrales Angostura, Cipreses, Colbún y Machicura se aprecian bloques de agua turbinada dentro de los 24 bloques horarios. Esto produce una disminución rápida del volumen de agua embalsada. Esta situación se presenta para las centrales Angostura y Machicura entre las 0 y 11 horas, para luego disminuir considerablemente su caudal de agua, produciendo variaciones pequeñas de su volumen durante el resto del día. Mientras que para las centrales Cipreses y Colbun se presenta esta situación de 8 a 18 horas y de 11 a 15 horas, respectivamente, manteniendo su volumen con pequeñas variaciones el resto del día.

Por otro lado, los caudales de agua turbinada de las centrales Pangué, Pehuenche, Ralco y Rapel presentan mayores variaciones durante los 24 bloques horarios. Esto se debe a que estas centrales adaptan su generación a la variabilidad de la generación ERV.

En la Tabla 5.6 se presenta la evolución porcentual de la capacidad instalada del sistema por tipo de generación a lo largo del horizonte de planificación. Se observa que para el año 2036, la capacidad instalada disminuye un 7,79% en generación térmica y un 3,42% en generación hidroeléctrica. En cambio, existe un aumento en un 1,01% en generación eólica y un 10,20% en generación solar. Lo anterior se debe a que la inversión en generación es prácticamente solar en su totalidad.

Año	Capacidad instalada por tipo de generación			
	Térmica	Hidroeléctrica	Eólica	Solar
2017	64,70%	27,28%	3,72%	4,30%
2018	64,70%	27,28%	3,72%	4,30%
2019	63,97%	26,97%	4,81%	4,25%
2020	63,69%	26,86%	4,79%	4,66%
2021	63,43%	26,75%	4,77%	5,06%
2022	63,16%	26,63%	4,75%	5,46%
2023	62,89%	26,52%	4,73%	5,86%
2024	62,63%	26,41%	4,71%	6,25%
2025	62,04%	26,16%	5,20%	6,60%
2026	61,41%	25,90%	5,14%	7,55%
2027	60,76%	25,67%	5,09%	8,48%
2028	60,16%	25,41%	5,04%	9,39%
2029	59,48%	24,94%	4,94%	10,64%
2030	58,90%	24,70%	4,90%	11,50%
2031	58,22%	24,41%	4,84%	12,52%
2032	57,56%	24,14%	4,78%	13,52%
2033	56,91%	23,86%	4,73%	14,50%
2034	56,91%	23,86%	4,73%	14,50%
2035	56,91%	23,86%	4,73%	14,50%
2036	56,91%	23,86%	4,73%	14,50%

Tabla 5.6: Evolución porcentual de la capacidad instalada por tipo de generación durante horizonte de planificación, modelo reducido SEN 2017.

En la Figura 5.11 se muestra el comportamiento de los límites superior e inferior de la metodología SDDP para el cálculo del costo de operación a lo largo del horizonte de planificación considerando un GAP^{SDDP} de 1%. Se observa el comportamiento decreciente del límite superior y el comportamiento creciente del límite inferior. Además, el costo de operación de la solución de expansión entregada por el modelo desarrollado se encontró utilizando 24 iteraciones de un total de 100.

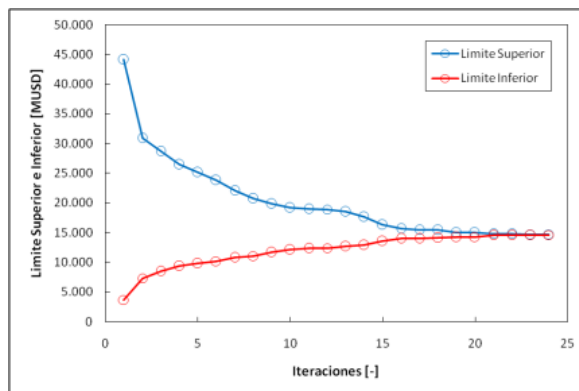


Figura 5.11: Comportamiento límite superior e inferior, modelo reducido SEN 2017.

En la Tabla 5.7 se presentan las estadísticas de simulación del problema de planificación de la generación y transmisión para el caso donde no se considera coordinación hidrotérmica como para el caso en que sí se considera.

Se observa que al incluir coordinación hidrotérmica, el tiempo promedio de formulación y resolución del problema aumentan un 19,55% y un 11,46%, respectivamente. Lo anterior se debe a que existe un aumento considerable en la cantidad de variables y restricciones del problema que, junto a la incorporación de la metodología SDDP, aumentan el tamaño y complejidad del problema de planificación.

Ítem	Sin Coordinación Hidrotérmica	Con Coordinación Hidrotérmica
Tiempo promedio de formulación [s]	51,35	61,39
Tiempo promedio de resolución [s] (días)	157.262,53 (1,82)	175.287,09 (2,03)
N° de Variables	262.320	786.960
N° de Restricciones	666.880	2.000.640
N° de Simulaciones	10	10

Tabla 5.7: Estadísticas de simulación modelo reducido SEN 2017.

Capítulo 6

6. Resumen final y conclusiones

Un modelo de planificación conjunta que considere la expansión de la generación y transmisión, permite la minimización de los costos de operación e inversión del sistema, mientras entrega una solución general y más detallada de las inversiones necesarias para cumplir con los requerimientos técnicos y económicos del sistema a lo largo del horizonte de planificación.

El método de cancelación de flujos permite enfrentar problemas de planificación mediante la utilización de factores lineales de sensibilidad. Sin embargo, si además de este método se incorpora la metodología SDDP, se produce un aumento en la complejidad del problema cuando se considera coordinación hidrotérmica. Por otro lado, pese a la complejización del problema, incluir la metodología SDDP permite un mejor manejo de los recursos renovables disponibles junto a escenarios hidrológicos. Lo anterior se produce porque durante la resolución de este problema se le otorga un costo de oportunidad al agua almacenada en los embalses por medio de la función de costos futuros de operación. Así, la generación de energía a partir de este recurso no se realiza de forma desmedida, lo cual podría afectar tanto las decisiones de inversión como de operación.

Al incorporar incertidumbre al modelo de planificación tanto en demanda como en generación, aumenta el tamaño del problema y por ende los tiempos de simulación. Esto también ocurre al utilizar criterios de seguridad. Para el caso de incertidumbre, la solución de expansión entregada es más robusta en comparación con la planificación determinista. Esto se debe a que el modelo intenta minimizar los costos de operación e inversión, mientras entrega al sistema la capacidad de cumplir requerimientos técnicos y económicos considerando la inversión esperada para múltiples escenarios. Por otro lado, desde el punto de vista técnico, los criterios de seguridad permiten al modelo entregar una solución de expansión en donde el sistema pueda operar con mayor seguridad ante una posible contingencia.

La inclusión de la generación ERV permite una disminución considerable de los costos de operación. Esto se debe a la capacidad que entrega al sistema de generar energía a un menor costo en comparación a un sistema que solo presenta generación térmica. Lo anterior se ve potenciado al incorporar generación hidroeléctrica por medio de la coordinación hidrotérmica.

A pesar de que la generación ERV produce una disminución en los costos de operación, esto trae consigo un aumento en los costos totales de inversión del sistema. Lo anterior ocurre, principalmente, por dos situaciones. Primero, por los costos de inversión elevados propiamente tales de este tipo de generación. Segundo, si se opta por la inversión en generación ERV y el sistema no tiene la capacidad necesaria para transferir esta energía a sus consumos, se deberá realizar una inversión en transmisión acorde para satisfacer la demanda energética.

Por otro lado, la generación ERV trae una alta variabilidad al sistema, produciendo situaciones en donde las centrales de generación térmica deben enfrentar grandes tomas y liberaciones de carga en un lapso corto de tiempo, como se observa en la planificación del SEN. Lo anterior justifica la incorporación de restricciones de predespacho al modelo de planificación como: rampas de toma y

Capítulo 6

Resumen final y conclusiones

liberación de carga, tiempos mínimos de funcionamiento y fuera de servicio, potencias mínimas, entre otros. Con esto sería posible determinar si las centrales de generación térmica son capaces de superar la variabilidad de la generación ERV y para que el sistema pueda operar de forma adecuada.

La incorporación de incertidumbre, criterios de seguridad, generación ERV y coordinación hidrotérmica vuelven más complejo el problema de planificación. Esto incentiva la búsqueda y estudio de distintos métodos y metodologías que permitan optimizar procesos de formulación y resolución para enfrentar problemas de gran tamaño y que se acerquen aun más a la realidad de la operación de los SEP.

Trabajos futuros:

- Desarrollar algoritmos de descomposición de escenarios que permitan generar la cantidad de escenarios necesarios para tener una modelación más robusta, en cuanto a demanda, generación eólica y escenarios hidrológicos.
- Agregar restricciones de predespacho para modelar de una forma más real el sistema.
- Incluir iniciativas del Ministerio de Energía, como el Plan de Descarbonización, para la aplicación en la planificación del SEN.
- Paralelizar la programación de forma de disminuir los tiempos de simulación.
- Llevar la formulación a un lenguaje de programación más avanzado (C, C+, Python, etc.).

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, Ley N° 20.936, Santiago, 2016. Disponible en: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1092695>.
- [2] Ministerio de Energía, Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, Santiago, 2017. Disponible en: <https://www.energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-proceso>.
- [3] Comisión Nacional de Energía, Propuesta de expansión de transmisión del sistema eléctrico nacional 2017. Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/expansion-de-transmision/ano-2017/>.
- [4] Generadoras de Chile, Reporte Anual 2020, Santiago, Junio 2021. Disponible en: <http://generadoras.cl/documentos/reportes-anuales/reportes-anual-2020>.
- [5] Ministerio de Energía, Ley N° 20.698, Santiago, 2013. Disponible en: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1055402>.
- [6] J. Birge, F. Louveaux, Introduction to Stochastic Programming, Springer Series in Operations Research and Financial Engineering, Springer-Verlag, 2011.
- [7] Charla Introductoria sobre “DP, SDP, DDP and SDDP with applications to hydrothermal coordination problems”, A. L. Diniz, Brazilian Electric Energy Research Center, UTFSM, 2017.
- [8] V. H. Hinojosa, J. Velásquez, “Stochastic security-constrained generation expansion planning based on linear distribution factors”, Electric Power System Research, vol. 140, pp. 139-146, 2016.
- [9] M. Rahmani, A. Kargarian, G. Hug, “Comprehensive power transfer distribution factor model for large-scale transmission expansion planning”, IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 10, pp. 2981-2989, 2016.
- [10] Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Enero 2021. Disponible en: <https://infotecnica.coordinador.cl>.
- [11] C. Soto, “Desarrollo de una herramienta para la programación de corto plazo en el SIC”, Valparaíso, UTFSM, 2013, Tesis de Pregrado.
- [12] A. J. Wood, B. F. Wollenberg and G. B. Sheblé, Power Generation, Operation and Control. Springer, 3 ed., 2014.
- [13] Comisión Nacional de Energía, Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/NTSyCS-Dic2019.pdf>

- [14] G. Mitra, "Investigation of some Branch and Bound Strategies for the solution of mixed Integer Linear Programs" *Math. Prog.*, 4, 1973, Vol. 4, pp 155-170
- [15] R. Villasana, L. L. Garver, S. J. Salon, "Transmission network planning using linear programming", *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, 1985.
- [16] J. Aghaei, A. Ahmadi, H. A. Shayanfar, A. Rabiee., "Mixed integer programming of generalized hydro-thermal self-scheduling of generating units" *Shiraz University of Technology*, Shiraz, Iran. May 4, 2012.
- [17] M. V. Pereira, L. M. Pinto, "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning", *Electric Engineering Department*, Catholic University of Rio de Janeiro, 1989.
- [18] J. Urrutia, "Planificación de la expansión de sistemas eléctricos vía descomposición de Benders", *Santiago, PUC*, 1995, Tesis de Pregrado.
- [19] F. Wen, C. S. Chang, "Transmission network optimal planning using the tabu search method", *Electric Power Systems Research*, vol. 42, pp. 153-163, 1997.
- [20] R. Romero, R. A. Gallego, A. Monticelli, "Transmission system expansion planning by simulated annealing", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, pp. 364-369, February, 1996.
- [21] O. Herrera, "Estudio de la expansión del sistema de transmisión del SING considerando un aumento importante en la demanda del corto plazo", *Valparaíso, UTFSM*, 2012, Tesis de Pregrado.
- [22] N. Galleguillos, "Estudio de la expansión del sistema de transmisión troncal del SIC de Chile utilizando algoritmos evolutivos", *Valparaíso, UTFSM*, 2011, Tesis de Pregrado.
- [23] E. Gil, "Programación de la generación de corto plazo en Sistemas Hidrotérmicos usando Algoritmos Genéticos", *Valparaíso, UTFSM*, 2001, Tesis Magíster en Cs. de la Ingeniería Eléctrica.
- [24] C. Leyton, "Utilización de algoritmos evolutivos en la programación de la operación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos", *Valparaíso, UTFSM*, 2011, Tesis de Pregrado.
- [25] J. Arriaza, "Planificación de la expansión de generación y transmisión bajo incertidumbre utilizando técnicas de descomposición", *UTFSM*, 2018, Tesis de Pregrado.
- [26] Comisión Nacional de Energía, Fijación de Precios Nudo de Corto Plazo, Enero 2018. Disponible en:
<https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>.
- [27] Comisión Nacional de Energía, Resolución Exenta N° 914, Diciembre 2016. Disponible en:
https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/05/Resoluci%C3%B3n-Exenta-N914_26-12-2016.pdf
- [28] Ministerio de Energía, Explorador eólico. Disponible en:
<http://eolico.minenergia.cl/inicio>.

Bibliografía
Referencias

- [29] Ministerio de Energía, Explorador solar. Disponible en:
<http://solar.minenergia.cl/inicio>.

Anexos

Anexo A

A. Metodologías en el proceso de planificación del sistema eléctrico chileno

Metodología de proyección de la demanda energética

La proyección de la demanda energética debe segregarse como mínimo, en cada uno de los sectores que componen el sistema eléctrico chileno. Por lo tanto, esta proyección se elabora a partir de los consumos energéticos de cada sector, los cuales se clasifican como:

- Sector industrial y minero.
- Sector comercial y público.
- Sector transporte.
- Sector residencial.

Las suposiciones acerca del crecimiento económico del país son uno de los aspectos a considerar al momento de modelar la proyección de la demanda energética. Para considerarlos dentro de la modelación se cuenta con dos estimaciones de crecimiento económico esperado, las que se trabajan a partir de tres fuentes principales de información que corresponden a la información del Fondo Monetario Internacional para la elaboración de proyecciones de crecimiento con horizonte de corto y mediano plazo, y para un horizonte de largo plazo se consideran las proyecciones tanto de la Organización para Cooperación y el Desarrollo Económico como las desarrolladas por el Banco Central de Chile.

Metodología de proyección de la oferta energética

Se elabora un estudio general del suministro de energía del país para el horizonte de tiempo especificado en la planificación, considerando al menos los siguientes puntos:

- Contraste entre la demanda de derivados del petróleo y la capacidad de refinación proyectada.
- Capacidad y disponibilidad de los terminales de gas natural licuado frente a la demanda del energético.
- Oferta y consumo de leña, sujeto a regulaciones existentes.
- Oferta y consumo de carbón en la matriz energética.

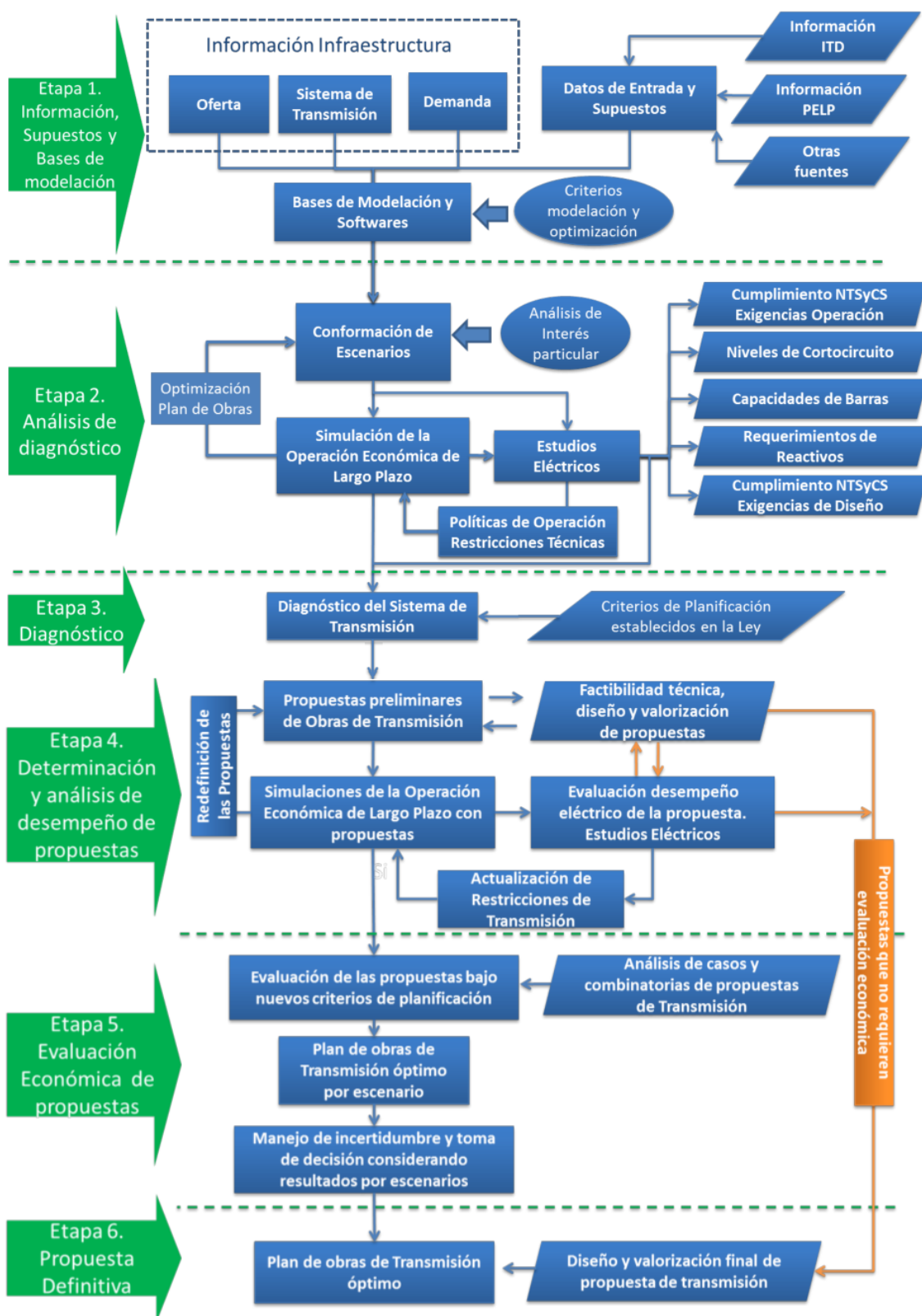
Metodología de planificación de la transmisión

La planificación de la transmisión considera las siguientes etapas:

- Recolección de información y determinación de supuestos para la modelación: la información del sistema es recopilada para ser usada como base para la modelación de la planificación.
- Análisis y estudios para diagnóstico de largo plazo: se elaboran escenarios de demanda y se realiza la simulación de la operación económica de largo plazo. Para la elaboración de los escenarios de demanda se utiliza como base los estudios de transmisión troncal, la demanda proyectada y resultados de la planificación energética e información de encuestas de los clientes actuales.
- Diagnóstico de la utilización esperada del sistema: los resultados obtenidos en la etapa anterior son analizados para realizar un diagnóstico del sistema de transmisión.
- Definición y análisis de desempeño de propuestas de expansión: se elabora la evaluación de factibilidad técnica, diseño y costos. Se realizan simulaciones económicas incorporando las propuestas de expansión.
- Evaluación de propuestas de expansión: se elabora la evaluación económica de las propuestas de expansión considerando el plan de obras óptimo por cada escenario.
- Definición del plan de obras de transmisión: se define el plan de obras de expansión definitivo.

La Figura A.1 presenta de manera esquemática el proceso descrito anteriormente.

Figura A.1: Diagrama de metodología para la planificación de la transmisión. Fuente: CNE.

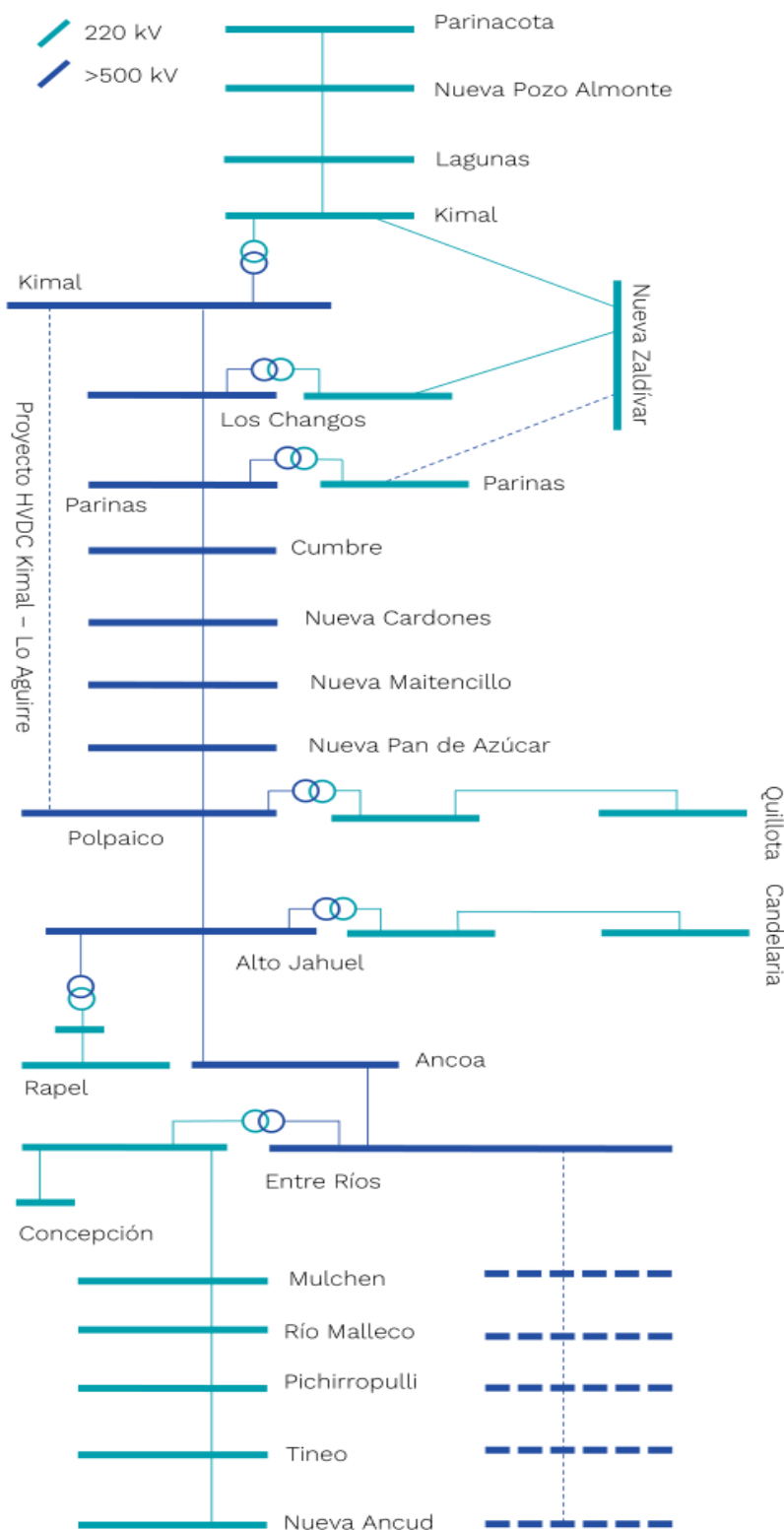


Anexos

Anexo A: Metodologías y diagrama del SEN en el proceso de planificación

Diagrama del SEN para el proceso de planificación

Figura A.2: Diagrama del SEN para el proceso de planificación. Fuente: Ministerio de Energía.



