

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

---



# Diseño de un modelo para definir planes de obras óptimos de generación que involucren ERNC y el sistema de transmisión

---

Tesis de grado presentada por  
**Giovani Andrés Bastidas Hernández**

---

Como requisito para optar al título de:  
**Ingeniero Civil Electricista**

Y al grado de:  
**Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica**

Guías de Tesis:  
**Ph.D. Julián Bustos Obregón**  
**M.Sc. Juan Carlos Araneda Tapia**

Miembro de la comisión:  
**Ph.D. Esteban Gil Sagas**

Abril-2011

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

---



# Diseño de un modelo para definir planes de obras óptimos de generación que involucren ERNC y el sistema de transmisión

---

Tesis de grado presentada por  
**Giovani Andrés Bastidas Hernández**

---

Como requisito para optar al título de:  
**Ingeniero Civil Electricista**

Y al grado de:  
**Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica**

Guías de Tesis:  
**Dr. Julián Bustos Obregón**  
**M Sc. Juan Carlos Araneda Tapia**

Miembro de la comisión:  
**Ph.D. Esteban Gil Sagas**

Abril-2011

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor  
o de la institución

*Título de la tesis:*

**Diseño de un modelo para definir planes de obra óptimos  
de generación que involucren ERNC y el sistema de  
transmisión**

*Autor:*

**Giovani Andrés Bastidas Hernández**

*Tesis de Grado*, presentada como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Civil Electricista y al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con mención en Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Técnica Federico Santa María.

*Comisión:*

**Ph.D. Julián Bustos Obregón**

\_\_\_\_\_

**M.Sc. Juan Carlos Araneda Tapia**

\_\_\_\_\_

**Ph.D. Esteban Gil Sagas**

\_\_\_\_\_

*Examinador externo:*

**M.Sc. Juan Carlos Araneda Tapia**

\_\_\_\_\_

Valparaíso, Abril 2011

*“La imaginación es más importante que el conocimiento.”*  
— *Albert Einstein*

# Agradecimientos

*Al culminar un proceso de tal importancia como lo es el paso por la universidad, muchos pensamientos se vienen a la mente al recordar el largo camino recorrido durante dicho proceso, muchas fueron las vivencias y experiencias obtenidas a lo largo de mis 6 años en la universidad, pero ninguna de ellas podría haber sido posible sin el apoyo incondicional por parte de mi familia, amigos y profesores.*

*El arduo trabajo realizado para culminar mi proceso de formación de pregrado es dedicado principalmente a mis padres Carlos y Erika y mi hermano Raul, quienes siempre fueron el pilar fundamental sobre el cual apoyarme en el transcurso de mi etapa de formación, doy gracias a ellos por todo su apoyo y amor incondicional que siempre me han entregado.*

*No puedo dejar de agradecer a quienes me entregaron su sabiduría y conocimiento en mi proceso de formación, dar gracias a Julián Bustos y Nelson Leiva por su absoluta disposición y enseñanzas, y en general a todos los profesores del departamento de ingeniería eléctrica. Agradezco también a Juan Carlos Araneda, por su disposición y enseñanzas que a lo largo de las reuniones permitieron ir construyendo mi trabajo de Tesis, doy gracias por entregar parte de sus conocimientos en las reuniones, que si bien no fueron demasiadas, fueron de gran relevancia para guiar por una buena senda el trabajo de Tesis. También a Osvín Martínez por la disposición al momento de cualquier inquietud en el desarrollo de mi trabajo de Tesis.*

*Finalmente no puedo dejar de agradecer a mis grandes amigos de universidad Ricardo Gálvez y Rodrigo Wetzel que hicieron posible que mi vivencia universitaria fuera una muy linda experiencia.*

*Gracias a todos quienes formaron parte de mi experiencia en la universidad.*

# Índice de contenidos

<b>Índice de Contenidos</b>	<b>VI</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>X</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>XIII</b>
<b>Resumen</b>	<b>1</b>
<b>Abstract</b>	<b>3</b>
<b>Glosario</b>	<b>4</b>
<b>Introducción</b>	<b>5</b>
0.1. Motivación . . . . .	5
0.2. Análisis del tema . . . . .	6
0.3. Objetivos . . . . .	7
0.4. Alcances . . . . .	9
0.5. Estructura de la Tesis . . . . .	10
<b>1. Sector eléctrico en Chile y su planificación</b>	<b>11</b>
1.1. Antecedentes del sector eléctrico en Chile . . . . .	11
1.1.1. Sistema . . . . .	11
1.1.2. Agentes del mercado eléctrico y organización . . . . .	14
1.1.3. Centro de despacho económico de carga . . . . .	19
1.1.4. Marco regulatorio del sector eléctrico . . . . .	19
1.1.5. Sistema de tarificación . . . . .	21
1.2. Planificación del sector eléctrico . . . . .	25
1.2.1. Planificación en base al tipo de sistema eléctrico . . . . .	25
1.2.2. Planificación en base al horizonte temporal de estudio . . . . .	26
1.2.3. Modelos de planificación utilizados en el SIC . . . . .	30