Apéndice B

B. Factores lineales

B1. Factor lineal de sensibilidad pre-contingencia (SF)

Los SFs se presentan en la ecuación (B.1).

$$SF_{w,q,l} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P} \quad (B.1)$$

Donde:

- l : índice de línea de transmisión.
- w : índice de barra de inyección.
- q : índice de barra de retiro.
- $SF_{w,q,l}$: factor de distribución de transferencia de potencia de la línea l respecto a la inyección en el nodo w y retiro en el nodo q .
- Δf_l : cambio, en [MW], del flujo de potencia en la línea l cuando la transferencia de potencia de ΔP es hecha entre las barras w y q .
- ΔP : cambio, en [MW], transferidos desde la barra w a la barra q .

Los SFs representan la sensibilidad del flujo de potencia por la línea de transmisión l ubicada entre las barras i y j , por un cambio en la potencia transferida en la línea de transmisión k ubicada entre las barras w y q . En la Figura B.1 se presenta esquemáticamente el concepto de cancelación de flujos [9] con las líneas de transmisión l y k . Se observa que en la situación (a) existe una línea k entre los nodos w y q por la cual circula una potencia de P_{wq} [MW]. Si la línea sale por alguna razón, el flujo de potencia por la línea se hace cero lo que se observa en la situación (b). La salida de la línea provoca un cambio en la topología del sistema y en la transferencia de potencia por las líneas restantes y por ende un cambio en los factores de la matriz de SFs asociada a esta. Para que la topología del sistema no sufra ningún cambio al salir la línea, se modela la salida de esta con una generación virtual y carga virtual de la misma magnitud ubicadas en w y q , respectivamente. Esta modelación provoca que la inyección en la barra w y el retiro en la barra q se cancelen produciendo que la salida de la línea no repercute en el resto de las líneas, situación que se observa en (c). Por lo tanto, los SFs calculados toman en cuenta todas las líneas de transmisión, tanto existentes como candidatas en el problema de planificación de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia.

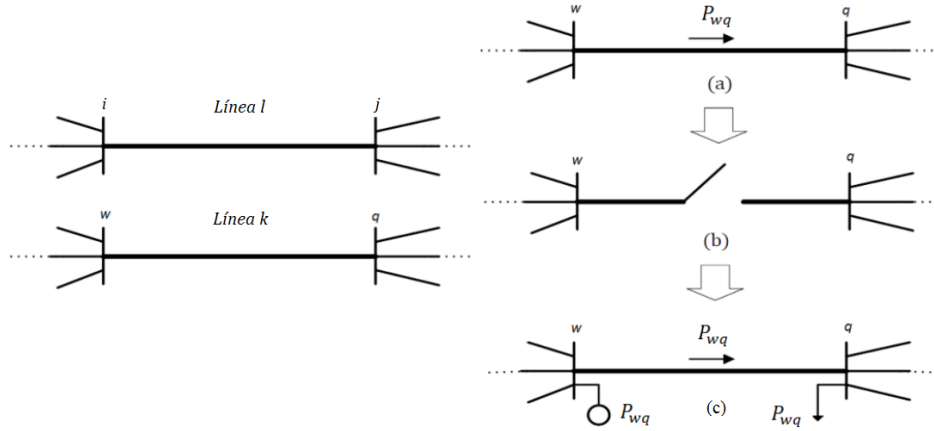


Figura B.1: Representación esquemática concepto cancelación de flujos.

Ahora, supongamos que existe una inyección de P_{wq}^0 [MW] en la barra w y es retirada del sistema, entonces:

$$\Delta P = -P_{wq}^0 \quad (\text{B.2})$$

$$\hat{f}_l = f_l^0 + SF_{w,ref,l} \Delta P \quad (\text{B.3})$$

Donde:

- $\hat{f}_l$: flujo de potencia, en [MW], de la línea l después del retiro.
- f_l^0 : flujo de potencia, en [MW], de la línea l antes del retiro.

Matriz de factores lineales pre-contingencia

Utilizando [8, 9] se puede obtener la matriz de factores lineales de sensibilidad pre-contingencia, los cuales representan la sensibilidad del flujo de potencia por una línea de transmisión ante un cambio en la potencia transferida por otra línea. En la ecuación (B.4) se presenta la fórmula para calcular el factor SF a partir de la topología del sistema.

$$SF_{w,q,l} = \frac{1}{x_l} ((X_{iw} - X_{iq}) - (X_{jw} - X_{jq})) \quad (\text{B.4})$$

Donde:

- x_l : Valor de reactancia de línea de transmisión l , en por unidad.
- X : Reactancia de línea de transmisión entre barras (i, j) y (w, q) .

B2. Factor lineal de sensibilidad post-contingencia (LODF)

Los LODFs provienen del mismo concepto de cancelación de flujos. Representan la sensibilidad del flujo de potencia por una línea ante la salida de otra. Son aplicados para el monitoreo de sobrecargas en líneas debido a contingencias correspondientes a salidas de elementos como generadores, líneas de transmisión, transformadores, entre otros. Los LODFs se presentan en la ecuación (B.5).

$$LODF_{l,k} = \frac{\Delta f_l^{(k)}}{f_k^0} \quad (B.5)$$

Donde:

- l, k : índice de línea de transmisión.
- $LODF_{l,k}$: factor de distribución de salida de línea de la línea l , ante la salida de la línea k .
- $\Delta f_l^{(k)}$: cambio, en [MW], del flujo de potencia de la línea l después de la salida de la línea k .
- f_k^0 : flujo de potencia, en [MW], de la línea k antes de su salida.

Si se conocen los flujos de potencia en la línea l y k antes de ocurrir una contingencia de salida de línea, mediante la ecuación (B.6) se puede conocer el flujo que se produce en la línea l al salir del sistema línea k .

$$\hat{f}_l = f_l^0 + LODF_{l,k} f_k^0 \quad (B.6)$$

Donde:

- $\hat{f}_l$: flujo de potencia, en [MW], por la línea l después de una contingencia.
- f_l^0 : flujo de potencia, en [MW], por la línea l antes de una contingencia.
- f_k^0 : flujo de potencia, en [MW], por la línea k antes de una contingencia.

Matriz de factores lineales post-contingencias

Utilizando [8, 9] se puede obtener la matriz de factores lineales de sensibilidad post contingencia mediante el uso de los *Line Outage Distribution Factors* (LODF), los cuales representan la sensibilidad del flujo de potencia por una línea de transmisión ante la salida de otra. En la ecuación (B.7) se presenta la fórmula para calcular el factor $LODF_{l,k}$ a partir de los factores SF.

$$LODF_{l,k} = \frac{SF_{w,q,l}}{(1-SF_{w,q,k})} \quad (B.7)$$

A partir de lo anterior, los nuevos factores $SF_{w,q,l}^c$, posteriores a una contingencia, se obtienen según la ecuación (B.8).

$$SF_{w,q,l}^c = SF_{w,q,l} + LODF_{l,k} SF_{w,q,k} \quad (B.8)$$

Apéndice C

C. Metodología de Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP)

La metodología de programación dinámica dual estocástica [7, 17] es una técnica matemática basada en la programación dinámica. Es utilizada para la solución de problemas de optimización mediante la toma de decisiones en secuencia. Su naturaleza de optimización permite encontrar solución a problemas multi-etapa, representándolos en sub-problemas de una etapa y resolviendo cada sub-problema de forma secuencial hasta completar el problema original.

Para comprender esta metodología es necesario plantear las siguientes definiciones:

- **Etapas:** corresponde a la división del problema original. En cada etapa se encuentra un sub-problema y posee un conjunto de estados asociados. Los sub-problemas se resuelven como un problema único, cuya solución ayuda a definir el sub-problema de la etapa siguiente. Generalmente, las etapas representan diferentes periodos de tiempo.
- **Estado:** corresponde a la condición de un sub-problema en una etapa determinada. Además, ayuda en la toma de decisiones para continuar a la etapa siguiente. Sin embargo, al aumentar la cantidad de estados dentro del problema, aumenta su complejidad y el esfuerzo computacional necesario para resolverlo.
- **Política de decisión:** corresponde al conjunto de decisiones secuenciales tomadas dentro del problema. Cualquier política de decisión óptima tiene la propiedad de que, independientemente del estado y la decisión actual, las decisiones restantes constituyen una política de decisión óptima con respecto al estado resultante. Esto último, se conoce como principio de optimalidad.
- **Optimización recursiva:** corresponde a un proceso iterativo, basado en la búsqueda de solución a un problema multi-etapa. En cada etapa se encuentra un sub-problema, los cuales son resueltos de forma secuencial hasta completar el problema original. Este proceso se puede realizar por medio de una iteración hacia atrás, donde el primer sub-problema a resolver se encuentra en la etapa final y los restantes se resuelven retrocediendo una etapa a la vez hasta completar el problema original. Alternativamente, se puede realizar con una iteración hacia adelante, donde el primer sub-problema a resolver se encuentra en la etapa inicial y los restantes se resuelven avanzando una etapa a la vez hasta completar el problema original.

Para la formulación de esta metodología, suponer que se tiene un problema de optimización multi-etapa, con T etapas en total, donde la función objetivo f_t para una etapa t se define como:

$$f_t(d_t, k_t) \tag{C.1}$$

Donde:

- k_t : Estado del problema asociado a la etapa t .

Anexos

Anexo C: Metodología de Programación Dinámica Dual Estocástica

- d_t : Decisión posible del conjunto $D_t(k_t)$, tomada en la etapa t para ir del estado k_t al estado siguiente $k_{t\pm 1}$.

Luego, se define una función de transición x_t tal que, dado el estado k_t , el estado de la etapa siguiente se define como:

$$k_{t\pm 1} = x_t(d_t, k_t) \quad (C.2)$$

El proceso involucrado se puede describir mediante el diagrama que se presenta en la Figura C.1. Dado el estado actual k_t en la etapa t , se toma la decisión d_t que optimice la función objetivo f_t , produciendo un retorno $f_t(d_t, k_t)$ y un nuevo estado $k_{t\pm 1}$ determinado por la función de transición $x_t(d_t, k_t)$ para la etapa siguiente $t \pm 1$. Así, el proceso se repite sucesivamente para las etapas restantes.

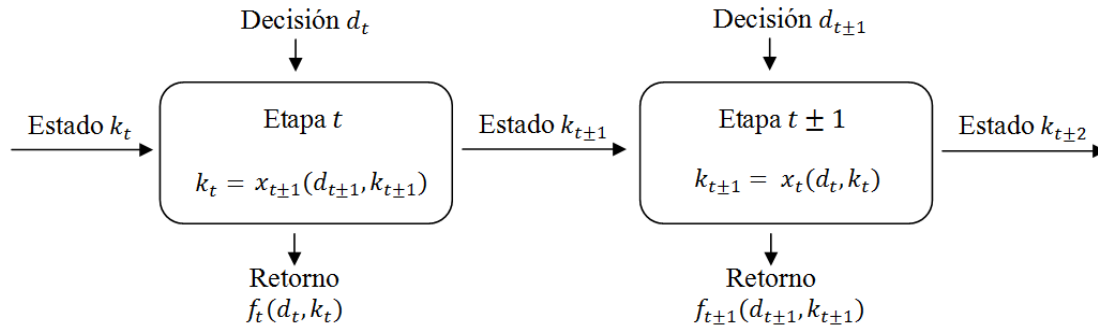


Figura C.1: Proceso de decisión multi-etapa.

Ahora, suponer que se desea minimizar la función objetivo en todas sus etapas. Dada la etapa t y estado k_t , el problema de optimización consiste en elegir las variables de decisión $\{d_0, d_1, \dots, d_t, d_{t+1}, \dots, d_T\}$ que resuelvan el siguiente problema:

$$F_t(d_t, k_t) = \min \{ f_0(d_0, k_0) + \dots + f_t(d_t, k_t) + \dots + f_T(d_T, k_T) \} \quad (C.3)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} k_{t\pm 1} &= x_t(d_t, k_t) \\ d_t &\in D_t \end{aligned}$$

Se denomina $F_t(d_t, k_t)$ a la función de valor óptimo que representa la optimización de la función objetivo f_t durante las T etapas y los k_t estados asociados. Por otro lado, como $f_t(d_t, k_t)$ involucra solo a la variable de decisión d_t y no a las variables de decisión restantes, es posible optimizar este último grupo para cada decisión posible y luego elegir d_t para optimizar toda la expresión. Por lo tanto, la ecuación (C.3) se puede reescribir como:

$$F_t(d_t, k_t) = \min \{ f_t(d_t, k_t) + \min \{ f_{t\pm 1}(d_{t\pm 1}, k_{t\pm 1}) + \dots + f_0(d_0, k_0) \} \} \quad (C.4)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} k_{t\pm 1} &= x_t(d_t, k_t) \\ d_t &\in D_t \end{aligned}$$

Tener en cuenta que la parte derecha de la ecuación (C.4) corresponde a la función de valor óptimo para el problema de $(t \pm 1)$ etapas definidas al reemplazar t por $(t \pm 1)$ en (C.3). Por lo tanto, su formulación se define como:

Anexos

Anexo C: Metodología de Programación Dinámica Dual Estocástica

$$F_t(d_t, k_t) = \min\{f_t(d_t, k_t) + F_{t\pm 1}(d_{t\pm 1}, k_{t\pm 1})\} \quad (C.5)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} k_{t\pm 1} &= x_t(d_t, k_t) \\ d_t &\in D_t \end{aligned}$$

Dado que $F_t(k_t)$ se define de forma iterativa, es necesario iniciar el cálculo resolviendo el problema de etapa cero que corresponde a las condiciones iniciales del problema original. Así, este problema se define como:

$$F_0(d_0, k_0) = \min f_0(d_0, k_0) \quad (C.6)$$

Sujeto a:

$$d_0 \in D_0.$$

A partir de la ecuación (C.5), se define la iteración hacia atrás y hacia adelante como:

- Iteración hacia atrás:

$$F_t(d_t, k_t) = \min \{f_t(d_t, k_t) + F_{t+1}(d_{t+1}, k_{t+1})\} \quad (C.7)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} k_{t+1} &= x_t(d_t, k_t) \\ d_t &\in D_t \end{aligned}$$

- Iteración hacia adelante:

$$G_t(d_t, k_t) = \min \{f_t(d_t, k_t) + G_{t-1}(d_{t-1}, k_{t-1})\} \quad (C.8)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} k_{t-1} &= x_t(d_t, k_t) \\ d_t &\in D_t \end{aligned}$$

La metodología presentada hasta el momento solo aborda problemas determinísticos, por lo tanto al no existir incertidumbre, el estado de la etapa siguiente está determinado completamente por el estado, etapa y política de decisión actual. Lo anterior se refleja en la Figura C.2 en donde, para un problema determinístico, dado un estado k_t en la etapa t se toma la decisión d_t entonces, se produce un retorno $f_t(d_t, k_t)$ y el estado de la etapa siguiente $k_{t\pm 1}$. Por otro lado, este proceso se puede representar a través de un diagrama de árbol como se presenta en la Figura C.3.

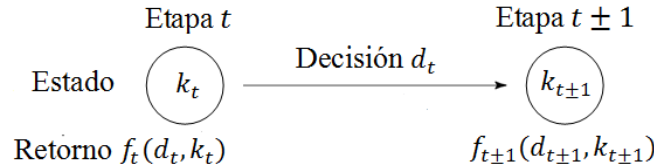


Figura C.2: Proceso determinístico.

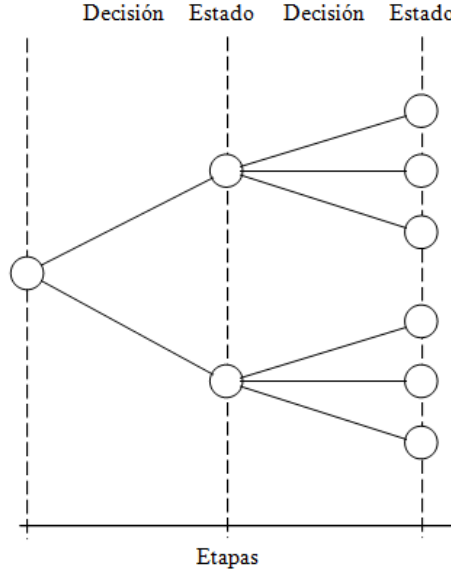


Figura C.3: Diagrama de árbol para proceso determinístico.

Al existir incertidumbre, los problemas determinísticos mencionados anteriormente se transforman en problemas estocásticos. Estos problemas contienen una o más variables aleatorias $\tilde{p}_t$, generalmente asociadas a los estados, condicionadas a una distribución de probabilidad $\tilde{p}_t(p_t|d_t, k_t)$ que puede ser la misma para cada etapa o puede depender de cada etapa, estado e incluso de la política de decisión. Así, dado un estado k_t , una decisión d_t y la incertidumbre del problema representada por la variable aleatoria $\tilde{p}_t$, se define la función objetivo f_t como:

$$f_t(d_t, k_t, \tilde{p}_t) \quad (C.9)$$

Mientras que el estado de la etapa siguiente se define como:

$$k_{t\pm 1} = x_t(d_t, k_t, \tilde{p}_t) \quad (C.10)$$

Por lo tanto, la formulación de la metodología presentada hasta el momento, considerando un problema estocástico, se define como:

$$F_t(d_t, k_t) = \min E [f_t(d_t, k_t, \tilde{p}_t) + F_{t\pm 1}(d_{t\pm 1}, k_{t\pm 1})] \quad (C.11)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} k_{t\pm 1} &= x_t(d_t, k_t, \tilde{p}_t) \\ d_t &\in D_t \end{aligned}$$

Donde $E[\cdot]$ denota el valor esperado de la cantidad en paréntesis. Además, el problema de etapa cero se define como:

$$F_0(d_0, k_0) = \min E [f_0(d_0, k_0, \tilde{p}_0)] \quad (C.12)$$

Sujeto a:

$$d_0 \in D_0$$

En la Figura C.4 se presenta el proceso estocástico en donde, dado el estado k_t en la etapa t se toma una decisión d_t entonces, se produce un retorno $f_t(d_t, k_t)$ asociado a cada uno de los estados posibles $k_{t\pm 1}$ condicionados a la probabilidad de distribución de $\tilde{p}_t$. De igual manera, este proceso se puede representar a través de un diagrama de árbol como se presenta en la Figura C.5.

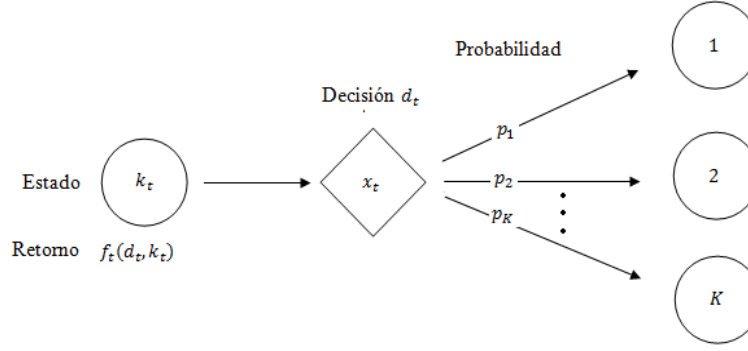


Figura C.4: Proceso estocástico.

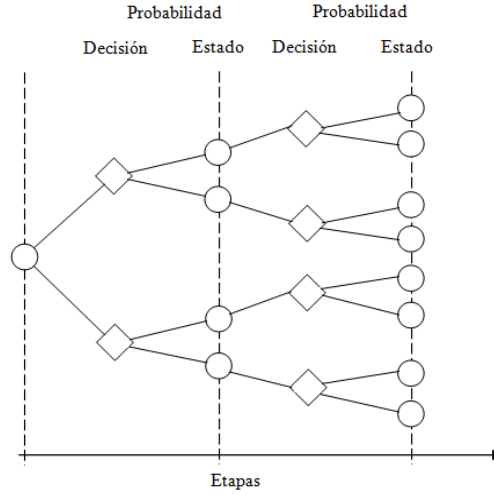


Figura C.5: Diagrama de árbol para proceso estocástico.

La limitación de la programación dinámica producida por una cantidad elevada de estados posibles se puede solucionar al combinar la metodología presentada hasta ahora con la descomposición de Benders [7, 17, 18], realizando una aproximación lineal por tramos a la componente de las etapas futuras de la función objetivo. Por lo tanto, a partir de la ecuación (C.11) se define la formulación general para la metodología de programación dinámica dual estocástica como:

$$F_t(d_t, k_t) = \min E [f_t(d_t, k_t, \tilde{p}_t) + \alpha_{t\pm 1}(d_{t\pm 1}, k_{t\pm 1})] \quad (C.13)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} k_{t\pm 1} &= x_t(d_t, k_t) \\ d_t &\in D_t \end{aligned}$$

Donde $\alpha_{t\pm 1}(d_{t\pm 1}, k_{t\pm 1})$ corresponde a la aproximación lineal por tramos de la componente $F_{t\pm 1}(d_{t\pm 1}, k_{t\pm 1})$, asociada a las etapas futuras de la función objetivo y realizada a través de la discretización de los estados del problema.

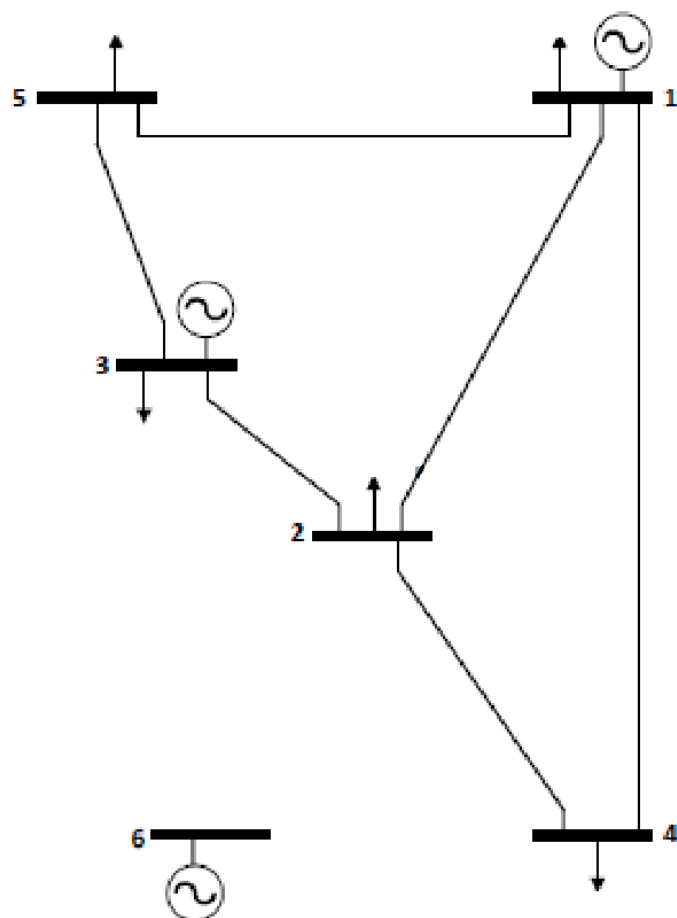
Finalmente, esta metodología proporciona a la función objetivo, límites superiores e inferiores que se obtienen por medio de la iteración hacia adelante y hacia atrás, respectivamente, permitiendo su utilización hasta que se alcance una precisión determinada, es decir, este procedimiento se detiene al lograr la convergencia del problema en donde, los límites superior e inferior sean iguales o la diferencia entre ellos sea más pequeña que la precisión especificada al inicio del problema.

Apéndice D

D. Sistema Garver

D1. Diagrama del sistema

Figura D.1: Diagrama Sistema Garver.



D2. Datos de líneas de transmisión**Tabla D.1: Datos de líneas de transmisión sistema Garver.**

Desde	Hacia	Existentes	X [pu]	Flujo Máx. [MW]	Candidatas	Costo [MUSD]
1	2	1	0,40	100	3	40
1	3	0	0,38	100	4	38
1	4	1	0,60	80	3	60
1	5	1	0,20	100	3	20
1	6	0	0,68	70	4	68
2	3	1	0,20	100	3	20
2	4	1	0,40	100	3	40
2	5	0	0,31	100	4	31
2	6	0	0,30	100	4	30
3	4	0	0,59	78	4	59
3	5	1	0,20	100	3	20
3	6	0	0,48	100	4	48
4	5	0	0,63	75	4	63
4	6	0	0,30	100	4	30
5	6	0	0,61	78	4	61

D3. Datos de generación

Tabla D.2: Datos de unidades térmicas actuales y nuevas sistema Garver, modelo estático y 5 bloques.

Barra	N° Gen	Estado	Cantidad	Pmax [MW]	Costo Inv. [USD/MW]	Costo O&M [USD/MW]	a [USD/MWh]
1	1	Existente	3	30	-	-	14,08
1	2	Existente	1	60	-	-	22,11
3	3	Existente	1	120	-	-	25,95
3	4	Nueva	2	120	300.000	9000	20,41
6	5	Nueva	1	120	250.000	7500	25,95
6	6	Nueva	2	240	350.000	10500	14,08

Tabla D.3: Datos de unidades térmicas actuales y nuevas sistema Garver, modelo 24 bloques.

Barra	N° Gen	Estado	Pmax [MW]	Costo Inv. [USD/MW]	Costo O&M [USD/MW]	a [USD/MWh]
1	1	Existente	130	0	0	16,50
1	2	Existente	55	0	0	25,92
3	3	Existente	120	0	0	16,60
1	4	Nueva	55	100.000	4.000	28,10
3	5	Nueva	80	200.000	9.000	22,26
3	6	Nueva	120	280.000	9.000	19,30
3	7	Nueva	130	330.000	9.000	16,50
6	8	Nueva	55	100.000	4.000	28,10
6	9	Nueva	55	100.000	4.000	28,10
6	10	Nueva	120	250.000	10.500	25,95
6	11	Nueva	240	360.000	10.500	14,08
6	12	Nueva	240	360.000	10.500	14,08

Tabla D.4: Datos unidades eólicas nuevas sistema Garver.

Barra	N° Gen	Estado	Cantidad	Pmax [MW]	Costo Inv. [USD/MW]	Costo O&M [USD/MW]	a [USD/MWh]
3	13	Nueva	10	34	300.000	10.500	0
6	14	Nueva	10	24	250.000	9.500	0
6	15	Nueva	10	22	250.000	9.000	0

Tabla D.5: Perfil de generación eólica horaria sistema Garver.

Hora	Gen N° 13 [MW]	Gen N° 14 [MW]	Gen N° 15 [MW]
1	10,40	15,70	19,40
2	10,24	11,86	18,00
3	10,14	12,43	20,80
4	10,36	10,01	21,40
5	10,16	10,51	16,60

Anexos**Anexo D: Sistema Garver**

6	8,44	5,52	16,40
7	8,86	2,23	14,20
8	9,94	0,89	12,00
9	1,82	1,44	10,60
10	4,30	1,42	5,20
11	5,04	3,55	7,00
12	20,94	5,47	10,40
13	5,38	6,91	6,20
14	19,96	12,55	5,20
15	27,98	12,67	0,40
16	14,06	15,31	1,40
17	32,40	15,02	8,00
18	30,28	20,38	6,40
19	17,90	22,46	12,20
20	20,10	23,40	9,20
21	26,62	20,04	11,20
22	20,78	15,38	11,00
23	19,22	13,87	19,40
24	13,54	12,70	18,00

Tabla D.6: Datos de unidades solares nuevas sistema Garver.

Barra	N° Gen	Estado	Cantidad	Pmax [MW]	Costo Inv. [USD/MWh]	Op. & Mant. [USD/MW]	a [USD/MWh]
3	16	Nueva	10	20	270.000	10.000	0
4	17	Nueva	10	15	210.000	8.000	0
4	18	Nueva	10	10	200.000	6.000	0

Tabla D.7: Datos de unidad hidroeléctrica tipo embalse actual sistema Garver.

Barra	N° Gen	Pmax [MW]	ρ [MW/hm ³]	Qmax [m ³ /s]	Vmin [hm ³]	Vmax [hm ³]	V Inicial [hm ³]
3	19	150	277,78	150	100,00	1500,00	1000,00

Tabla D.8: FCF unidad hidroeléctrica sistema Garver 5 bloques.

#	δ [MUSD]	Gen N° 19
1	641,68	0,23320
2	401,05	0,32580
3	312,82	0,39440
4	278,21	0,48050
5	267,42	0,57140

Anexos

Anexo D: Sistema Garver

Tabla D.9: FCF unidad hidroeléctrica sistema Garver 24 bloques.

#	δ [MUSD]	Gen N° 19	#	δ [MUSD]	Gen N° 19
1	784,63	0,66341	13	234,66	0,66511
2	510,01	0,66352	14	203,34	0,66527
3	478,63	0,66365	15	193,65	0,66543
4	368,78	0,66377	16	175,49	0,66558
5	310,71	0,66390	17	149,36	0,66573
6	306,01	0,66403	18	125,35	0,66587
7	298,16	0,66417	19	114,21	0,66601
8	278,55	0,66431	20	108,63	0,66612
9	263,24	0,66446	21	105,85	0,66624
10	262,07	0,66462	22	97,49	0,66636
11	261,54	0,66478	23	93,59	0,66646
12	254,47	0,66495	24	92,85	0,66657

D4. Datos de demanda

Tabla D.10: Datos de demanda sistema Garver.

Barra	Demanda [MW]
1	20
2	60
3	10
4	40
5	60
6	0

Tabla D.11: Factores de crecimiento anual de demanda sistema Garver.

Año	Factor [-]
1	1,0000
2	1,3333
3	1,6667
4	2,0000
5	2,3333
6	2,6667
7	3,0000
8	3,3333
9	3,6667
10	4,0000

Tabla D.12: Factores de demanda sistema Garver 5 bloques.

Demanda	Factor [-]	Horas [h]
Valle	0,50	1510
Media	0,65	2800
Resto	0,80	2720
Punta 2	0,90	1120
Punta 1	1,00	610

Tabla D.13: Factores de demanda horaria sistema Garver 24 bloques.

Hora	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6
1	0,6544	0,6706	0,6500	0,7129	0,6164	0,0000
2	0,6624	0,6402	0,6500	0,8187	0,6292	0,0000
3	0,6380	0,6174	0,6500	0,8226	0,6777	0,0000
4	0,6237	0,6041	0,6500	0,9136	0,7366	0,0000
5	0,6164	0,6004	0,6500	0,9423	0,7462	0,0000
6	0,6292	0,6051	0,6500	0,9769	0,7129	0,0000
7	0,6477	0,6472	0,6500	0,9495	0,8187	0,0000

Anexos*Anexo D: Sistema Garver*

8	0,6866	0,7235	0,6500	0,9160	0,8226	0,0000
9	0,7000	0,7630	0,9500	0,9140	0,9136	0,0000
10	0,7000	0,8100	0,9500	0,8561	0,9423	0,0000
11	0,8000	0,8501	0,9500	0,8072	0,9769	0,0000
12	0,8226	0,8683	0,9500	0,7726	0,9495	0,0000
13	0,9136	0,9191	0,9500	0,7500	0,9160	0,0000
14	0,9023	0,9552	0,7000	0,7413	0,9140	0,0000
15	0,9169	0,9792	0,7000	0,7239	0,8561	0,0000
16	0,9195	0,9971	0,7000	0,6544	0,8072	0,0000
17	0,9160	0,9695	0,7000	0,6624	0,7726	0,0000
18	0,9140	0,9566	0,7000	0,6380	0,7500	0,0000
19	0,8561	0,9225	0,9800	0,6237	0,7413	0,0000
20	0,8672	0,8983	0,9800	0,6164	0,7239	0,0000
21	0,9126	0,8560	0,9800	0,6292	0,6544	0,0000
22	0,9600	0,8490	0,7500	0,6777	0,6624	0,0000
23	0,9213	0,8362	0,7500	0,7366	0,6380	0,0000
24	0,8239	0,7997	0,7500	0,7462	0,6237	0,0000

D5. Resultados Garver

Tabla D.14: Flujo por líneas para los diferentes escenarios, Garver estático incertidumbre en demanda.

	Escenario S1	Escenario S2	Escenario S3
Línea	Flujo de Potencia [MW]		
1-5 100 [MW]	68,20	66,53	62,80
1-5n1 100 [MW]	68,20	66,53	62,80
2-1 100 [MW]	89,47	82,22	54,07
3-2 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
3-5 100 [MW]	45,20	50,50	68,30
3-5n1 100 [MW]	45,20	50,50	68,30
4-1 80 [MW]	32,53	27,70	8,93
4-2 100 [MW]	16,27	16,27	16,27
6-2n1 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
6-2n2 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
6-4n1 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
6-4n2 100 [MW]	100,00	100,00	100,00

Tabla D.15: Potencia generada para los diferentes escenarios, Garver estático incertidumbre en demanda.

	Escenario S1	Escenario S2	Escenario S3
Generador	Potencia [MW]		
G1e1 30 [MW]	30,00	30,00	30,00
G2e1 30 [MW]	30,00	30,00	30,00
G3e1 30 [MW]	30,00	30,00	30,00
G4e1 60 [MW]	0,00	11,15	60,00
G1e3 120 [MW]	0,00	0,00	40,30
G2n3 120 [MW]	120,00	120,00	120,00
G3n3 120 [MW]	108,20	120,00	120,00
G2n6 240 [MW]	240,00	240,00	240,00
G3n6 240 [MW]	160,00	160,00	160,00

Tabla D.16: Flujo por líneas pre- y post-contingencia, Garver estático criterio N-1 línea 3-5.

	Pre-contingencia	Post-contingencia
Línea	Flujo de Potencia [MW]	
1-2 100 [MW]	9,75	9,75
1-5 100 [MW]	59,01	59,01
3-2 100 [MW]	19,01	19,01
3-5 100 [MW]	60,33	0,00
3-5n1 100 [MW]	60,33	90,50
3-5n2 100 [MW]	60,33	90,50
4-1 100 [MW]	28,76	28,76

Anexos**Anexo D: Sistema Garver**

4-2 100 [MW]	11,24	11,24
4-6n1 80 [MW]	100,00	100,00
4-6n2 100 [MW]	100,00	100,00
6-2n1 100 [MW]	100,00	100,00
6-2n2 100 [MW]	100,00	100,00

Tabla D.17: Potencia generada pre- y post-contingencia, Garver estático criterio N-1 línea 3-5.

Generador	Potencia [MW]
G1e1 30 [MW]	30,00
G2e1 30 [MW]	30,00
G3e1 30 [MW]	30,00
G4e1 60 [MW]	30,00
G1e3 120 [MW]	0,00
G2n3 120 [MW]	120,00
G3n3 120 [MW]	120,00
G1n6 240 [MW]	240,00
G2n6 240 [MW]	160,00

Tabla D.18: Flujo por líneas pre- y post-contingencia, Garver estático criterio N-1 general.

Línea	Pre-contingencia	Post-contingencia
	Flujo de Potencia [MW]	
1-4 80 [MW]	11,67	0,00
1-5 100 [MW]	35,00	0,00
1-2 100 [MW]	23,33	0,00
2-3 100 [MW]	35,00	0,00
3-5 100 [MW]	5,00	0,00
4-2 100 [MW]	11,67	0,00
6-2n1 100 [MW]	80,00	80,00
6-2n2 100 [MW]	80,00	80,00
6-2n3 100 [MW]	80,00	80,00
6-4n1 100 [MW]	80,00	80,00
6-4n2 100 [MW]	80,00	80,00
6-5n1 78 [MW]	66,67	66,67
6-5n2 78 [MW]	66,67	66,67
6-5n3 78 [MW]	66,67	66,67

Tabla D.19: Potencia generada pre- y post-contingencia, Garver estático criterio N-1 general.

	Pre-contingencia	Post-contingencia
Generador	Potencia [MW]	
G1e1 30 [MW]	30,00	30,00
G2e1 30 [MW]	30,00	30,00
G3e1 30 [MW]	30,00	20,00
G4e1 60 [MW]	60,00	0,00
G1e3 120 [MW]	10,00	40,00
G1n6 120 [MW]	120,00	120,00
G2n6 240 [MW]	240,00	240,00
G3n6 240 [MW]	240,00	240,00

Tabla D.20: Magnitud máxima del flujo por líneas para los diferentes escenarios, Garver 5 bloques incertidumbre en demanda.

	Escenario S1	Escenario S2	Escenario S3
Línea	Flujo de Potencia [MW]		
1-2 100 [MW]	80,00	87,88	94,34
1-4 80 [MW]	80,00	80,00	80,00
1-5 100 [MW]	96,10	96,10	99,28
2-3 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
2-4 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
3-5 100 [MW]	79,57	79,57	100,00
2-4n1 100 [MW]	55,75	52,84	52,84
3-5n1 100 [MW]	79,57	79,57	93,25
4-6n1 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
4-6n2 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
4-6n3 100 [MW]	100,00	100,00	100,00

Tabla D.21: Magnitud máxima del flujo por líneas pre- y post-contingencia, Garver 5 bloques coordinación hidrotérmica y criterio N-1 Línea 3-5.

	Pre-contingencia	Post-contingencia
Línea	Magnitud Máxima Flujos de Potencia [MW]	
1-2 100 [MW]	46,40	66,72
1-4 80 [MW]	37,50	37,50
1-5 100 [MW]	78,00	100,00
2-3 100 [MW]	100,00	100,00
2-4 100 [MW]	75,43	75,43
3-5 100 [MW]	88,32	0,00
3-5n1 100 [MW]	72,90	100,00
3-5n2 100 [MW]	72,90	100,00
2-6n1 100 [MW]	100,00	100,00
2-6n2 100 [MW]	100,00	100,00

Anexos

Anexo D: Sistema Garver

4-6n1 100 [MW]	100,00	100,00
4-6n2 100 [MW]	100,00	100,00

Tabla D.22: Magnitud máxima del flujo por líneas para los diferentes escenarios, Garver 24 bloques incertidumbre en demanda.

	Escenario S1	Escenario S2	Escenario S3
Línea	Flujo de Potencia [MW]		
1-2 100 [MW]	97,12	80,39	88,12
1-4 80 [MW]	64,10	62,02	54,80
1-5 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
2-3 100 [MW]	81,66	89,08	100,00
2-4 100 [MW]	100,00	100,00	99,94
3-5 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
3-5n1 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
4-6n1 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
4-6n2 100 [MW]	100,00	100,00	100,00

Tabla D.23: Magnitud máxima del flujo por líneas para los diferentes escenarios, Garver 24 bloques incertidumbre en generación eólica.

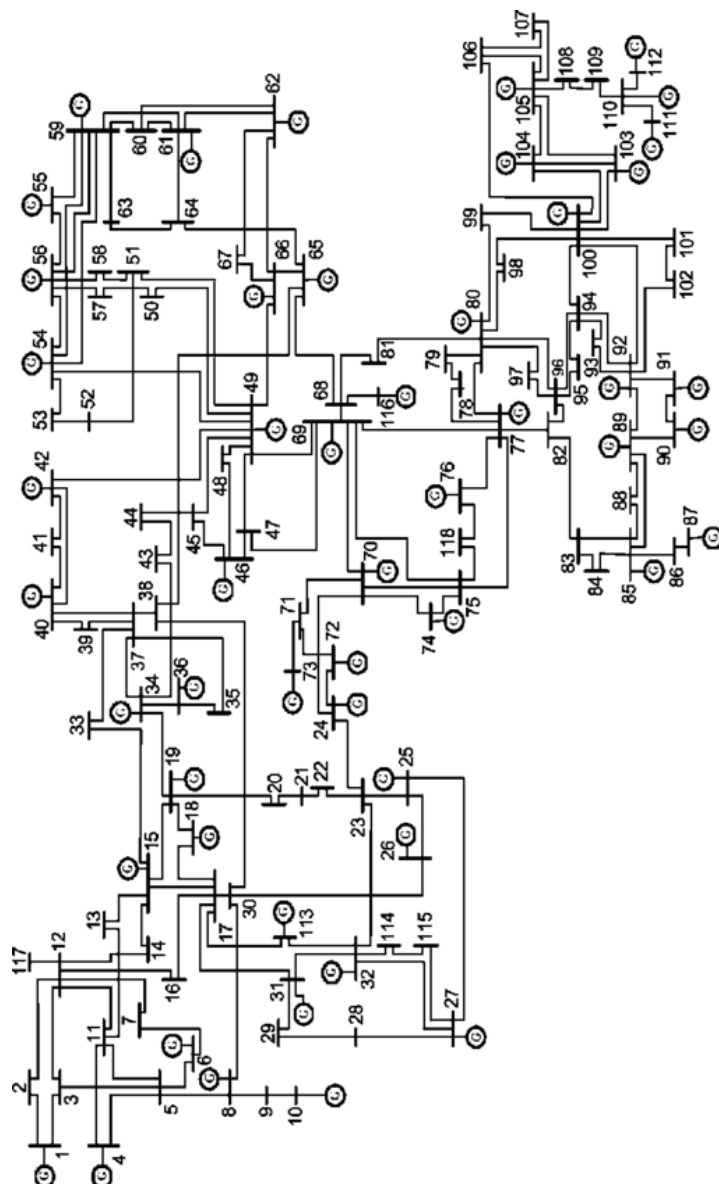
	Escenario S1	Escenario S2	Escenario S3
Línea	Flujo de Potencia [MW]		
1-2 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
1-4 80 [MW]	80,00	80,00	74,31
1-5 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
2-3 100 [MW]	100,00	100,00	100,00
2-4 100 [MW]	65,83	82,83	86,00
2-4n1 100 [MW]	65,83	82,83	86,00
3-5 100 [MW]	84,05	82,16	78,33
3-5n1 100 [MW]	84,05	82,16	78,33
3-5n2 100 [MW]	84,05	82,16	78,33
4-6n1 100 [MW]	52,89	75,31	100,00
4-6n2 100 [MW]	52,89	75,31	100,00
4-6n3 100 [MW]	52,89	75,31	100,00

Apéndice E

E. Sistema IEEE118

E1. Diagrama del sistema

Figura E.1: Diagrama sistema IEEE 118.



E2. Datos de líneas de transmisión

Tabla E.1: Datos de líneas de transmisión sistema IEEE 118.