<b>2. Planificación de largo plazo: estado del arte</b>	<b>32</b>
2.1. Fundamentos de la planificación a largo plazo . . . . .	32
2.1.1. Modelos que simulan la operación . . . . .	33
2.1.2. Modelos que optimizan la expansión . . . . .	34
2.2. Esquemas de modelos utilizados en planificación de la expansión a largo plazo . . . . .	35
2.2.1. Modelos óptimos locales de planificación de la expansión . . . . .	38
2.2.2. Modelos óptimos globales de planificación de la expansión clásicos	38
2.2.3. Modelos óptimos globales de planificación de la expansión actuales	39
2.3. Algoritmos para simular la operación a largo plazo . . . . .	39
2.3.1. Método de Montecarlo . . . . .	40
2.3.2. Simulación probabilística integrando la curva de carga . . . . .	40
2.3.3. Simulación de la operación mediante programación dinámica . . . . .	40
2.3.4. Simulación de la operación mediante programación dinámica dual estocástica y determinística (SDDP) . . . . .	42
2.4. Algoritmos que optimizan un plan de expansión en generación . . . . .	44
2.4.1. Técnicas clásicas (1970 en adelante) . . . . .	44
2.4.2. Técnicas actuales y emergentes . . . . .	46
2.5. Programas que simulan la operación . . . . .	47
2.5.1. Over-Under Model . . . . .	47
2.5.2. Production Cost Analysis program (PROCOST) . . . . .	47
2.5.3. Production Costs Simulation Program (PCS) . . . . .	47
2.5.4. Stochastic dual dynamic programming (SDDP) . . . . .	48
2.6. Programas que optimizan la expansión . . . . .	48
2.6.1. Wien Automatic System Planning Package (WASP) . . . . .	48
2.6.2. Optimized Generation Planning Program (OGP) . . . . .	48
2.6.3. Electric generation expansion analysis system (EGEAS) . . . . .	48
2.6.4. National investment model (MNI) . . . . .	49
2.6.5. Capacity Expansion and Reliability Evaluation System (CERES)	49
2.6.6. Westinghouse Interactive Generation Planning (WIGPLAN) . . . . .	49
2.7. Programas usados en Chile para simular la operación y para generar plan de expansión en generación . . . . .	50
2.7.1. Programas que simulan la operación . . . . .	50
2.7.2. Programas que optimizan la expansión . . . . .	50
<b>3. Metodología utilizada expansión a largo plazo</b>	<b>51</b>
3.1. Esquema general de las metodologías utilizadas . . . . .	51
3.2. Metodología sub-problema de operación: <i>Programación dinámica dual     estocástica de N etapas(SDDP)</i> . . . . .	53
3.2.1. Justificación de la elección de la metodología . . . . .	53

3.2.2.	Explicación de la metodología general para optimizar la operación haciendo uso de cortes de Benders . . . . .	56
3.2.3.	Formulación completa para el algoritmo de optimización de la operación . . . . .	64
3.2.4.	Variante aplicada en la metodología para la determinación de los cortes de Benders . . . . .	68
3.3.	Metodología <i>Master-Problem</i> de inversión: <i>Descomposición de Benders</i> .	74
3.3.1.	Formulación del problema vía <i>descomposición de Benders</i> . . . .	74
3.3.2.	Esquema general para el <i>Master Problem</i> . . . . .	76
3.3.3.	Sub-problema de optimización real a resolver en etapa de inversión: <i>Master Problem</i> . . . . .	79
3.3.4.	Determinación de las variables y cortes de Benders de inversión .	80
<b>4.</b>	<b>Validación modelo de operación</b>	<b>84</b>
4.1.	Aspectos teóricos . . . . .	84
4.2.	Validación para sistema de 3 barras . . . . .	86
4.2.1.	Unilineal sistema de 3 barras . . . . .	86
4.2.2.	Resultados de optimización de la operación . . . . .	86
4.3.	Validación para SIC simplificado de 12 barras . . . . .	91
4.3.1.	Unilineal SIC simplificado de 12 barras . . . . .	91
4.3.2.	Resultados de optimización de la operación . . . . .	93
<b>5.</b>	<b>Validación del modelo de inversión</b>	<b>99</b>
5.1.	Aspectos teóricos . . . . .	99
5.2.	Validación para sistema de 3 barras . . . . .	102
5.2.1.	Consideraciones . . . . .	102
5.2.2.	Resultados de optimización de la inversión . . . . .	102
5.3.	Validación para sistema de 12 barras . . . . .	105
5.3.1.	Consideraciones . . . . .	105
5.3.2.	Resultados de optimización de la inversión . . . . .	106
5.4.	Validación para variables de inversión discretas-sistema de 3 barras . . .	109
5.4.1.	Optimización para variables de inversión discretas . . . . .	110
5.4.2.	Variante en optimización para variables de inversión discretas . .	114
<b>6.</b>	<b>Aplicación a modelo del SIC de 12 barras</b>	<b>119</b>
6.1.	Metodología utilizada . . . . .	119
6.2.	Modelamiento del SIC: Unilineal simplificado de 12 barras . . . . .	119
6.2.1.	Diagrama unilineal simplificado del SIC . . . . .	119
6.2.2.	Demanda . . . . .	121
6.2.3.	Sistema de generación . . . . .	123
6.2.4.	Sistema de transmisión . . . . .	127