Desde-Hacia	X [pu]	Flujo Max [MW]	Costo [MUSD]	N° Líneas Futuras
1-2	0,0999	90	9,99	1
1-3	0,0424	90	4,24	0
4-5	0,0080	90	7,98	0
3-5	0,1080	90	10,80	0
5-6	0,0540	90	5,40	0
6-7	0,0208	90	3,08	0
8-9	0,0305	90	3,05	0
8-5	0,0267	90	3,67	0
9-10	0,0322	90	3,22	0
4-11	0,0688	90	6,88	1
5-11	0,0682	90	6,82	0
11-12	0,0196	90	3,96	0
2-12	0,0616	90	6,16	0
3-12	0,1600	90	16,00	0
7-12	0,0340	90	3,40	0
11-13	0,0731	90	7,31	0
12-14	0,0707	90	7,07	0
13-15	0,2444	90	24,44	0
14-15	0,1950	90	19,50	0
12-16	0,0834	90	8,34	0
15-17	0,0437	90	4,37	0
16-17	0,1801	90	18,01	0
17-18	0,0505	90	5,05	0
18-19	0,0493	90	4,93	0
19-20	0,1170	90	11,70	0
15-19	0,0394	90	3,94	0
20-21	0,0849	90	8,49	0
21-22	0,0970	90	9,70	0
22-23	0,1590	90	15,90	0
23-24	0,0492	90	4,92	0
23-25	0,0800	90	8,00	0
26-25	0,0382	90	3,82	0
25-27	0,1630	90	16,30	0
27-28	0,0855	90	8,55	0
28-29	0,0943	90	9,43	0
30-17	0,0388	90	3,88	0
8-30	0,0504	90	5,04	0
26-30	0,0860	90	8,60	0
17-31	0,1563	90	15,63	0
29-31	0,0331	90	3,31	0
23-32	0,1153	90	11,53	0
31-32	0,0985	90	9,85	0

Anexos**Anexo E: Sistema IEEE118**

27-32	0,0755	90	7,55	0
15-33	0,1244	90	12,44	0
19-34	0,2470	90	24,70	0
35-36	0,0102	90	3,02	0
35-37	0,0497	90	4,97	0
33-37	0,1420	90	14,20	0
34-36	0,0268	90	3,68	0
34-37	0,0094	90	9,84	0
38-37	0,0375	90	3,75	0
37-39	0,1060	90	10,60	0
37-40	0,1680	90	16,80	0
30-38	0,0540	90	5,40	0
39-40	0,0605	90	6,05	0
40-41	0,0487	90	4,87	0
40-42	0,1830	90	18,30	0
41-42	0,1350	90	13,50	0
43-44	0,2454	90	24,54	0
34-43	0,1681	90	16,81	0
44-45	0,0901	90	9,01	0
45-46	0,1356	90	13,56	0
46-47	0,1270	90	12,70	0
46-48	0,1890	90	18,90	0
47-49	0,0625	90	6,25	0
42-49	0,3230	90	32,30	1
42-49	0,3230	90	32,30	0
45-49	0,1860	90	18,60	0
48-49	0,0505	90	5,05	0
49-50	0,0752	90	7,52	0
49-51	0,1370	90	13,70	0
51-52	0,0588	90	5,88	0
52-53	0,1635	90	16,35	0
53-54	0,1220	90	12,20	0
49-54	0,2890	90	28,90	0
49-54	0,2910	90	29,10	0
54-55	0,0707	90	7,07	0
54-56	0,0096	90	9,55	0
55-56	0,0151	90	3,51	0
56-57	0,0966	90	9,66	0
50-57	0,1340	90	13,40	0
56-58	0,0966	90	9,66	0
51-58	0,0719	90	7,19	0
54-59	0,2293	90	22,93	0
56-59	0,2510	90	25,10	0
56-59	0,2390	90	23,90	0
55-59	0,2158	90	21,58	1
59-60	0,1450	90	14,50	0

Anexos**Anexo E: Sistema IEEE118**

59-61	0,1500	90	15,00	0
60-61	0,0135	90	3,35	0
60-62	0,0561	90	5,61	0
61-62	0,0376	90	3,76	0
63-59	0,0386	90	3,86	2
63-64	0,0200	90	3,00	2
64-61	0,0268	90	2,68	0
38-65	0,0986	90	9,86	0
64-65	0,0302	90	3,02	2
49-66	0,0919	90	9,19	0
49-66	0,0919	90	9,19	0
62-66	0,2180	90	21,80	0
62-67	0,1170	90	11,70	0
65-66	0,0370	90	3,70	0
66-67	0,1015	90	10,15	0
65-68	0,0160	90	2,60	0
47-69	0,2778	90	27,78	0
49-69	0,3240	90	32,40	0
68-69	0,0370	90	3,70	0
69-70	0,1270	90	12,70	0
24-70	0,4115	90	41,15	0
70-71	0,0355	90	3,55	0
24-72	0,1960	90	19,60	0
71-72	0,1800	90	18,00	0
71-73	0,0454	90	4,54	0
70-74	0,1323	90	13,23	0
70-75	0,1410	90	14,10	0
69-75	0,1220	90	12,20	1
74-75	0,0406	90	4,06	0
76-77	0,1480	90	14,80	0
69-77	0,1010	90	10,10	0
75-77	0,1999	90	19,90	0
77-78	0,0124	90	3,24	0
78-79	0,0244	90	3,44	0
77-80	0,0485	90	4,85	0
77-80	0,1050	90	10,50	0
79-80	0,0704	90	7,04	0
68-81	0,0202	90	3,02	2
81-80	0,0370	90	3,70	0
77-82	0,0853	90	8,53	0
82-83	0,0367	90	3,67	0
83-84	0,1320	90	13,20	0
83-85	0,1480	90	14,80	0
84-85	0,0641	90	6,41	0
85-86	0,1230	90	12,30	0
86-87	0,2074	90	20,74	0

Anexos**Anexo E: Sistema IEEE118**

85-88	0,1020	90	10,20	0
85-89	0,1730	90	17,30	0
88-89	0,0712	90	7,12	0
89-90	0,1880	90	18,80	0
89-90	0,0997	90	9,97	1
90-91	0,0836	90	8,36	0
89-92	0,0505	90	5,05	0
89-92	0,1581	90	15,81	0
91-92	0,1272	90	12,72	0
92-93	0,0848	90	8,48	0
92-94	0,1580	90	15,80	0
93-94	0,0732	90	7,32	0
94-95	0,0434	90	4,34	0
80-96	0,1820	90	18,20	0
82-96	0,0530	90	5,30	0
94-96	0,0869	90	8,69	0
80-97	0,0934	90	9,34	0
80-98	0,1080	90	10,80	0
80-99	0,2060	90	20,60	0
92-100	0,2950	90	29,50	0
94-100	0,0580	90	5,80	0
95-96	0,0547	90	5,47	0
96-97	0,0885	90	8,85	0
98-100	0,1790	90	17,90	0
99-100	0,0813	90	8,13	0
100-101	0,1262	90	12,62	0
92-102	0,0559	90	5,59	0
101-102	0,1120	90	11,20	0
100-103	0,0525	90	5,25	0
100-104	0,2040	90	20,40	0
103-104	0,1584	90	15,84	0
103-105	0,1625	90	16,25	0
100-106	0,2290	90	22,90	0
104-105	0,0378	90	3,78	0
105-106	0,0547	90	5,47	0
105-107	0,1830	90	18,30	0
105-108	0,0703	90	7,03	0
106-107	0,1830	90	18,30	0
108-109	0,0288	90	3,88	0
103-110	0,1813	90	18,13	0
109-110	0,0762	90	7,62	0
110-111	0,0755	90	7,55	0
110-112	0,0640	90	6,40	0
17-113	0,0301	90	3,01	0
32-113	0,2030	90	20,30	0
32-114	0,0612	90	6,12	0

Anexos*Anexo E: Sistema IEEE118*

27-15	0,0741	90	7,41	0
114-115	0,0104	90	3,04	0
68-116	0,0041	90	4,05	0
12-117	0,1400	90	3,29	0
75-118	0,0481	90	4,81	0
76-118	0,0544	90	5,44	0

E3. Datos de generación

Tabla E.2: Datos unidades térmicas actuales sistema IEEE 118.

N° Gen	Barra	Pmax [MW]	Costo [USD/MWh]
1	1	100,00	18
2	4	100,00	18
3	6	100,00	18
4	8	100,00	18
5	10	550,00	14
6	12	185,00	14
7	15	100,00	18
8	18	100,00	18
9	19	100,00	18
10	24	100,00	18
11	25	320,00	14
12	26	414,00	14
13	27	100,00	18
14	31	107,00	18
15	32	100,00	18
16	34	100,00	18
17	36	100,00	18
18	40	100,00	18
19	42	100,00	18
20	46	119,00	18
21	49	304,00	14
22	54	148,00	18
23	55	100,00	18
24	56	100,00	18
25	59	255,00	14
26	61	260,00	14
27	62	100,00	18
28	65	491,00	14
29	66	492,00	14
30	69	805,20	14
31	70	100,00	18
32	72	100,00	18
33	73	100,00	18
34	74	100,00	18
35	76	100,00	18
36	77	100,00	18
37	80	577,00	14
38	85	100,00	18
39	87	104,00	18
40	89	707,00	14
41	90	100,00	18

Anexos**Anexo E: Sistema IEEE118**

42	91	100,00	18
43	92	100,00	18
44	99	100,00	18
45	100	352,00	14
46	103	140,00	18
47	104	100,00	18
48	105	100,00	18
49	107	100,00	18
50	110	100,00	18
51	111	136,00	18
52	112	100,00	18
53	113	100,00	18
54	116	100,00	18

Tabla E.3: Datos unidades térmicas nuevas sistema IEEE 118.

N° Gen	Barra	Pmax [MW]	Costo Inv. [USD/MW]	Op. & Mant. [USD/MW]	a [USD/MWh]
55	1	104	200000	7000	18
56	11	150	200000	7000	14
57	15	200	300000	10500	18
58	18	100	200000	7000	18
59	27	150	200000	7000	18
60	35	352	300000	10500	14
61	42	140	200000	7000	18
62	59	220	300000	10500	18
63	60	60	100000	4000	25
64	62	150	200000	7000	18
65	75	100	200000	7000	18
66	78	60	100000	4000	25
67	80	240	300000	10500	18
68	90	290	300000	10500	18
69	102	100	200000	7000	18
70	110	100	200000	7000	18
71	116	300	300000	10500	18

Tabla E.4: Datos de unidades hidroeléctricas tipo embalse actuales sistema IEEE 118.

N° Gen	Barra	Pmax [MW]	ρ [MW/hm3]	Qmax [m3/s]	Vmin [hm3]	Vmax [hm3]	V Inicial [hm3]
72	19	350	324,07	300	200	500	350
73	24	350	324,07	300	200	500	300
74	25	250	347,22	200	150	350	200
75	116	250	347,22	200	150	350	180

Anexos

Anexo E: Sistema IEEE118

Tabla E.5: Datos de unidades eólicas nuevas sistema IEEE 118.

N° Gen	Barra	Estado	Pmax [MW]	Costo Inv. [USD/MWh]	Costo O&M [USD/MWh]
76	1	Nueva	68	130000	10500
77	11	Nueva	48	130000	10500
78	15	Nueva	44	130000	10500
79	42	Nueva	68	130000	10500
80	49	Nueva	48	130000	10500
81	59	Nueva	44	130000	10500
82	90	Nueva	44	130000	10500

Tabla E.6: Datos de unidades solares nuevas sistema IEEE 118.

N° Gen	Barra	Estado	Pmax [MW]	Costo Inv. [USD/MWh]	Costo O&M [USD/MWh]
83	8	Nueva	150	300000	6500
84	12	Nueva	150	300000	6500
85	20	Nueva	100	200000	6500
86	32	Nueva	100	200000	6500
87	47	Nueva	150	300000	6500

Tabla E.7: Perfil de generación eólica horaria sistema IEEE 118.

Hora	Gen76 [MW]	Gen77 [MW]	Gen78 [MW]	Gen79 [MW]	Gen80 [MW]	Gen81 [MW]	Gen82 [MW]
1	20,800	31,392	38,800	20,800	31,392	38,800	38,800
2	20,480	23,712	36,000	20,480	23,712	36,000	36,000
3	20,280	24,864	41,600	20,280	24,864	41,600	41,600
4	20,720	20,016	42,800	20,720	20,016	42,800	42,800
5	20,320	21,024	33,200	20,320	21,024	33,200	33,200
6	16,880	11,040	32,800	16,880	11,040	32,800	32,800
7	17,720	4,464	28,400	17,720	4,464	28,400	28,400
8	19,880	1,776	24,000	19,880	1,776	24,000	24,000
9	3,640	2,880	21,200	3,640	2,880	21,200	21,200
10	8,600	2,832	10,400	8,600	2,832	10,400	10,400
11	0,000	7,104	14,000	0,000	7,104	14,000	14,000
12	41,880	10,944	20,800	41,880	10,944	20,800	20,800
13	10,760	13,824	12,400	10,760	13,824	12,400	12,400
14	39,920	25,104	10,400	39,920	25,104	10,400	10,400
15	55,960	25,344	0,800	55,960	25,344	0,800	0,800
16	0,000	30,624	2,800	0,000	30,624	2,800	2,800
17	64,800	30,048	16,000	64,800	30,048	16,000	16,000
18	60,560	40,752	12,800	60,560	40,752	12,800	12,800
19	16,000	44,928	24,400	16,000	44,928	24,400	24,400
20	40,200	46,800	18,400	40,200	46,800	18,400	18,400
21	53,240	40,080	22,400	53,240	40,080	22,400	22,400
22	41,560	30,768	22,000	41,560	30,768	22,000	22,000

Anexos**Anexo E: Sistema IEEE118**

23	38,440	27,744	38,800	38,440	27,744	38,800	38,800
24	27,080	25,392	36,000	27,080	25,392	36,000	36,000

Tabla E.8: FCF unidades hidroeléctricas sistema IEEE 118.

#	δ [MUSD]	Gen72	Gen73	Gen74	Gen75
1	12.549,62	0,63171	0,87755	0,47744	0,45261
2	8.784,73	0,63183	0,87842	0,47745	0,45262
3	8.157,25	0,63194	0,87910	0,47746	0,45263
4	7.529,77	0,63216	0,87987	0,47747	0,45265
5	7.153,28	0,63270	0,88043	0,47750	0,45267
6	6.776,79	0,63321	0,88060	0,47751	0,45268
7	6.274,81	0,63328	0,88106	0,47753	0,45270
8	5.898,32	0,63339	0,88140	0,47754	0,45271
9	5.647,33	0,63345	0,88171	0,47755	0,45272
10	5.459,08	0,63352	0,88176	0,47764	0,45280
11	5.396,34	0,63363	0,88177	0,47804	0,45318
12	5.371,24	0,63374	0,88199	0,47853	0,45364
13	5.270,84	0,63387	0,88227	0,47903	0,45412
14	5.019,85	0,63390	0,88233	0,47952	0,45458
15	4.643,36	0,63406	0,88501	0,47956	0,45463
16	4.442,56	0,63419	0,88959	0,47958	0,45464
17	4.392,37	0,63446	0,89411	0,47959	0,45465
18	4.379,82	0,63471	0,89788	0,47960	0,45466
19	4.266,87	0,63513	0,90013	0,47962	0,45468
20	4.254,32	0,63520	0,90232	0,47964	0,45470
21	4.190,32	0,63574	0,90389	0,47966	0,45472
22	4.187,81	0,63575	0,90580	0,47968	0,45473
23	4.185,30	0,63628	0,91033	0,47969	0,45475
24	4.183,21	0,63642	0,91115	0,47971	0,45476

E4. Datos de demanda**Tabla E.9: Datos de demanda máxima por barra sistema IEEE 118.**

Barra	Demanda [MW]
1	48,96
2	19,20
3	37,44
4	37,44
5	0,00
6	49,92
7	18,24
8	26,88
9	0,00
10	0,00
11	67,20
12	45,12
13	32,64
14	13,44
15	86,40
16	24,00
17	10,56
18	57,60
19	43,20
20	17,28
21	13,44
22	9,60
23	6,72
24	12,48
25	0,00
26	0,00
27	68,16
28	16,32
29	23,04
30	0,00
31	41,28
32	56,64
33	22,08
34	56,64
35	31,68
36	29,76
37	0,00

Anexos*Anexo E: Sistema IEEE118*

38	0,00
39	25,92
40	63,36
41	35,52
42	92,16
43	17,28
44	15,36
45	50,88
46	26,88
47	32,64
48	19,20
49	83,52
50	16,32
51	16,32
52	17,28
53	22,08
54	108,48
55	60,48
56	80,64
57	11,52
58	11,52
59	265,92
60	74,88
61	0,00
62	73,92
63	0,00
64	0,00
65	0,00
66	37,44
67	26,88
68	0,00
69	0,00
70	63,36
71	0,00
72	11,52
73	5,76
74	65,28
75	45,12
76	65,28
77	58,56
78	68,16

Anexos**Anexo E: Sistema IEEE118**

79	37,44
80	124,80
81	0,00
82	51,84
83	19,20
84	10,56
85	23,04
86	20,16
87	0,00
88	46,08
89	0,00
90	156,48
91	9,60
92	62,40
93	11,52
94	28,80
95	40,32
96	36,48
97	14,40
98	32,64
99	40,32
100	35,52
101	21,12
102	4,80
103	22,08
104	36,48
105	29,76
106	41,28
107	48,00
108	1,92
109	7,68
110	37,44
111	0,00
112	65,28
113	5,76
114	7,68
115	21,12
116	176,64
117	19,20
118	31,68

Tabla E.10: Factores de crecimiento anual de demanda máxima sistema IEEE 118.

Año	Factor [-]
1	1,0000
2	1,1444
3	1,2889
4	1,4333
5	1,5778
6	1,7222
7	1,8667
8	2,0111
9	2,1556
10	2,3000

Tabla E.11: Factores de demanda horaria sistema IEEE 118.

Hora	Factor [-]
1	0,6609
2	0,6801
3	0,6811
4	0,7056
5	0,7111
6	0,7148
7	0,7426
8	0,7597
9	0,8481
10	0,8517
11	0,8768
12	0,8726
13	0,8897
14	0,8426
15	0,8352
16	0,8156
17	0,8041
18	0,7917
19	0,8247
20	0,8172
21	0,8064
22	0,7798
23	0,7764
24	0,7487

Apéndice F

F. Sistema Eléctrico Nacional 2017

F1. Diagrama del sistema

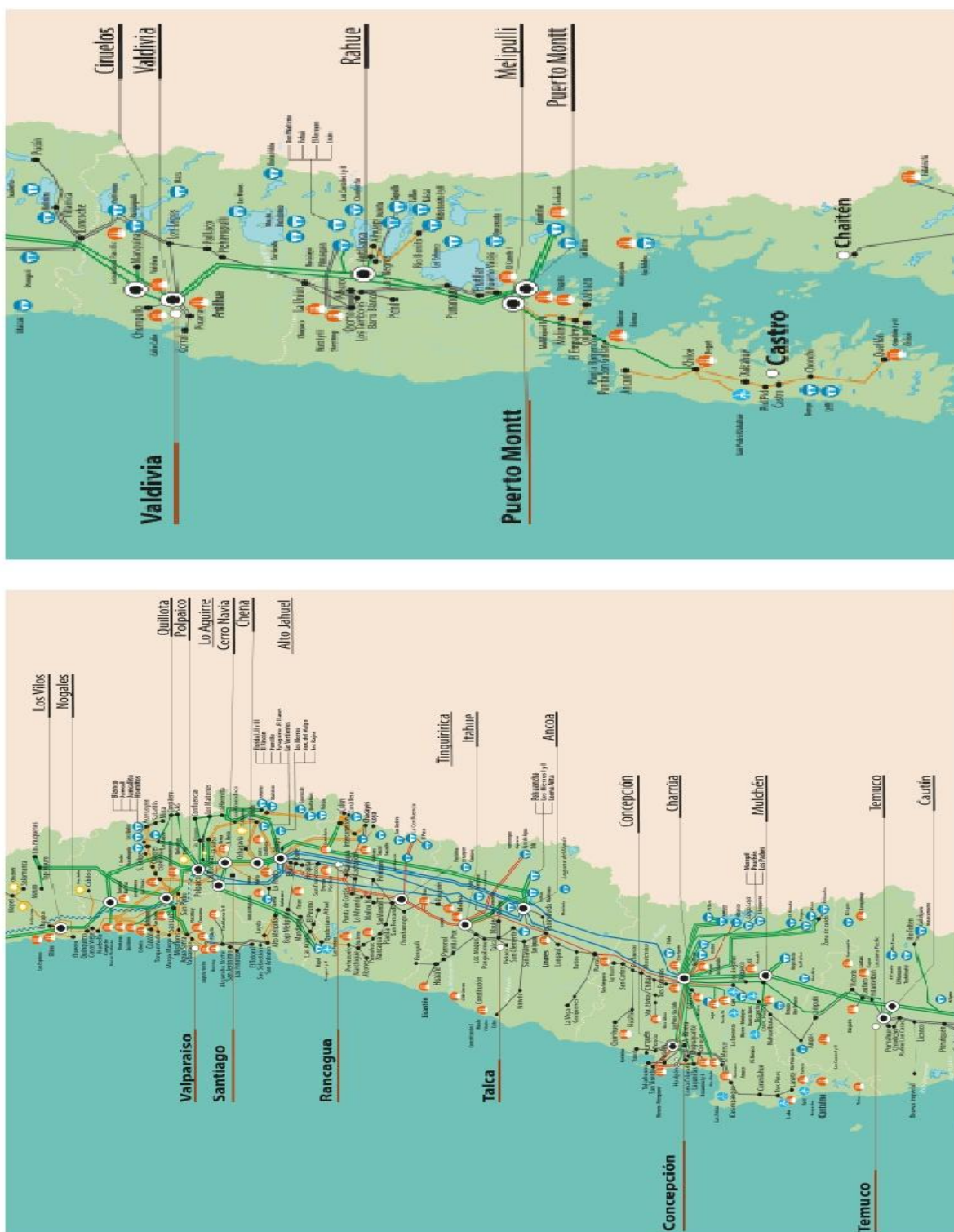
Figura F.1: Diagrama SEN 2017, parte 1.



Anexos

Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017

Figura F.2: Diagrama SEN 2017, parte 2.



F2. Datos de líneas de transmisión

Tabla F.1: Datos de líneas de transmisión modelo reducido SEN 2017.

Desde	Hacia	X [pu]	Pmáx [MW]
Agua Santa 220	San Luis 220	0,01940	322
Agua Santa 220	San Luis 220	0,01940	322
Alto Jahuel 220	Chena 220	0,03020	316
Alto Jahuel 220	Chena 220	0,03020	316
Alto Jahuel 220	Chena 220	0,03020	316
Alto Jahuel 220	Chena 220	0,03020	316
Alto Jahuel 500	Ancoa 500	0,01330	1400
Alto Jahuel 500	Ancoa 500	0,01330	1400
Alto Jahuel 500	Ancoa 500	0,01330	1400
Alto Jahuel 500	Ancoa 500	0,01330	1400
Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	0,00010	1300
Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	0,00010	1300
Ancoa 220	Itahue 220	0,02780	400
Ancoa 220	Itahue 220	0,02780	400
Ancoa 500	Nueva Charrua 500	0,00588	1300
Ancoa 500	Nueva Charrua 500	0,00588	1300
Ancoa 500	Ancoa 220	0,00010	1300
Ancoa 500	Ancoa 220	0,00010	1300
Andes 220	Nueva Zaldivar 220	0,02580	370
Andes 220	Nueva Zaldivar 220	0,02580	370
Atacama 220	Esmeralda 220	0,05800	127
Atacama 220	Ohiggins 220	0,04200	492
Barril 220	La Cruz 220	0,01700	474
Barril 220	La Cruz 220	0,01700	474
Calama 220	Jama 220	0,00410	353
Candelaria 220	Maipo 220	0,01482	910
Candelaria 220	Maipo 220	0,01482	910
Capricornio 220	Mantos Blancos 220	0,01356	377
Cardones 220	Diego de Almagro 220	0,12130	290
Cardones 220	Diego de Almagro 220	0,12130	290
Cardones 220	Llano de Llampos 220	0,00410	275
Cardones 220	Maitencillo 220	0,03630	520
Cardones 220	Maitencillo 220	0,03630	520
Cardones 220	Maitencillo 220	0,03630	520
Carrera Pinto 220	San Andres 220	0,03560	400
Chacaya 220	Capricornio 220	0,04239	377
Chacaya 220	Crucero 220	0,13169	328

Anexos*Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017*

Chacaya 220	El Cobre 220	0,05648	700
Chacaya 220	El Cobre 220	0,05648	700
Chacaya 220	Mejillones 220	0,00110	740
Chacaya 220	Mejillones 220	0,00110	740
Chacaya 220	Atacama 220	0,00410	354
Charrua 220	Hualpen 220	0,04850	230
Charrua 220	Mulchen 220	0,02000	500
Charrua 220	Mulchen 220	0,02000	500
Charrua 220	Mulchen 220	0,02000	500
Charrua 220	Tap Laja 220	0,01460	264
Charrua 220	Concepcion 220	0,04120	405
Charrua 220	Lagunillas 220	0,04100	400
Charrua 220	Lagunillas 220	0,04100	400
Charrua 220	Lagunillas 220	0,04100	400
Charrua 500	Charrua 220	0,00010	1300
Charrua 500	Charrua 220	0,00010	1300
Chena 220	Cerro Navia 220	0,00500	400
Chena 220	Cerro Navia 220	0,00500	400
Ciruelos 220	Cautin 220	0,04800	332
Colbun 220	Ancoa 220	0,00010	910
Colbun 220	Candelaria 220	0,03260	910
Colbun 220	Candelaria 220	0,03260	910
Condores 220	Parinacota 220	0,18821	91
Crucero 220	Chuquicamata 220	0,05953	357
Crucero 220	El Abra 220	0,08454	457
Crucero 220	Encuentro 220	0,00040	1000
Crucero 220	Encuentro 220	0,00038	1000
Crucero 220	Laberinto 220	0,11269	293
Crucero 220	Laberinto 220	0,11003	377
Crucero 220	Laberinto 220	0,14000	183
Crucero 220	Lagunas 220	0,14822	183
Crucero 220	Maria Elena 220	0,00570	183
Crucero 220	Maria Elena 220	0,00600	183
Crucero 220	Radomiro Tomic 220	0,06883	457
Crucero 220	Salar 220	0,06359	442
Cumbres 500	Nueva Cardones 500	0,01336	1500
Cumbres 500	Nueva Cardones 500	0,01336	1500
Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	0,06200	290
Domeyko 220	Escondida 220	0,00601	246
Domeyko 220	Sulfuros 220	0,00085	293
Domeyko 220	Atacama 220	0,11269	293

Anexos*Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017*

Domeyko 220	Atacama 220	0,11003	377
Domeyko 220	Laguna Seca 220	0,00420	346
Domeyko 220	OGP 1 220	0,00450	345
Domeyko 220	P Oxidos 220	0,00400	346
Domeyko 220	SVC Domeyko	0,00430	345
Don Goyo 220	Talinay 220	0,02800	224
Duqueco 220	Temuco 220	0,12000	264
El Cobre 220	Esperanza 220	0,03400	222
El Cobre 220	Esperanza 220	0,03400	222
El Cobre 220	Gaby 220	0,04649	328
El Loa 220	Crucero 220	0,00415	419
El Loa 220	Crucero 220	0,00415	419
El Tesoro 220	Esperanza SING 220	0,01000	266
Encuentro 220	Collahuasi 220	0,16965	170
Encuentro 220	Collahuasi 220	0,16965	171
Encuentro 220	El Tesoro 220	0,07743	125
Encuentro 220	Spence 220	0,05620	318
Encuentro 220	Atacama 220	0,11269	293
Encuentro 220	Atacama 220	0,11003	377
Encuentro 220	Cochrane 220	0,00290	259
Encuentro 220	Cochrane 220	0,00290	259
Encuentro 220	Ministro Hales 220	0,00420	250
Encuentro 220	Sierra Gorda 220	0,00220	346
Encuentro 220	Sierra Gorda 220	0,00220	346
Hualpen 220	Lagunillas 220	0,03000	300
Kapatur 220	Cochrane 220	0,00150	259
Kapatur 220	Cochrane 220	0,00150	259
La Cruz 220	Crucero 220	0,00480	474
La Cruz 220	Crucero 220	0,00480	474
Laberinto 220	Kapatur 220	0,04000	290
Laberinto 220	Kapatur 220	0,04000	290
Laberinto 220	Lomas Bayas 220	0,00860	290
Laberinto 220	Mantos Blancos 220	0,06023	290
Laberinto 220	Nueva Zaldivar 220	0,08025	293
Laberinto 220	Nueva Zaldivar 220	0,06039	377
Laberinto 220	Oeste 220	0,00420	250
Lagunas 220	Collahuasi 220	0,04860	240
Lagunas 220	Collahuasi 220	0,04860	218
Lagunas 220	Encuentro 220	0,07100	290
Lagunas 220	Encuentro 220	0,07100	290
Lagunas 220	Pozo Almonte 220	0,06037	328

Anexos*Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017*

Las Palmas 220	Los Vilos 220	0,03100	274
Las Palmas 220	Los Vilos 220	0,03100	274
Llanos 220	O'higgins 220	0,00400	346
Lo Aguirre 500	Cerro Navia 220	0,00390	1500
Lo Aguirre 500	Cerro Navia 220	0,00390	1500
Lo Aguirre 500	Alto Jahuel 500	0,00420	1400
Lo Aguirre 500	Alto Jahuel 500	0,00420	1400
Los Almendros 220	Alto Jahuel 500	0,01740	409
Los Almendros 220	Alto Jahuel 500	0,01740	409
Los Changos 500	Kapatur 220	0,00120	1500
Los Changos 500	Kapatur 220	0,00120	1500
Los Changos 500	Cumbres 500	0,04500	1500
Los Changos 500	Cumbres 500	0,04500	1500
Los Vilos 220	Nogales 220	0,03860	446
Los Vilos 220	Nogales 220	0,03860	446
Los Changos 500	Los Changos 220	0,00010	1300
Los Changos 500	Los Changos 220	0,00010	1300
Maipo 220	Alto Jahuel 500	0,00002	610
Maipo 220	Alto Jahuel 500	0,00002	610
Maitencillo 220	Punta Colorada 220	0,04400	394
Maitencillo 220	Punta Colorada 220	0,04400	1000
Melipilla 220	Lo Aguirre 500	0,01710	386
Melipilla 220	Lo Aguirre 500	0,01710	386
Melipulli 220	Chiloe 220	0,00400	183
Mulchen 220	Cautin 220	0,04200	500
Mulchen 220	Cautin 220	0,04200	500
Nogales 220	Polpaico 220	0,03810	382
Nogales 220	Polpaico 220	0,03810	382
Nogales 220	Quillota 220	0,00423	293
Nogales 220	Quillota 220	0,00423	293
Norgener 220	Barril 220	0,00700	474
Norgener 220	Barril 220	0,00700	474
Nueva Cardones 220	Cardones 220	0,00010	1300
Nueva Cardones 220	Cardones 220	0,00010	1300
Nueva Cardones 500	Nueva Maitencillo 500	0,00370	1700
Nueva Cardones 500	Nueva Maitencillo 500	0,00370	1700
Nueva Cardones 220	Cardones 220	0,00010	1300
Nueva Cardones 220	Cardones 220	0,00010	1300
Nueva Charrua 500	Charrua 500	0,00050	1300
Nueva Charrua 500	Charrua 500	0,00050	1300
Nueva Maitencillo 500	Nueva Pan de Azucar 500	0,00540	1700

Anexos*Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017*

Nueva Maitencillo 500	Nueva Pan de Azucar 500	0,00540	1700
Nueva Pan de Azucar 500	Polpaico 500	0,01120	1700
Nueva Pan de Azucar 500	Polpaico 500	0,01120	1700
Nueva Pan de Azucar 500	Pan de Azucar 220	0,00010	1300
Nueva Pan de Azucar 500	Pan de Azucar 220	0,00010	1300
Nueva Zaldivar 220	Sulfuros 220	0,01099	293
Nueva Zaldivar 220	Zaldivar 220	0,00017	269
Nueva Charrua 220	Charrua 220	0,00010	500
Nueva Charrua 220	Charrua 220	0,00010	500
Nueva Charrua 500	Nueva Charrua 220	0,00010	1300
Nueva Charrua 500	Nueva Charrua 220	0,00010	1300
Nueva Zaldivar 220	OGP 1 220	0,04860	218
Oeste 220	Andes 220	0,06037	328
O'higgins 220	Coloso 220	0,00430	310
Palestina 220	Domeyko 220	0,04288	183
Palestina 220	Llanos 220	0,04000	290
Pan de Azucar 220	Las Palmas 220	0,03980	298
Paposo 220	Diego de Almagro 220	0,05000	500
Paposo 220	Diego de Almagro 220	0,05000	500
Polpaico 220	Cerro Navia 220	0,04030	280
Polpaico 220	Cerro Navia 220	0,04030	280
Polpaico 220	El Salto 220	0,01620	1640
Polpaico 220	El Salto 220	0,01620	1640
Polpaico 500	Alto Jahuel 500	0,00770	1400
Polpaico 500	Alto Jahuel 500	0,00770	1400
Polpaico 500	Lo Aguirre 500	0,00190	1400
Polpaico 500	Lo Aguirre 500	0,00190	1400
Polpaico 220	Los Maquis 220	0,02370	300
Polpaico 220	Los Maquis 220	0,02370	300
Polpaico 500	Polpaico 220	0,00010	1300
Polpaico 500	Polpaico 220	0,00010	1300
Puerto Montt 220	Melipulli 220	0,00010	183
Puerto Montt 220	Melipulli 220	0,00010	183
Puerto Montt 220	Rahue 220	0,04560	366
Puerto Montt 220	Rahue 220	0,04560	366
Punta Colorada 220	Pan de Azucar 220	0,03500	394
Punta Colorada 220	Pan de Azucar 220	0,02800	1000
Quillota 220	Polpaico 500	0,01210	1145
Quillota 220	Polpaico 500	0,01210	1145
Rahue 220	Valdivia 220	0,09400	182
Rahue 220	Valdivia 220	0,09400	182

Anexos

Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017

Rapel 220	Melipilla 220	0,02290	386
Rapel 220	Melipilla 220	0,02290	386
Salar 220	Calama 220	0,01320	330
Salar 220	Chuquicamata 220	0,01075	442
San Andres 220	Cardones 220	0,02300	400
San Luis 220	Quillota 220	0,00220	1520
San Luis 220	Quillota 220	0,00220	1520
Talinay 220	Las Palmas 220	0,03960	224
Tap Laja 220	Duqueco 220	0,02400	264
Tarapaca 220	Condores 220	0,05911	197
Tarapaca 220	Lagunas 220	0,02264	364
Tarapaca 220	Lagunas 220	0,02264	364
Temuco 220	Cautin 220	0,00400	332
Temuco 220	Cautin 220	0,00400	332
Tocopilla 220	El Loa 220	0,02672	419
Tocopilla 220	El Loa 220	0,02672	419
Valdivia 220	Cautin 220	0,12000	166
Valdivia 220	Ciruelos 220	0,03000	166
Zaldivar 220	Escondida 220	0,01141	293

Tabla F.2: Propuestas de expansión en transmisión modelo reducido SEN 2017.

Tramo	Alternativa	Línea	Tensión [kV]	[MVA]	X [pu]	Costo Inv. [USD]
Taltal - Los Changos - Cumbre - Nueva Cardones	Alternativa 1	Paposo - Taltal	220	500	0,0611 0,0611	85.678.000
Polpaico - Cardones	Alternativa 1	Nueva Cardones - Polpaico	500	1700	0,0037 0,0054	823.900.000
	Alternativa 2	Nueva Cardones - Maitencillo	500	1700	0,0037 0,0037	145.200.000
	Alternativa 3	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	500	1700	0,0054 0,0054	229.900.000
	Alternativa 4	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	500	1700	0,0112 0,0112	448.800.000
Alto Jahuel - Polpaico	Alternativa 1	Alto Jahuel - Polpaico	500	1700	0,0042 0,0042	206.520.000
	Alternativa 2	Los Almendros - Polpaico	500	1700	0,0042 0,0042	123.912.000
Los Ciruelos - Cautín - Mulchén - Charrúa	Alternativa 2	Cautín - Nueva Charrúa	220	580	0,0037 0,0054	93.712.000

Anexos**Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017**

Tabla F.3: Propuestas de refuerzos en transmisión modelo reducido SEN 2017.

Desde	Hacia	Tensión [kV]	X [pu]	Costo Inv. [MUSD]
Atacama	Esmeralda	220	0,0580	100
Atacama	Nueva Mejillones	220	0,0004	100
Atacama	O'Higgins	220	0,0420	100
Charrua	Mulchén	220	0,0200	300
Charrua	Ancoa	500	0,0064	300
Crucero	Chuquicamata	220	0,0595	100
Crucero	Encuentro	220	0,0003	200
Domeyko	Sulfuros	220	0,0009	150
Nueva Zaldívar	Sulfuros	220	0,0110	200
O'Higgins	Domeyko	220	0,0570	150
Quillota	Polpaico	220	0,0121	100
Salar	Calama	220	0,0132	100
Salar	Chuquicamata	220	0,0108	100
San Luis	Quillota	220	0,0022	100

Anexos

Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017

F3. Datos de generación

Tabla F.4: Datos de centrales de generación modelo reducido SEN 2017.

Unidad	Pmax [MW]	Costo [USD/MWh]	Barra de Conexión	Tecnología
Abanico	287	0	Charrua 500	HIDRO PASADA
Alfalfal	196	0	Los Almendros 220	HIDRO PASADA
Allipen	2,6	0	Cautin 500	HIDRO PASADA
Alto Renaico	1,5	0	Mulchen 220	HIDRO PASADA
Ancali I	1,6	0	Charrua 220	BIOMASA
Andes Generacion	32,5	22,18	Diego deAlmagro 220	DIESEL
ANG I	237,4	43,74	Kapatur 220	CARBON
ANG II	241,6	42,33	Kapatur 220	CARBON
Angostura	324	0	Mulchen 220	HIDRO EMBALSE
Antihue TG I	50,3	176,83	Ciruelos 220	DIESEL
Antihue TG II	51	176,83	Ciruelos 220	DIESEL
Antuco	320	0	Charrua 500	HIDRO EMBALSE
Arauco I	10	0	Charrua 220	BIOMASA
Arauco II	10	0	Charrua 220	BIOMASA
Arauco III	4	0	Charrua 220	BIOMASA
Auxiliar del Maipo	5,0745	0	Alto Jahuel 500	HIDRO PASADA
Bio Cruz	1,8	128,38	Nogales 220	GNL
Biomar	2,4	137,91	Puerto Montt 220	DIESEL
Blanco	57	0	Los Maquis 220	HIDRO PASADA
Bocamina I	122,2	41,93	Charrua 220	CARBON
Bocamina II	342	38,68	Charrua 220	CARBON
Calle-Calle	13	122,51	Ciruelos 220	DIESEL
Campiche	249	40,13	Nogales 220	CARBON
Candelaria CA I	124,7	216,32	Alto Jahuel 220	DIESEL
Candelaria CA II	127,9	216,32	Alto Jahuel 220	DIESEL
Canela I	17,96	0	Las Palmas 220	EOLICA
Canela II	59,4	0	Las Palmas 220	EOLICA
Canutillar	172	0	Puerto Montt 220	HIDRO EMBALSE
Capullo	10	0	Rahue 220	HIDRO PASADA
Cardones	152,3	134,33	Cardones 220	DIESEL
Carena	8,5	0	Cerro Navia 220	HIDRO PASADA
Carilafquen	19,8	0	Ciruelos 220	HIDRO PASADA
Carrera Pinto Etapa I	20	0	Carrera Pinto 220	FOTOVOLTAICA
CC SALTA	109	130,39	Andes 220	GNL
CC1d	325,5	3,85	Tarapaca 220	GNL
CC2d	325,5	3,85	Tarapaca 220	GNL
CD Arica	14,4	10	Parinacota 220	CARBON

Anexos*Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017*

Celco 01	3	0	Itahue 220	BIOMASA
Celco 02	2	0	Itahue 220	BIOMASA
Celco 03	3	0	Itahue 220	BIOMASA
Cementos Bio Bio	13,5	73,95	Itahue 220	DIESEL
Cenizas	13,9	215,02	Cardones 220	DIESEL
CH Bonito I	9	0	Rahue 220	HIDRO PASADA
CH Bonito II	3,2	0	Rahue 220	HIDRO PASADA
CH Callao	3	0	Rahue 220	HIDRO PASADA
CH Nalcas	8	0	Rahue 220	HIDRO PASADA
CH Rio Huasco	4,3	0	Maitencillo 220	HIDRO PASADA
Chacabuquito	25	0	Quillota 220	HIDRO PASADA
Chacayes	106	0	Candelaria 220	HIDRO PASADA
Chanares I	35	0	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA
CHAP	10,13	0	Parinacota 220	HIDRO PASADA
Chiburgo	19,4	0	Itahue 220	HIDRO PASADA
Chiloe	9	173,39	Puerto Montt 220	DIESEL
Cholguan I	9	0	Charrua 220	BIOMASA
Cholguan II	4	0	Charrua 220	BIOMASA
Chuyaca	11,3	132,49	Rahue 220	DIESEL
Cipreses	106	0	Itahue 220	HIDRO EMBALSE
CMPC Santa Fe	5	110,56	Charrua 500	DIESEL
CMPC Tissue	5	106,39	Melipilla 220	GNL
Colbun	474	0	Ancoa 220	HIDRO EMBALSE
Colihues	21,2	85,01	Itahue 220	DIESEL
Collil	6,96	0	Chiloe 220	HIDRO PASADA
Colmito	57,7	130,47	San Luis 220	DIESEL
Colmito	57,7	130,47	San Luis 220	GNL
Con Con	2,3	132,52	Quillota 220	DIESEL
Conejo I	108	0	Paposo 220	FOTOVOLTAICA
Const. Elektragen	9	179,75	Itahue 220	DIESEL
Cordillera I	4	1,4	Alto Jahuel 220	GNL
Cordillera II	8	36,31	Alto Jahuel 220	GNL
Cordillera III	12	175,97	Alto Jahuel 220	GNL
Coronel TG	46,8	111,68	Charrua 220	DIESEL
Coya	12	0	Candelaria 220	HIDRO PASADA
CTA	147,1	42,03	Chacaya 220	CARBON
CTH	140,8	40,88	Chacaya 220	CARBON
CTM I	141,7	41,64	Chacaya 220	CARBON
CTM II	150,1	40,34	Chacaya 220	CARBON
CTM III	222,55	79,12	Los Changos 220	GNL
CTM3d	222,6	92,88	Chacaya 220	DIESEL

Anexos*Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017*

CTTAR	135,9	41,96	Tarapaca 220	CARBON
Curillínque	89	37,22	Itahue 220	CARBON
Degan	36	136,18	Puerto Montt 220	DIESEL
Diego de Almagro I	36	0	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA
Diego de Almagro TG	23,7	156,26	Diego de Almagro 220	DIESEL
Dongo	6	0	Chiloe 220	HIDRO PASADA
El Arrayán	100	0	Don Goyo 220	EOLICA
El Llano	19	0	Los Almendros 220	HIDRO PASADA
El Penón	80,8	121,68	Pan de Azúcar 220	DIESEL
El Salvador	23,7	6,63	Diego de Almagro 220	DIESEL
El Toro	450	0	Charrúa 500	HIDRO EMBALSE
Emelda I	33	355,32	Diego de Almagro 220	DIESEL
Emelda II	36	381	Diego de Almagro 220	DIESEL
Energía Pacífico	14,3	0	Itahue 220	BIOMASA
Espinos I	100	126,62	Los Vilos 220	DIESEL
Espinos II	24	168,02	Los Vilos 220	DIESEL
ESTANDARTES VII-XII	4,8	2	Pozo Almonte 220	DIESEL
ESTANDARTES XIII	1,6	2	Pozo Almonte 220	DIESEL
Florida	28	0	Los Almendros 220	HIDRO PASADA
GMAR	8,4	114,21	Pozo Almonte 220	DIESEL
Guacolda I	142,9	37,04	Maitencillo 220	CARBON
Guacolda II	142,9	37,13	Maitencillo 220	CARBON
Guacolda III	137,1	36,86	Maitencillo 220	CARBON
Guacolda IV	139,1	36,94	Maitencillo 220	CARBON
Guacolda V	131,7	36,94	Maitencillo 220	CARBON
Guayacán	12	0	Chena 220	HIDRO PASADA
Hornitos	55	0	Los Maquis 220	HIDRO PASADA
Huasco TG	57,7	159,14	Maitencillo 220	DIESEL
Isla	68	0	Itahue 220	HIDRO PASADA
Itata	20	0	Charrúa 500	HIDRO PASADA
JAMA I	30	0	Calama 220	FOTOVOLTAICA
JAMA II	21	0	Calama 220	FOTOVOLTAICA
Javiera	65	0	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA
Juncal-Juncalito	30,57	0	Los Maquis 220	HIDRO PASADA
La Huayca	25,05	0	Pozo Almonte 220	FOTOVOLTAICA
La Paloma	4,5	0	Pan de Azúcar 500	HIDRO PASADA
Laguna Verde I	45,1	189,88	Agua Santa 220	DIESEL
Laguna Verde II	17,9	11,42	Agua Santa 220	DIESEL
Laja CMPC I	5	0	Charrúa 220	BIOMASA
Laja CMPC II	10	0	Charrúa 220	BIOMASA
Laja CMPC III	10	0	Charrúa 220	BIOMASA

Anexos*Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017*

Laja I	7,917	0	Charrua 220	BIOMASA
Laja I	34,4	0	Charrua 500	HIDRO PASADA
Laja II	3,5	0	Charrua 220	BIOMASA
Lalackama I	71,5	0	Paposo 220	FOTOVOLTAICA
Lautaro I	14,8	0	Temuco 220	BIOMASA
Lautaro II	9,2	0	Temuco 220	BIOMASA
Lautaro III	20,5	0	Temuco 220	BIOMASA
Lican	17	0	Rahue 220	HIDRO PASADA
Licanten I	5	0	Itahue 220	BIOMASA
Licanten II	1	0	Itahue 220	BIOMASA
Lircay	19	0	Itahue 220	HIDRO PASADA
Llano de Llampos	93	0	Cardones 220	FOTOVOLTAICA
Loma Alta	38	0	Ancoa 220	HIDRO PASADA
Los Bajos	5,4725	0	Alto Jahuel 500	HIDRO PASADA
Los Colorados I	2	0	Polpaico 220	BIOMASA
Los Colorados II	18,2	0	Polpaico 220	BIOMASA
Los Cururos	110	0	Don Goyo 220	EOLICA
Los Guindos	138,3	133,68	Charrua 220	DIESEL
Los Hierros I	25	0	Ancoa 220	HIDRO PASADA
Los Hierros II	6	0	Ancoa 220	HIDRO PASADA
Los Molles	19	0	Pan de Azucar 500	HIDRO PASADA
Los Morros	1,63	0	Maipo 220	HIDRO PASADA
Los Padres	2,18	0	Charrua 500	HIDRO PASADA
Los Pinos	102,8	155,71	Los Vilos 220	DIESEL
Los Quilos	40	0	Los Maquis 220	HIDRO PASADA
Los Vientos	131,3	121,5	Quillota 220	DIESEL
Luz del Norte	141	0	Carrera Pinto 220	FOTOVOLTAICA
M1AR	3	116,64	Pozo Almonte 220	DIESEL
M2AR	2,8	116,3	Pozo Almonte 220	DIESEL
Machicura	95	0	Colbun 220	HIDRO EMBALSE
MAIQ	5,6	77,76	Pozo Almonte 220	DIESEL
Maitenes	30,8	0	Chena 220	HIDRO PASADA
Malalcahuello	9,2	0	Ciruelos 220	HIDRO PASADA
Mampil	49	0	Charrua 500	HIDRO PASADA
Maria Elena	72	0	Crucero 220	FOTOVOLTAICA
Mariposas	6	0	Itahue 220	HIDRO PASADA
Masisa	11	0	Charrua 220	BIOMASA
MIIQ	2,8	112,65	Pozo Almonte 220	DIESEL
MIMB	27,9	133,14	Mantos Blancos 220	DIESEL
Monte Patria	9	143,88	Los Vilos 220	DIESEL
Monte Redondo	48	0	Don Goyo 220	EOLICA

Anexos*Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017*

MSIQ	5,9	66,17	Pozo Almonte 220	DIESEL
Negrete Cuel	33	0	Charrua 500	EOLICA
Nehuenco I	310	5,21	San Luis 220	DIESEL
Nehuenco II	21,4	2,82	San Luis 220	GNL
Nehuenco III	340,1	2,43	San Luis 220	GNL
Nehuenco IV	340,1	2,43	San Luis 220	GNL
Nehuenco IX	16	21,5	San Luis 220	DIESEL
Nehuenco V	391	5,21	San Luis 220	DIESEL
Nehuenco VI	384,2	2,43	San Luis 220	GNL
Nehuenco VII	384,2	2,43	San Luis 220	GNL
Nehuenco VIII	92	4,3	San Luis 220	DIESEL
Newen	14,4	7,49	Hualpen 220	DIESEL
NORACID	17,5	0	Chacaya 220	CALORRESIDUAL
NTO I	121,7	1,66	Norgener 220	CARBON
NTO II	125,9	1,63	Norgener 220	CARBON
Nueva Aldea I	14	0	Charrua 500	BIOMASA
Nueva Aldea II	37	158,43	Charrua 500	DIESEL
Nueva Renca I	321,3	7,474	Cerro Navia 220	DIESEL
Nueva Renca II	29,3	0,076	Cerro Navia 220	DIESEL
Nueva Renca III	321,1	3,85	Cerro Navia 220	GNL
Nueva Renca IV	321,1	3,85	Cerro Navia 220	GNL
Nueva Ventanas	249	5,55	Nogales 220	CARBON
Ojos de Agua	9	0	Itahue 220	HIDRO PASADA
Olivos I	93	135,16	Los Vilos 220	DIESEL
Olivos II	22,2	174,46	Los Vilos 220	DIESEL
Palmucho	32	0	Charrua 500	HIDRO PASADA
Pampa Solar Norte	69	0	Paposo 220	FOTOVOLTAICA
Pangue	467	0	Charrua 500	HIDRO EMBALSE
Pehuenche	570	0	Ancoa 220	HIDRO EMBALSE
Petropower	63	3,9	Charrua 220	DIESEL
Peuchen	77	0	Charrua 500	HIDRO PASADA
Picoiquen	19,5	0	Charrua 500	HIDRO PASADA
Pilmaiquen	35	0	Rahue 220	HIDRO PASADA
Pozo Almonte I	9	0	Pozo Almonte 220	FOTOVOLTAICA
Pozo Almonte II	7,5	0	Pozo Almonte 220	FOTOVOLTAICA
Pozo Almonte III	16	0	Pozo Almonte 220	FOTOVOLTAICA
Providencia	13	0	Itahue 220	HIDRO PASADA
Puclaro	5,6	0	Pan de Azucar 500	HIDRO PASADA
Pulelfu	8,96	0	Rahue 220	HIDRO PASADA
Pullinque	48,6	0	Valdivia 220	HIDRO PASADA
Punta Colorada	20	0	Pan de Azucar 500	EOLICA

Anexos

Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017

Punta Colorada	16,6	96,48	Punta Colorada 220	DIESEL
Punta Palmeras	44,7	0	Las Palmas 220	EOLICA
Puntilla	22,13	0	Los Almendros 220	HIDRO PASADA
Quellon I	7	23,297	Chiloe 220	DIESEL
Queltehues	48,9	0	Chena 220	HIDRO PASADA
Quilleco	70	0	Charrua 500	HIDRO PASADA
Quintero III	128	108,76	San Luis 220	DIESEL
Quintero IV	129	121,26	San Luis 220	GNL
Raki	9	0	Lagunillas 220	EOLICA
Ralco	690	0	Charrua 500	HIDRO EMBALSE
Rapel	377	0	Rapel 220	HIDRO EMBALSE
Renca	92	165,08	Cerro Navia 220	DIESEL
Robleria	3,99	0	Ancoa 220	HIDRO PASADA
Rucatayo	60	0	Rahue 220	HIDRO PASADA
Rucue	169	0	Charrua 500	HIDRO PASADA
Salvador	68	0	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA
San Andres	50	0	Cardones 220	FOTOVOLTAICA
San Ignacio	37	0	Itahue 220	HIDRO PASADA
San Isidro I	350	6,277	San Luis 220	DIESEL
San Isidro II	392	3,826	San Luis 220	GNL
San Isidro III	305	8,996	San Luis 220	DIESEL
San Isidro IV	20	2,82	San Luis 220	GNL
San Isidro V	350	5,52	San Luis 220	GNL
San Lorenzo I	28,14	240,18	Diego de Almagro 220	DIESEL
San Lorenzo II	25,9	264,45	Diego de Almagro 220	DIESEL
San Lorenzo III	7,7	198,92	Diego de Almagro 220	DIESEL
San Pedro	36	0	Rapel 220	FOTOVOLTAICA
Santa Fe I	17	0	Charrua 220	BIOMASA
Santa Fe II	16,8	0	Charrua 220	BIOMASA
Santa Fe III	16,1	0	Charrua 220	BIOMASA
Santa Fe IV	10,8	0	Charrua 220	BIOMASA
Santa Lidia	137,6	122,78	Charrua 220	DIESEL
Santa Maria	342	35,03	Charrua 220	CARBON
Santa Marta	17,4	0	Alto Jahuel 220	BIOMASA
Sauzal	90	0	Alto Jahuel 500	HIDRO PASADA
Sauzalito	11,9	0	Alto Jahuel 500	HIDRO PASADA
Skretting Osorno	3	137,91	Puerto Montt 220	DIESEL
Sol	2,96	0	Pan de Azucar 500	FOTOVOLTAICA
SUIQ	4,1	120,99	Pozo Almonte 220	DIESEL
Tal Tal	99	0	Diego de Almagro 220	EOLICA
Talinay Oriente	90	0	Don Goyo 220	EOLICA

Anexos*Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017*

Talinay Poniente	61	0	Don Goyo 220	EOLICA
Taltal I	110	121,69	Diego deAlmagro 220	DIESEL
Taltal II	110	130,39	Diego deAlmagro 220	GNL
TAMAYA	91,5	10	Tocopilla 220	DIESEL
Tambo Real	2,92	0	Pan de Azucar 500	FOTOVOLTAICA
Teno	58,9	128,2	Itahue 220	DIESEL
Termopacifico	86,1	183,72	Cardones 220	DIESEL
TG1	24,6	138,93	Diego de Almagro 220	DIESEL
TG2	24,8	138,93	Diego de Almagro 220	DIESEL
TG3	37,2	109,82	Diego de Almagro 220	DIESEL
TGIQ	23,6	131,43	Pozo Almonte 220	DIESEL
TGTAR	23,7	144,34	Tarapaca 220	DIESEL
Totoral I	46	0	Las Palmas 220	EOLICA
Trapen	80,8	125,63	Puerto Montt 220	DIESEL
Trebal Mapocho	8,2	0	Alto Jahuel 220	BIOMASA
U10	36	1,19	Tocopilla 220	CARBON
U11	36	1,19	Tocopilla 220	CARBON
U12	72,8	2,97	Tocopilla 220	CARBON
U13	73	2,97	Tocopilla 220	CARBON
U14	116,8	2	Tocopilla 220	CARBON
U15	123	2	Tocopilla 220	CARBON
U16 Diesel	343	6,37	Tocopilla 220	DIESEL
U16 GNL	343	6,37	Tocopilla 220	GNL
Ucuquer I	7,1	0	Rapel 220	EOLICA
Ucuquer II	10,5	0	Rapel 220	EOLICA
Valdivia I	11	0	Ciruelos 220	BIOMASA
Valdivia II	21	0	Ciruelos 220	BIOMASA
Valdivia III	6	0	Ciruelos 220	BIOMASA
Valdivia IV	23	0	Ciruelos 220	BIOMASA
Valle de los Vientos	90	0	Calama 220	EOLICA
Ventanas I	113,4	39,95	Nogales 220	CARBON
Ventanas II	208,6	37,51	Nogales 220	CARBON
Vinales I	6	0	Itahue 220	BIOMASA
Vinales II	10	0	Itahue 220	BIOMASA
Vinales III	6	0	Itahue 220	BIOMASA
Volcan	63	0	Los Almendros 220	HIDRO PASADA
Watt I	0,8	137,91	Puerto Montt 220	DIESEL
Watt II	1,6	137,91	Puerto Montt 220	DIESEL
Yungay I	52,4	345,37	Charrua 220	DIESEL
Yungay II	52,1	313,1	Charrua 220	DIESEL
Yungay III	53,5	338,46	Charrua 220	DIESEL

Anexos

Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017

Yungay IV	41	400,06	Charrua 220	DIESEL
ZOFRI I	0,9	116,97	Pozo Almonte 220	DIESEL
ZOFRI II-V	5,2	113,98	Pozo Almonte 220	DIESEL
ZOFRI VI	0,9	105,1	Pozo Almonte 220	DIESEL

Tabla F.5: Datos centrales hidroeléctricas tipo embalse modelo reducido SEN 2017.

Central	Unidades	Pmax [MW]	ρ [MW/hm ³]	Qmax [m ³ /seg]	Vmin [hm ³]	Vmax [hm ³]	V Inicial [hm ³]
Angostura	3	324	128,57	700	105,8	112,6	110,83
Antuco	2	320	444,44	200	261,92	5585,89	1284,57
Canutillar	2	172	735,04	65	89,95	1065,38	407,05
Cipreses	3	106	817,90	36	4,72	174,66	40,99
Colbun	2	474	940,48	140	381,62	1553,25	785,72
El Toro	4	450	1250,00	100	261,92	5585,89	1284,57
Machicura	2	95	177,11	149	7,13	17,7	15,04
Pangue	2	467	259,44	500	26,6	71,96	67,06
Pehuenche	2	570	527,78	300	106,58	133,64	110,65
Ralco	2	690	425,93	450	409,41	1173,29	591,55
Rapel	5	377	195,74	535	272,3	563,21	380,97

Tabla F.6: FCF centrales hidroeléctricas tipo embalse modelo reducido SEN 2017, parte 1.

#	δ [MUSD]	ANGOSTURA	ANTUCO	CANUTILLAR	CIPRESES	COLBUN	ELTORO
1	48921,73	0,9480	0,2300	0,3822	0,2301	0,5036	0,2300
2	35745,21	0,9489	0,2300	0,3824	0,2301	0,5036	0,2300
3	33549,12	0,9496	0,2301	0,3825	0,2302	0,5036	0,2301
4	31353,04	0,9505	0,2302	0,3827	0,2303	0,5037	0,2302
5	30035,38	0,9511	0,2302	0,3828	0,2303	0,5037	0,2302
6	28717,73	0,9513	0,2303	0,3830	0,2306	0,5037	0,2303
7	26960,86	0,9518	0,2304	0,3831	0,2307	0,5037	0,2304
8	25643,21	0,9521	0,2304	0,3834	0,2307	0,5037	0,2304
9	24764,78	0,9525	0,2305	0,3836	0,2309	0,5037	0,2305
10	24105,95	0,9525	0,2306	0,3838	0,2312	0,5038	0,2306
11	23886,34	0,9525	0,2306	0,3840	0,2315	0,5043	0,2306
12	23798,5	0,9528	0,2307	0,3842	0,2321	0,5048	0,2307
13	23447,12	0,9531	0,2308	0,3844	0,2327	0,5053	0,2308
14	22568,69	0,9531	0,2308	0,3846	0,2333	0,5058	0,2308
15	21251,04	0,9560	0,2309	0,3848	0,2339	0,5059	0,2309
16	20548,29	0,9610	0,2310	0,3850	0,2345	0,5059	0,2310
17	20372,6	0,9659	0,2310	0,3852	0,2347	0,5059	0,2310
18	20328,68	0,9699	0,2311	0,3854	0,2347	0,5059	0,2311
19	19933,39	0,9724	0,2312	0,3856	0,2347	0,5059	0,2312

Anexos**Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017**

20	19889,46	0,9747	0,2312	0,3858	0,2348	0,5059	0,2312
21	19665,46	0,9764	0,2313	0,3860	0,2350	0,5060	0,2313
22	19656,68	0,9785	0,2314	0,3862	0,2351	0,5060	0,2314
23	19647,9	0,9834	0,2314	0,3864	0,2353	0,5060	0,2314
24	19640,58	0,9843	0,2315	0,3865	0,2353	0,5060	0,2315

Tabla F.7: FCF centrales hidroeléctricas tipo embalse modelo reducido SEN 2017, parte 2.

#	δ [MUSD]	MACHICURA	PANGUE	PEHUENCHE	RALCO	RAPEL
1	48921,73	0,7182	0,9229	0,84	0,5031	0,6804
2	35745,21	0,7187	0,9231	0,842	0,5032	0,6806
3	33549,12	0,7197	0,9234	0,8423	0,5033	0,6807
4	31353,04	0,7198	0,9237	0,8424	0,5034	0,6809
5	30035,38	0,7202	0,9239	0,8425	0,5034	0,6815
6	28717,73	0,7206	0,9243	0,8437	0,5037	0,6821
7	26960,86	0,7207	0,9245	0,845	0,5041	0,6821
8	25643,21	0,7209	0,9245	0,8459	0,5042	0,6823
9	24764,78	0,722	0,9245	0,8463	0,5042	0,6823
10	24105,95	0,7227	0,9246	0,8466	0,5047	0,6824
11	23886,34	0,7232	0,9251	0,847	0,5048	0,6825
12	23798,5	0,7241	0,9257	0,8474	0,5051	0,6826
13	23447,12	0,7245	0,926	0,8477	0,5053	0,6828
14	22568,69	0,7254	0,9261	0,849	0,5054	0,6828
15	21251,04	0,7257	0,9262	0,851	0,5057	0,683
16	20548,29	0,73	0,9263	0,8513	0,5059	0,6831
17	20372,6	0,7379	0,927	0,8516	0,5062	0,6834
18	20328,68	0,7459	0,9276	0,8519	0,5065	0,6837
19	19933,39	0,7538	0,9292	0,852	0,5068	0,6841
20	19889,46	0,7614	0,9306	0,852	0,5071	0,6842
21	19665,46	0,7693	0,9316	0,8524	0,5073	0,6848
22	19656,68	0,7772	0,9318	0,8527	0,5076	0,6848
23	19647,9	0,7837	0,9319	0,853	0,5077	0,6854
24	19640,58	0,7899	0,9319	0,8534	0,5078	0,6855

Figura F.3: Conexión entre centrales hidroeléctricas tipo embalse y pasada modelo reducido SEN 2017.

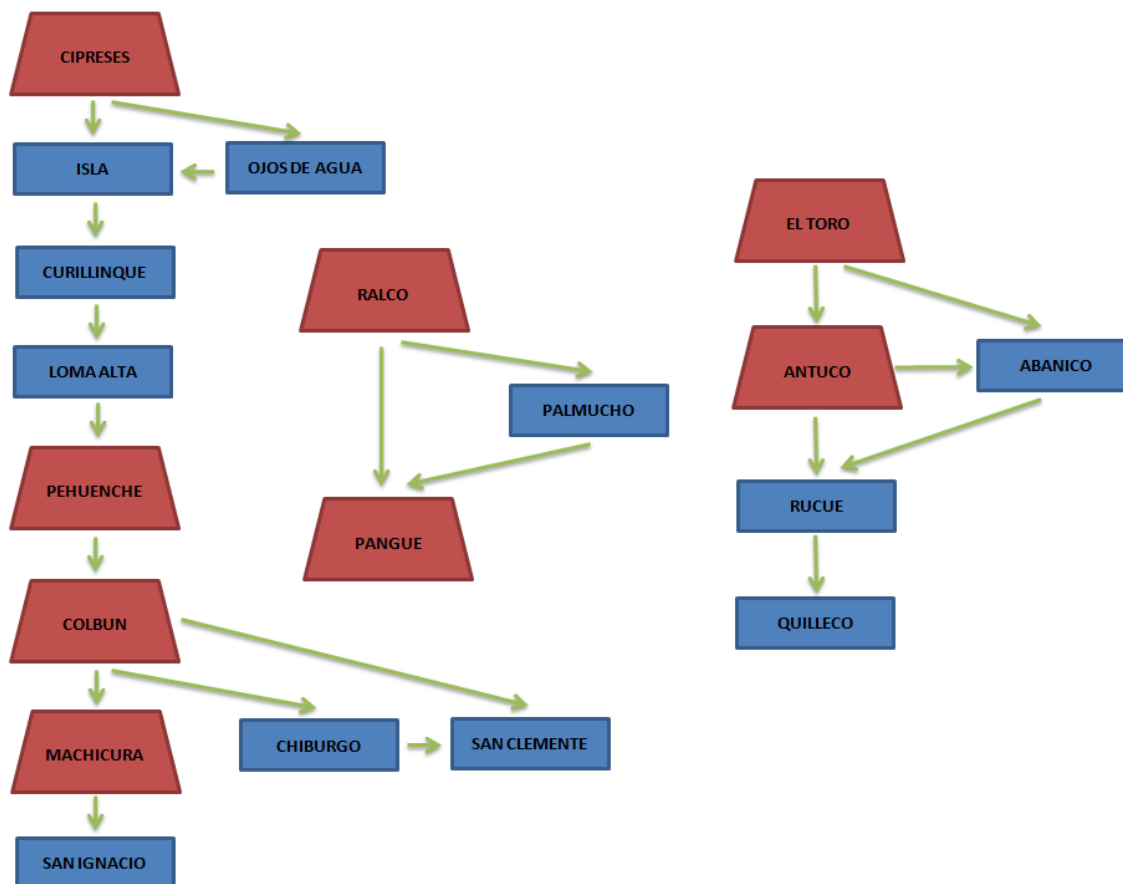


Figura F.4: Energía afuente anual al SEN 2017.

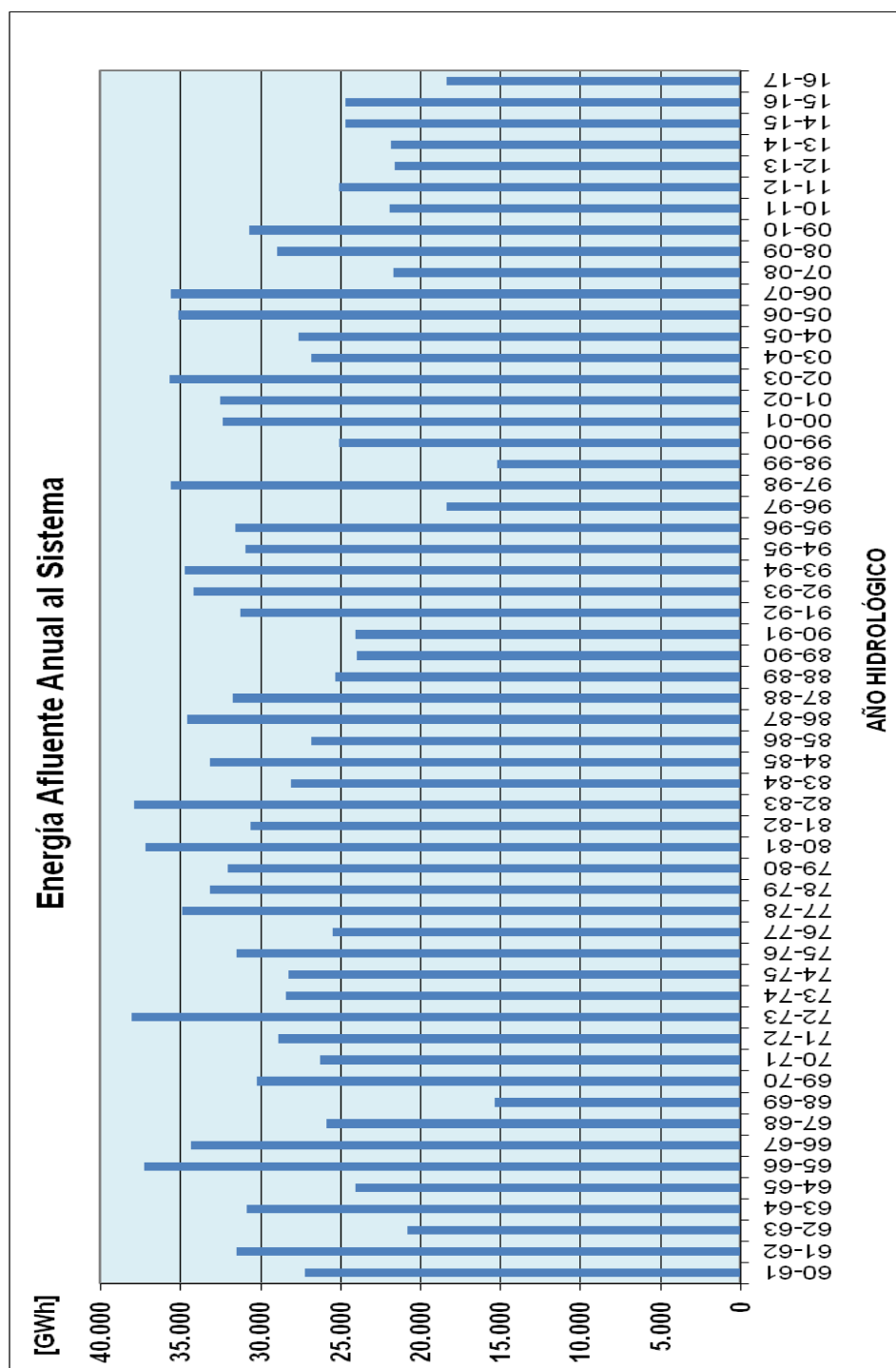


Figura F.5: Energía afluente anual al SEN 2017, orden descendente por año hidrológico.

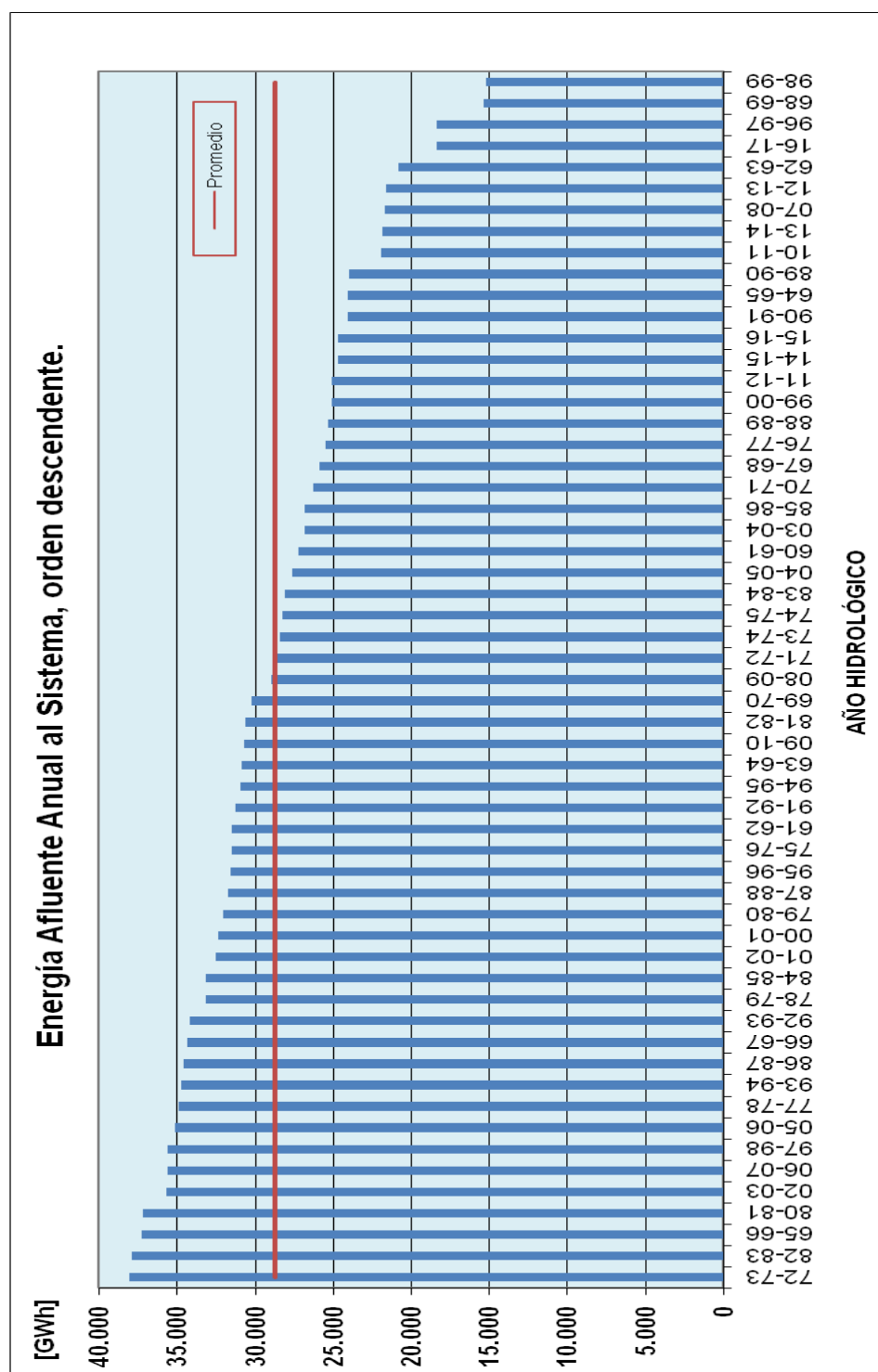


Figura F.6: Hidrología húmeda, año 1978.

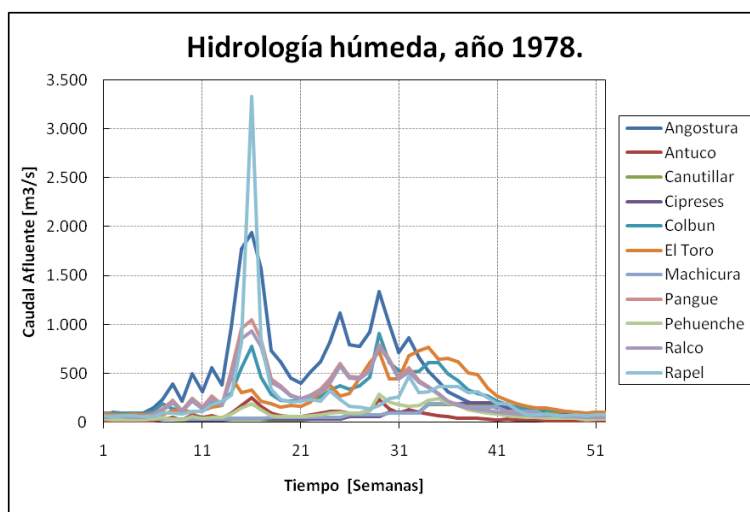


Figura F.7: Hidrología Media, año 1971.

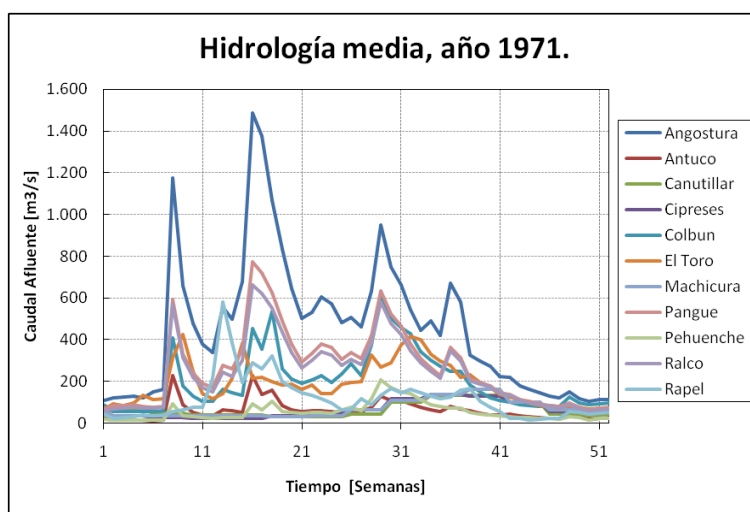


Figura F.8: Hidrología seca, año 1989.

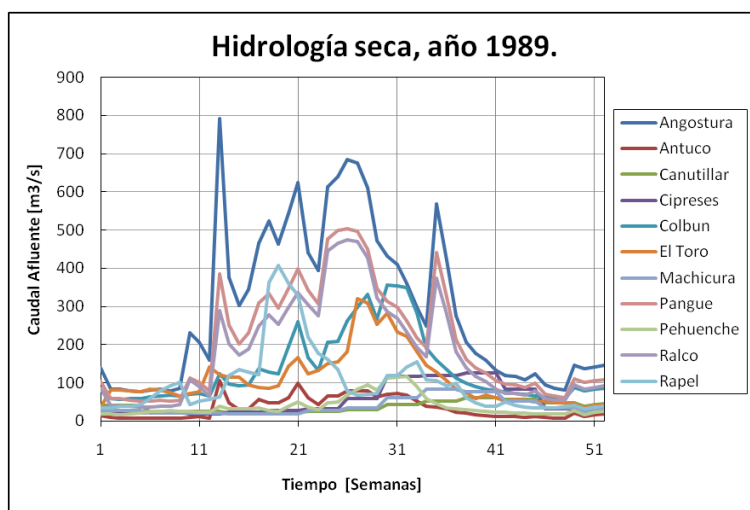


Tabla F.8: Centrales térmicas candidatas a inversión modelo reducido SEN 2017.

Proyecto	Propietario	Tipo de Central	Potencia Neta [MW]	Barra de Conexión	Costo de Inversión [MUSD]
Ampliación Central Los Guindos	Los Guindos Generación	Diesel/GNL	132	Charrua 220	180
Cerro Dominador CSP	Abengoa	Termosolar	110	Encuentro 220	500
Combarbalá	Prime Energía	Diesel	75	Las Palmas 220	38
Doña Carmen	IMELSA	Diesel	48	Los Vilos-Nogales	41
IEM	Engie	Carbón	375	Changos 220	900
Pajonales	Prime Energía SpA	Diesel	100	Cardones 220	50
Prime Los Cóndores	Prime Energía	Diesel	100	Los Vilos 220	50
San Javier Etapa I	Prime Energía	Diesel	25	Ancoa 220	15
San Javier Etapa II	Prime Energía	Diesel	25	Ancoa 220	15

Tabla F.9: Centrales hidroeléctricas candidatas a inversión modelo reducido SEN 2017.

Proyecto	Propietario	Tipo de Central	Potencia Neta [MW]	Barra de Conexión	Costo de Inversión [MUSD]
Alfalfal 2	AES Gener	Pasada	264	Los Almendros 220	988
Ancoa	GPE	Pasada	27	Linares-Ancoa	50
Convento Viejo	Convento Viejo	Embalse	16	Itahue-Tinguiririca	28
El Pinar	El Pinar	Pasada	11,4	Charrua 220	14
Las Lajas	AES Gener	Pasada	267	Los Almendros 220	1000
Los Cóndores	Enel	Pasada	150	Ancoa 220	792
Ñuble	Eléctrica Puntilla	Pasada	136	Ancoa 220	420
San Pedro	Colbún	Pasada	170	Ciruelos 220	180

Anexos

Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017

Tabla F.10: Centrales eólicas candidatas a inversión modelo reducido SEN 2017.

Proyecto	Propietario	Potencia Neta [MW]	Barra de Conexión	Costo de Inversión [MUSD]
Aurora	Aela Energía	126,4	Rahue 220	250
Cabo Leones 1	Ibereolica	115,5	Maitencillo 220	120
La Flor	Vientos de Renaico	32,4	Mulchén 220	54
Punta Sierra	Pacific Hydro	80	Las Palmas 220	140
San Gabriel	Parque Eólico San Gabriel	183	Mulchén 220	360
San Juan IV	Latin American Power	92,4	Punta Colorada 220	41
Sarco	Aela Energía	168,8	Maitencillo 220	237
Sierra Gorda	Enel Green Power	112	El Tesoro 220	215

Tabla F.11: Centrales solares candidatas a inversión modelo reducido SEN 2017.

Proyecto	Propietario	Potencia Neta [MW]	Barra de Conexión	Costo de Inversión [MUSD]
Bolero 1	Helio Atacama	146	Laberinto 220	140
Divisadero	Avenir Solar Chile	114	Maitencillo 220	216
Doña Carmen	Energía Cerro El Morado	40	Nogales-Los Vilos	67
El Pelicano	Sunpower	100	Maitencillo-Punta Colorada	250
Huatacondo	Austrian Solar	98	Línea Cruceros- Lagunas	152
Malgarida	Acciona	28	Diego de Almagro-Franke	78
Pular	RIJN CAPITAL	28,9	Calama 220	39
Paruma	RIJN CAPITAL	21,4	Calama 220	35
Lascar I	RIJN CAPITAL	30	Calama 220	42
PV Cerro Dominador	Abengoa	100	Encuentro-Sierra Gorda	230
Santiago solar	Santiago Solar	115	Las Vegas-Cerro Navia	164
Valle Solar	Alpin Sun	74	Cardones- Maitencillo	119
Valleland	Valleland SpA	67,4	Cardones-Maitencillo	151

Tabla F.12: Datos de generación eólica horaria en [MW] para centrales candidatas a inversión modelo reducido SEN 2017.

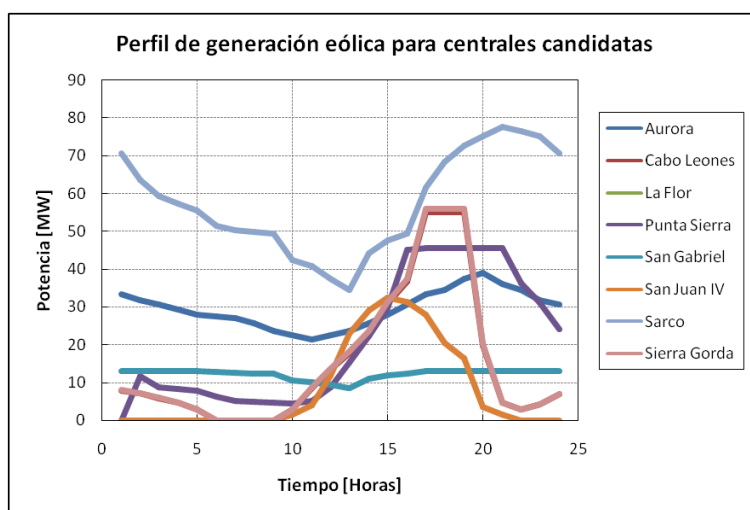
Hora	Aurora	Cabo Leones	La Flor	Punta Sierra	San Gabriel	San Juan IV	Sarco	Sierra Gorda
1	33,29	7,95	12,96	11,64	12,96	0	70,5	8,09
2	31,81	7,12	12,96	8,73	12,96	0	63,55	7,25
3	30,55	5,89	12,96	8,18	12,96	0	59,33	5,99
4	29,28	4,59	12,96	7,82	12,96	0	57,34	4,68
5	28,02	2,89	12,96	6,36	12,96	0	55,36	2,94
6	27,39	0	12,7	5,09	12,7	0	51,38	0
7	26,97	0	12,51	4,91	12,51	0	50,39	0
8	25,7	0	12,38	4,73	12,38	0	49,9	0
9	23,59	0	12,25	4,36	12,25	0	49,4	0
10	22,54	2,89	10,5	5,09	10,5	1,47	42,45	2,94

Anexos

Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017

11	21,49	8,53	10,11	8,73	10,11	4,05	40,71	8,68
12	22,54	13,39	9,33	15,27	9,33	11,79	37,48	13,64
13	23,59	17,85	8,55	22,18	8,55	23,03	34,5	18,17
14	25,7	23,15	10,95	29,82	10,95	29,02	44,19	23,58
15	28,02	30,83	11,79	45,09	11,79	32,37	47,66	31,39
16	30,55	36,8	12,25	45,45	12,25	31,22	49,4	37,46
17	33,29	55	12,96	45,45	12,96	27,96	61,56	56
18	34,55	55	12,96	45,45	12,96	20,38	68,26	56
19	37,5	54,92	12,96	45,45	12,96	16,42	72,73	55,92
20	38,97	19,86	12,96	45,45	12,96	3,49	75,22	20,22
21	36,02	4,59	12,96	36,18	12,96	1,47	77,7	4,68
22	34,55	2,89	12,96	31,09	12,96	0	76,46	2,94
23	31,81	4,21	12,96	24,18	12,96	0	75,22	4,28
24	30,55	6,85	12,96	15,27	12,96	0	70,5	6,97

Figura F.9: Perfil de generación eólica horaria en [MW] para centrales candidatas a inversión modelo reducido SEN 2017.



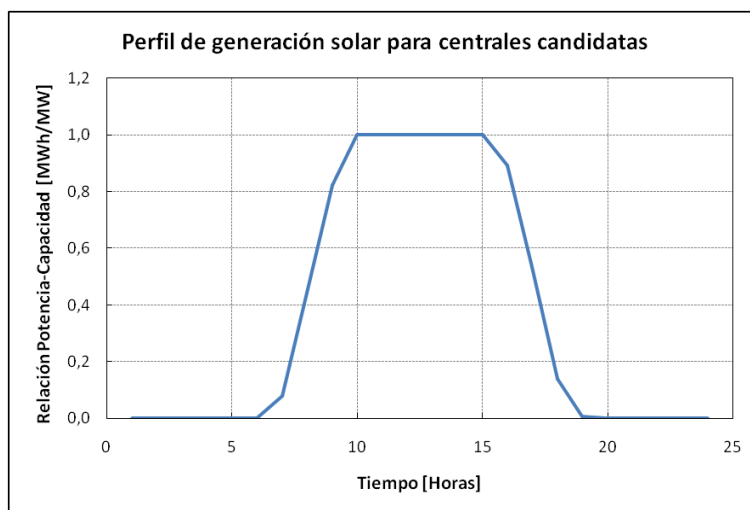
Anexos

Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017

Tabla F.13: Datos de generación sola horaria en [MWh/MW] para centrales candidatas a inversión modelo reducido SEN 2017.

Hora	MWh/MW	Hora	MWh/MW
1	0,000000	13	1,000000
2	0,000000	14	1,000000
3	0,000000	15	1,000000
4	0,000000	16	0,892932
5	0,000000	17	0,533322
6	0,000000	18	0,140540
7	0,079818	19	0,005399
8	0,443950	20	0,000000
9	0,823621	21	0,000000
10	1,000000	22	0,000000
11	1,000000	23	0,000000
12	1,000000	24	0,000000

Figura F.10: Perfil de generación solar horaria en [MWh/MW] para centrales candidatas a inversión modelo reducido SEN 2017.



F4. Datos de demanda

Tabla F.14: Datos de demanda máxima por barra modelo reducido SEN 2017.

Barra	Dem. Máx. [MW]
Agua Santa 220	270,28
Alto Jahuel 220	573,93
Alto Jahuel 500	0,00
Ancoa 220	27,48
Ancoa 500	0,00
Andes 220	0,00
Atacama 220	385,28
Barril 220	0,00
Calama 220	101,90
Candelaria 220	0,00
Capricornio 220	212,91
Cardones 220	237,89
Cardones 500	0,00
Carrera Pinto 220	0,00
Cautin 220	0,00
Cerro Navia 220	847,21
Chacaya 220	39,23
Charrua 500	329,20
Chena 220	534,27
Chiloe 220	24,01
Chuquicamata 220	239,49
Ciruelos 220	6,96
Cochrane 220	0,00
Colbun 220	29,08
Collahuasi 220	157,51
Coloso 220	0,00
Concepcion 220	0,00
Condores 220	0,00
Crucero 220	185,93
Cumbre 500	0,00
Diego de Almagro 220	96,73
Domeyko 220	0,00
Don Goyo 220	0,00
Duqueco 220	84,63
El Abra 220	0,00
El Cobre 220	172,45
El Llano 220	0,00

Anexos*Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017*

El Loa 220	26,82
El Salto 220	517,29
El Tesoro 220	0,00
Encuentro 220	140,29
Escondida 220	0,00
Esmeralda 220	0,00
Esperanza 220	0,00
Gaby 220	0,00
Hualpen 220	294,43
Itahue 220	311,18
Jama 220	0,00
Jama 220	0,00
Kapatur 220	0,46
La Cruz 220	5,58
Laberinto 220	41,43
Laguna Seca 220	0,00
Lagunas 220	3,50
Lagunillas 220	75,34
Las Palmas 220	0,00
Llano de Llampos 220	0,00
Lo Aguirre 500	0,00
Lomas Bayas 220	0,00
Los Almendros 220	528,62
Los Changos 220	0,00
Los Changos 500	0,00
Los Maquis	0,00
Los Vilos 220	34,79
Maipo 220	45,16
Mantos Blancos 220	29,84
Maria Elena 220	0,00
Mejillones 220	151,86
Melipilla 220	123,90
Melipulli 220	127,67
Ministro Hales 220	0,00
Mulchen 220	7,25
Nogales 220	17,15
Norgener 220	0,00
Nueva Cardones 220	0,00
Nueva Cardones 500	0,00
Nueva Charrua 220	0,00
Nueva Charrua 500	0,00

Anexos*Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017*

Nueva Maitencillo 500	126,80
Nueva Pan de Azucar 500	239,41
Nueva Zaldívar 220	0,00
Oeste 220	23,44
OGP 1 220	0,00
Ohiggins 220	0,00
P Oxidos 220	0,00
Palestina 220	0,00
Pan de Azucar 220	0,00
Paposo 220	0,00
Parinacota 220	0,00
Polpaico 220	0,00
Polpaico 500	161,23
Pozo Almonte 220	33,48
Puerto Montt 220	0,00
Punta Colorada 220	0,00
Quillota 220	280,60
Radomiro Tomic 220	0,00
Rahue 220	86,25
Rapel 220	104,06
Salar 220	0,32
San Andres 220	0,00
San Luis 220	0,00
Sierra Gorda 220	0,00
Spence 220	0,00
Sulfuros 220	0,00
SVC Domeyko 220	0,00
Talinay 220	0,00
Tap Laja 220	6,75
Tarapaca 220	123,99
Temuco 220	182,83
Tocopilla 220	10,38
Valdivia 220	79,66
Zaldívar 220	234,68

Tabla F.15: Factores de crecimiento anual de demanda máxima modelo reducido SEN 2017.

Año	Factor [-]	Año	Factor [-]
2017	1,0000	2027	1,5263
2018	1,0526	2028	1,5789
2019	1,1053	2029	1,6316
2020	1,1579	2030	1,6842
2021	1,2105	2031	1,7368
2022	1,2632	2032	1,7895
2023	1,3158	2033	1,8421
2024	1,3684	2034	1,8947
2025	1,4211	2035	1,9474
2026	1,4737	2036	2,0000

Tabla F.16: Factores de demanda horaria por tipo de barra modelo reducido SEN 2017.

Hora	Residencial [-]	Industrial o Minero [-]
1	0,8049	0,90
2	0,7538	0,90
3	0,7268	0,90
4	0,7109	0,90
5	0,7029	0,90
6	0,7170	0,90
7	0,7707	1,00
8	0,8360	1,00
9	0,8566	1,00
10	0,9097	1,00
11	0,9370	1,00
12	0,9513	1,00
13	0,9336	1,00
14	0,9223	1,00
15	0,9369	1,00
16	0,9395	1,00
17	0,9360	1,00
18	0,9340	1,00
19	0,8961	1,00
20	0,8872	1,00
21	0,9526	1,00
22	1,0000	0,90
23	0,9413	0,90
24	0,8539	0,90

Figura F.11: Factores de demanda para barra residencial modelo reducido SEN 2017.

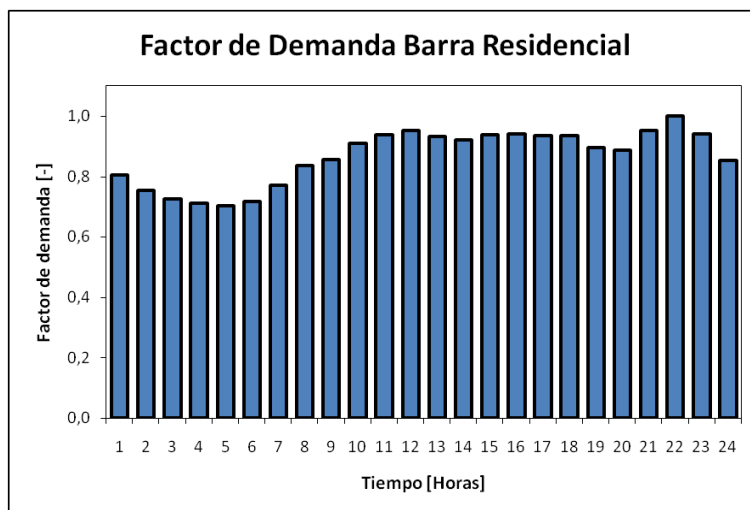
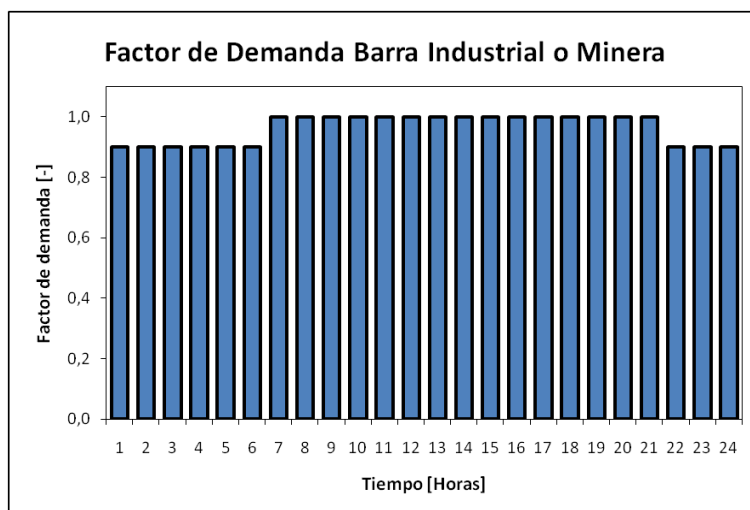


Figura F.12: Factores de demanda para barra industrial o minera modelo reducido SEN 2017.



F5. Resultados SEN 2017

Flujo de potencia por líneas de transmisión de 500 [kV]

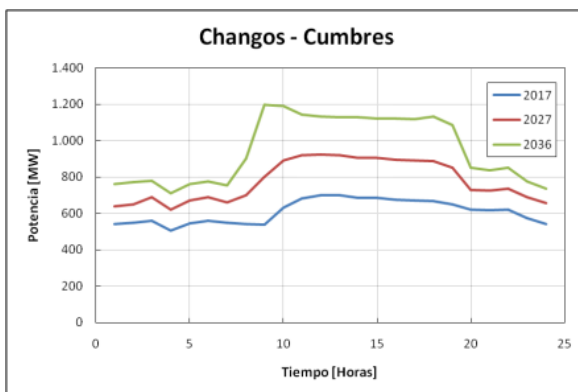


Figura F.13: Flujo por línea Changos-Cumbres, modelo reducido SEN 2017.

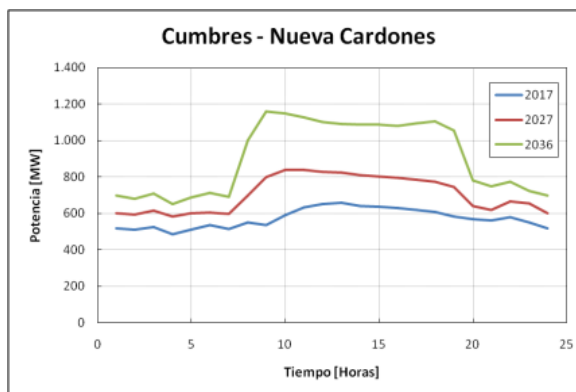


Figura F.14: Flujo por línea Cumbres-Nueva Cardones, modelo reducido SEN 2017.

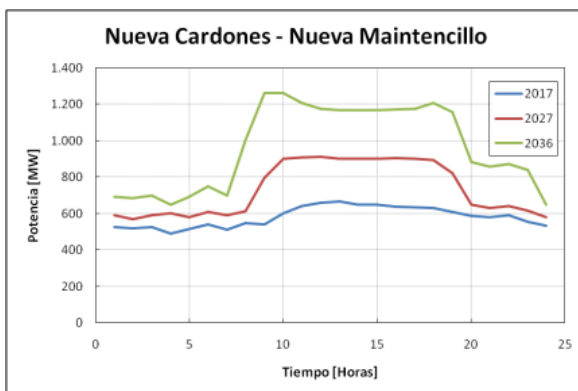


Figura F.15: Flujo por línea Nueva Cardones-Nueva Maitencillo, modelo reducido SEN 2017.

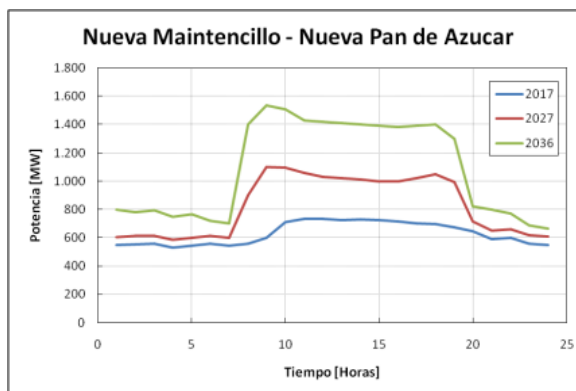


Figura F.16: Flujo por línea Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar, modelo reducido SEN 2017.

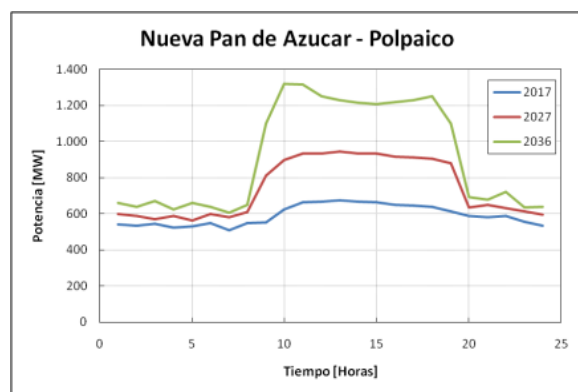


Figura F.17: Flujo por línea Nueva Pan de Azúcar-Polpaico, modelo reducido SEN 2017.

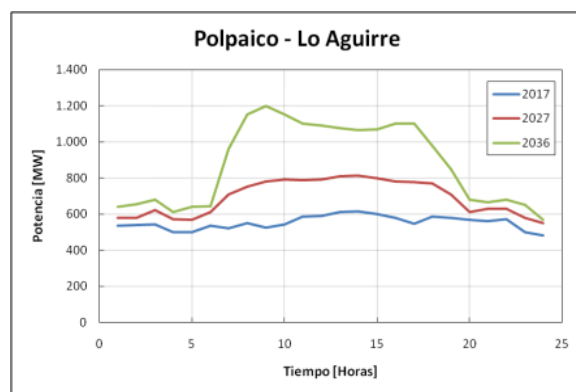


Figura F.18: Flujo por línea Polpaico-Lo Aguirre, modelo reducido SEN 2017.

Anexos

Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017

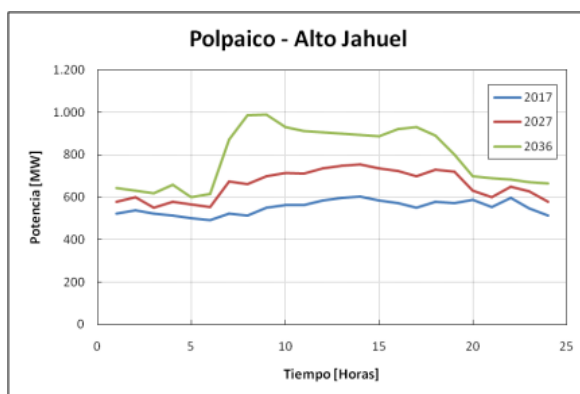


Figura F.19: Flujo por línea Polpaico-Alto Jahuel, modelo reducido SEN 2017.

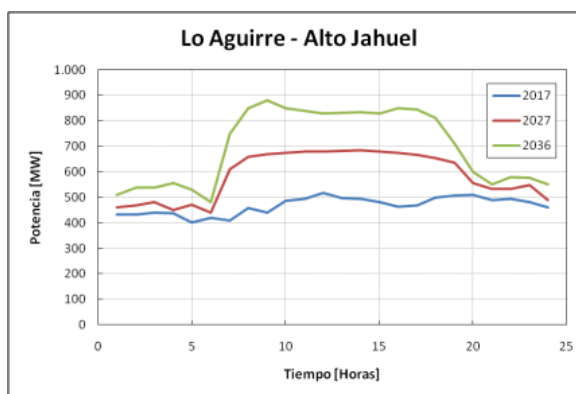


Figura F.20: Flujo por línea Lo Aguirre-Alto Jahuel, modelo reducido SEN 2017.

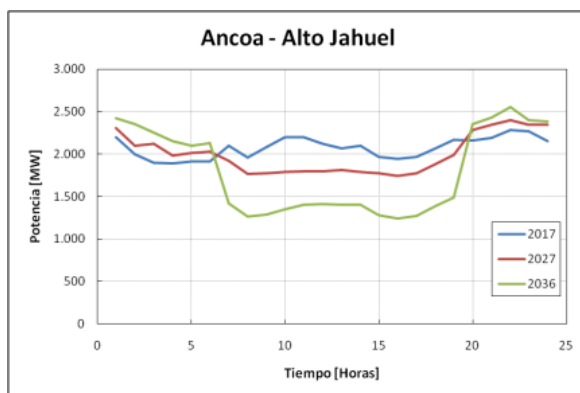


Figura F.21: Flujo por línea Anco-Alto Jahuel, modelo reducido SEN 2017.

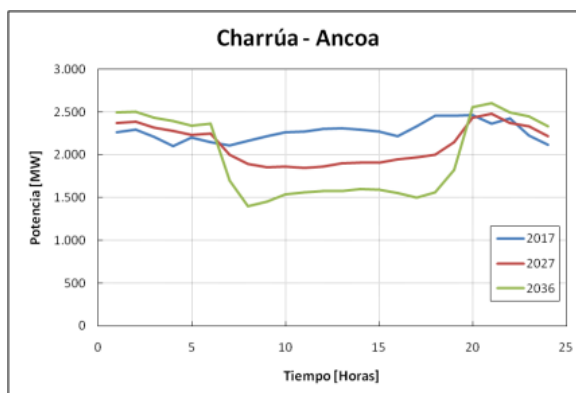


Figura F.22: Flujo por línea Charrúa-Ancoa, modelo reducido SEN 2017.

Caudal y volumen de agua centrales hidroeléctricas tipo embalse

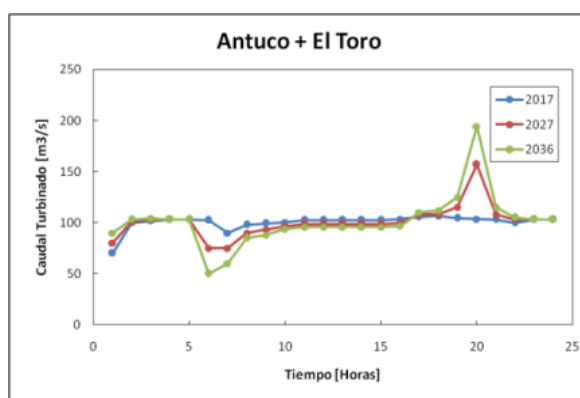


Figura F.23: Caudal de agua turbinada central Antuco+El Toro.

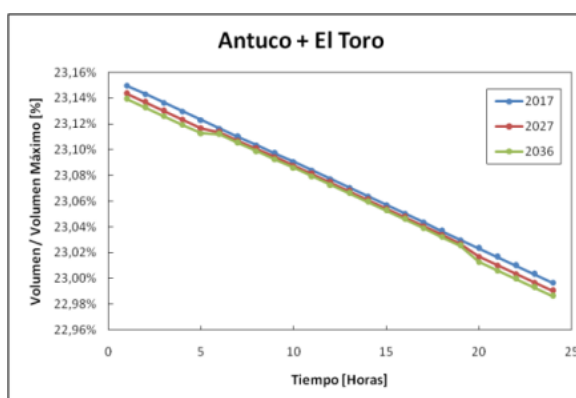


Figura F.24: Volumen agua embalsada central Antuco+El Toro.

Anexos

Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017

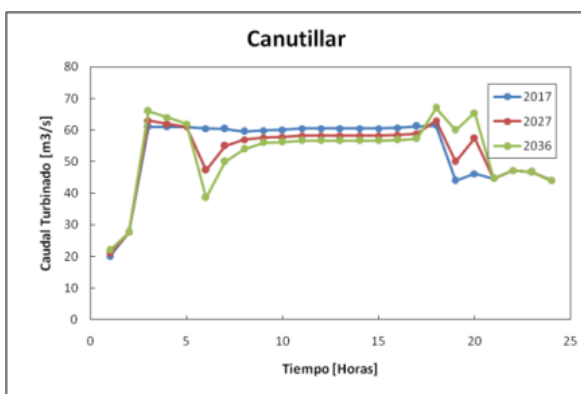


Figura F.25: Caudal de agua turbinada central Canutillar.

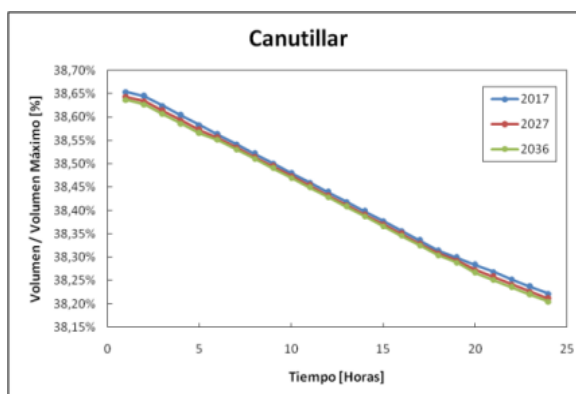


Figura F.26: Volumen agua embalsada años central Canutillar.

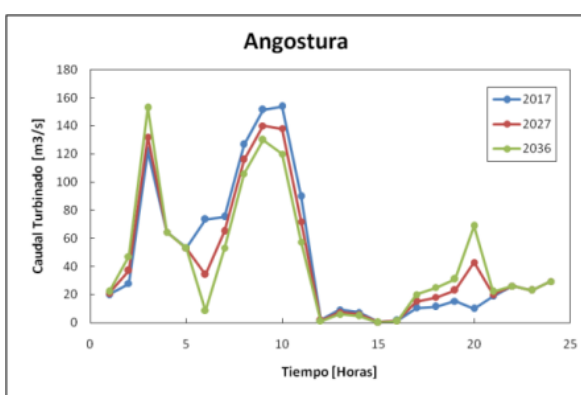


Figura F.27: Caudal de agua turbinada central Angostura.

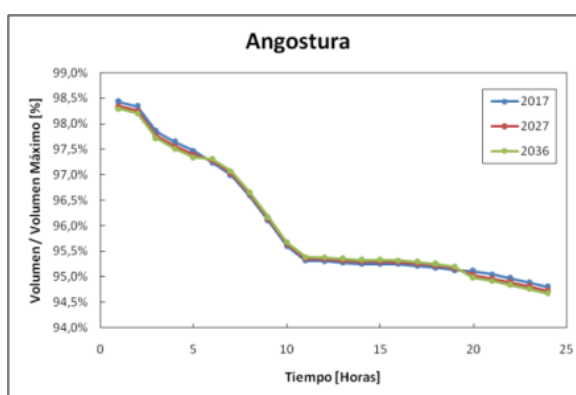


Figura F.28: Volumen agua embalsada central Angostura.

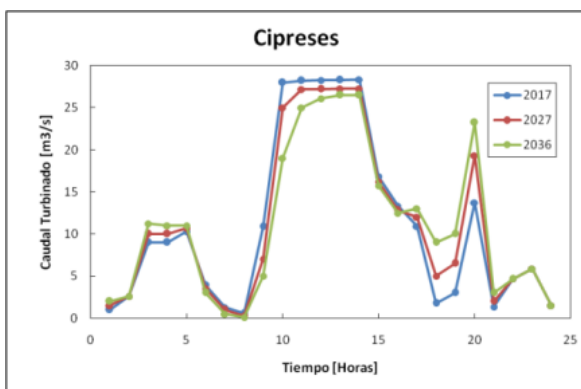


Figura F.29: Caudal de agua turbinada central Cipreses.

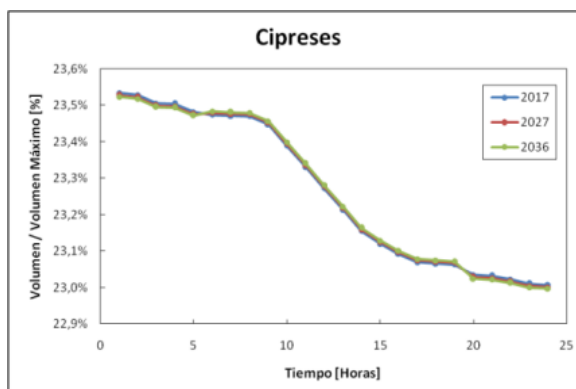


Figura F.30: Volumen agua embalsada central cipreses.

Anexos

Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017

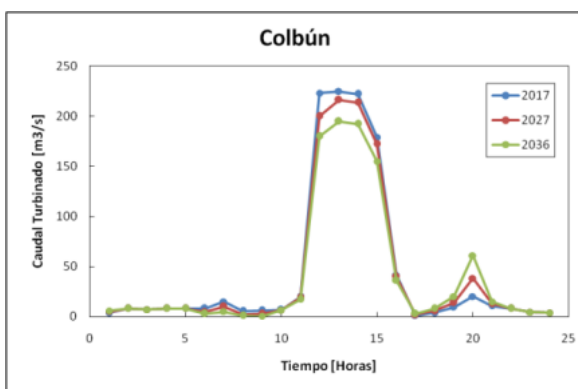


Figura F.31: Caudal de agua turbinada central Colbún.

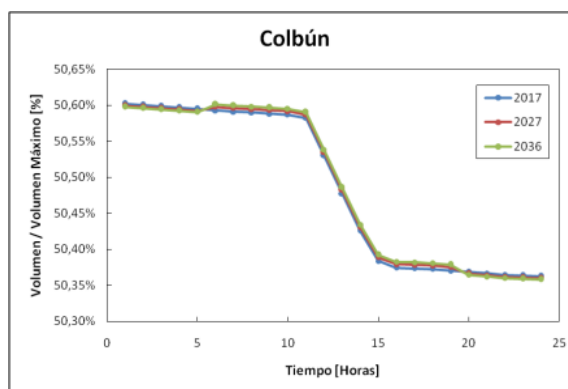


Figura F.32: Volumen agua embalsada años central Colbún.

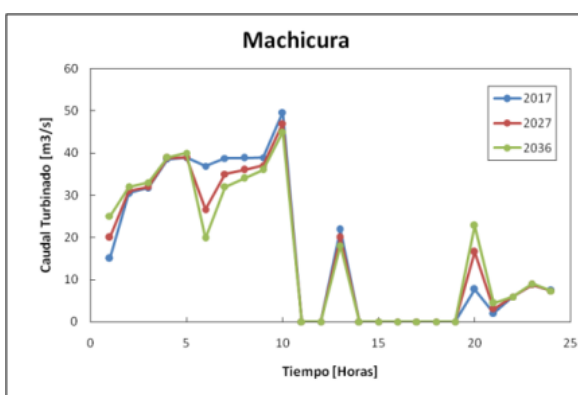


Figura F.33: Caudal de agua turbinada central Machicura.

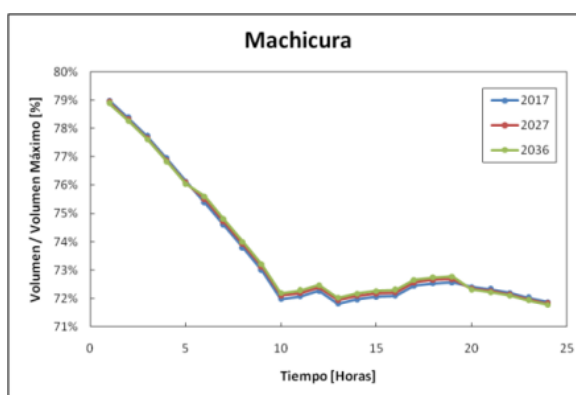


Figura F.34: Volumen agua embalsada central Machicura

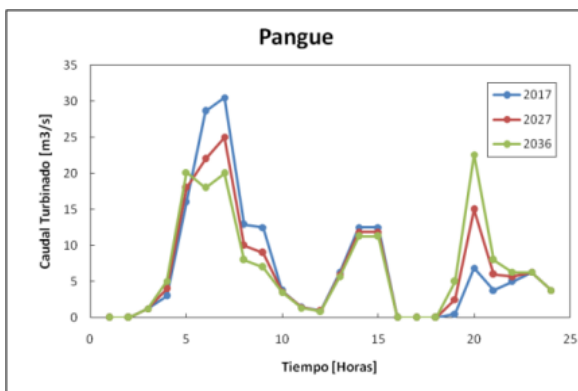


Figura F.35: Caudal de agua turbinada central Pangue.

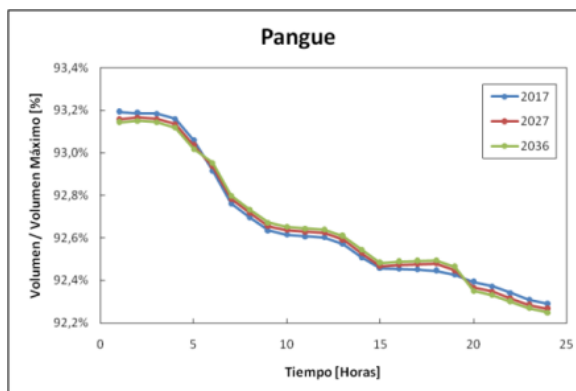


Figura F.36: Volumen agua embalsada central Pangue.

Anexos

Anexo F: Sistema Eléctrico Nacional 2017

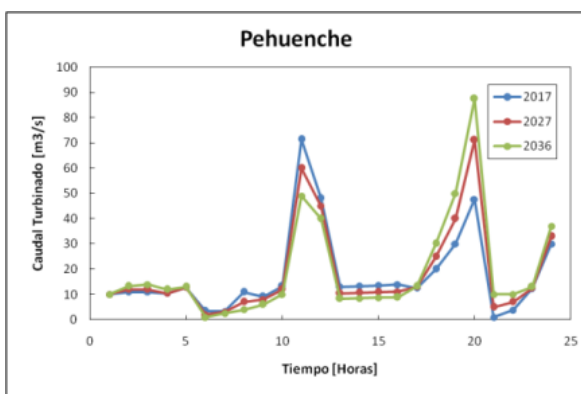


Figura F.37: Caudal de agua turbinada años central Pehuenche.

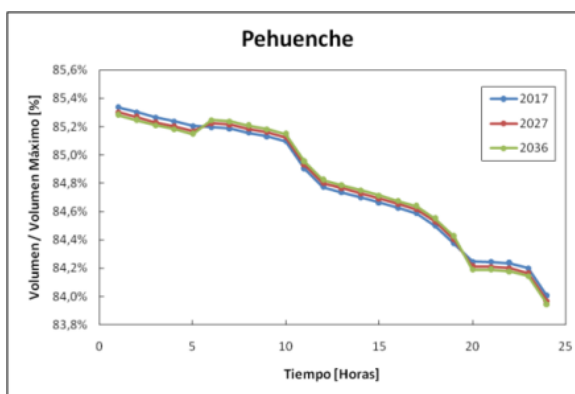


Figura F.38: Volumen agua embalsada central Pehuenche.

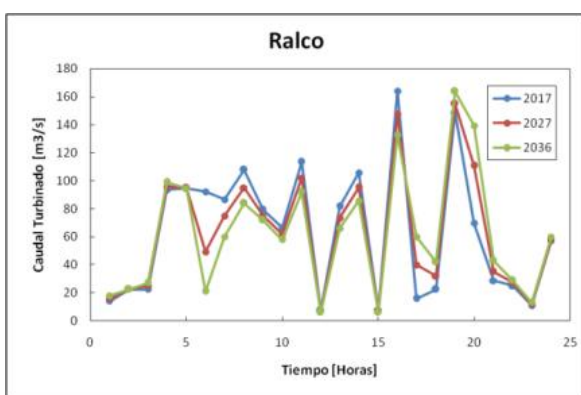


Figura F.39: Caudal de agua turbinada central Ralco.

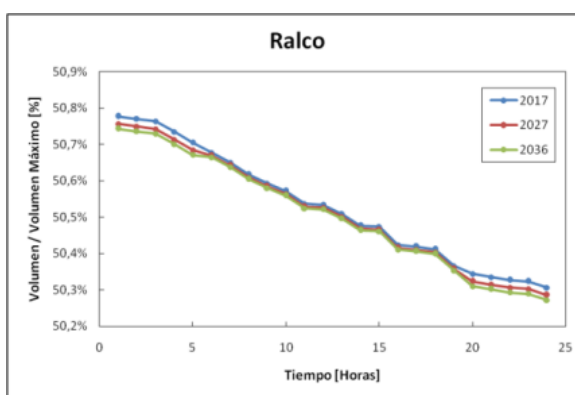


Figura F.40: Volumen agua embalsada central Ralco.

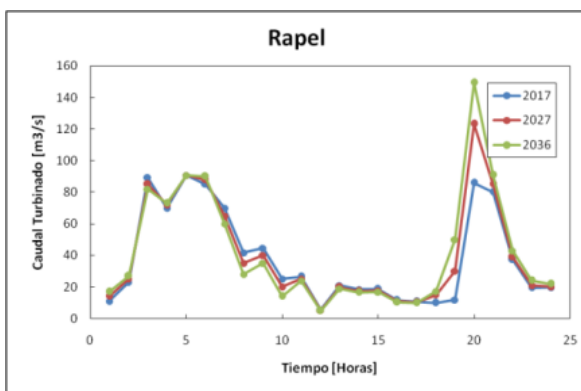


Figura F.41: Caudal de agua turbinada central Rapel.

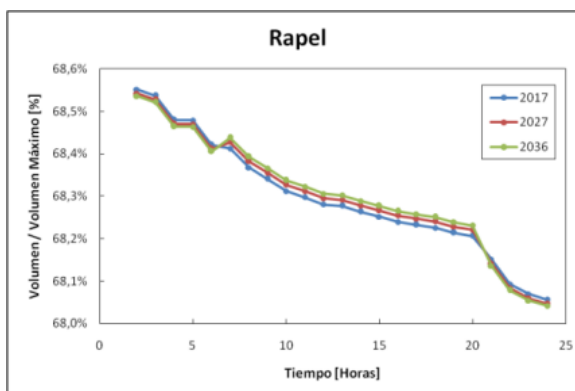


Figura F.42: Volumen agua embalsada central Rapel.