6.2.5.	Afluentes . . . . .	128
6.2.6.	Centrales de embalse . . . . .	129
6.2.7.	Centrales de pasada . . . . .	129
6.2.8.	Hidrologías . . . . .	130
6.2.9.	Salida forzada de las unidades térmicas . . . . .	131
6.2.10.	Bloques de duración de la demanda . . . . .	132
6.2.11.	Costos de operación e inversión . . . . .	132
6.2.12.	Tasa de descuento . . . . .	134
6.2.13.	Método para valorizar la inversión . . . . .	135
6.2.14.	Restricciones de inversión y recursos disponibles . . . . .	138
6.3.	Variables y parámetros . . . . .	140
6.3.1.	Modelo de operación . . . . .	140
6.3.2.	Modelo de inversión . . . . .	141
6.4.	Consideraciones . . . . .	142
6.4.1.	Consideraciones para el modelo de operación . . . . .	142
6.4.2.	Consideraciones para el modelo de inversión . . . . .	143
6.5.	Generación de planes de obra óptimos de generación para distintos escenarios de expansión de la red de transmisión . . . . .	145
6.5.1.	Resultados de las optimizaciones: convergencia y función objetivo	146
6.5.2.	Resultados de inversiones: plan de obras óptimo para cada caso .	151
6.5.3.	Resultados de operación económica del sistema . . . . .	155
6.5.4.	Informes de salida flujos de caja . . . . .	159
6.5.5.	Conclusión general . . . . .	160
<b>7.</b>	<b>Comentarios finales y conclusiones</b>	<b>162</b>
7.1.	Conclusiones . . . . .	162
7.1.1.	Conclusiones para los modelos de optimización . . . . .	162
7.1.2.	Conclusiones de los resultados de los modelos de optimización . .	164
7.2.	Trabajos futuros . . . . .	165
<b>Anexos</b>		<b>167</b>
<b>A.</b>	<b>Simulación de la operación: modelo uninodal</b>	<b>168</b>
A.1.	Programación dinámica dual: “ <i>Modelación de un problema determinístico de 2 etapas</i> ” . . . . .	168
A.1.1.	Programación dinámica dual determinística de 2 etapas . . . . .	168
A.1.2.	Planteamiento del ejemplo resuelto . . . . .	169
A.1.3.	Solución mediante construcción de función de costo futuro a partir de multiplicadores duales . . . . .	171

A.1.4.	Solución mediante construcción de función de costo futuro a partir de factores de sensibilidad de la energía hidráulica disponible	177
A.1.5.	Comparaciones en forma de solución	182
A.2.	Programación dinámica dual: “ <i>Modelación de un problema determinístico de N etapas</i> ”	183
A.2.1.	Programación dinámica dual determinística de N etapas	183
A.2.2.	Planteamiento del ejemplo de N-etapas a resolver	184
A.2.3.	Resultados de las iteraciones	185
A.2.4.	Resultados gráficos del ejemplo de N-etapas	185
<b>B.</b>	<b>Simulación de la operación: modelo multinodal</b>	<b>187</b>
B.1.	Programación dinámica dual: “ <i>Modelación de un problema determinístico de N etapas incorporando la red de transmisión (modelo multinodal)</i> ”	187
B.1.1.	Representación de la red de transmisión	187
B.1.2.	Planteamiento del ejemplo de N-etapas multinodal a resolver	188
B.1.3.	Resultados de las iteraciones	189
B.1.4.	Resultados gráficos del ejemplo de N-etapas	190
B.2.	Mejoras al modelo de operación multinodal para un horizonte temporal de N etapas	192
B.2.1.	Mejoras incorporadas	192
B.2.2.	Planteamiento del problema completo de optimización de la operación	197
B.2.3.	Pruebas aplicada al modelo de operación	198
<b>C.</b>	<b>Resumen paper subproblema-operación</b>	<b>207</b>
C.1.	Resumen	207
C.2.	Introducción	208
C.3.	Mirada global del problema de planificación dinámica dual	209
C.3.1.	Programación dinámica dual determinística	209
C.3.2.	Programación dinámica dual estocástica	216
<b>D.</b>	<b>“<i>El Rayo Domado</i>” R. Palma: Caps.20,21,22</b>	<b>217</b>
D.1.	<i>Algunos tópicos sobre mercados eléctricos competitivos</i>	217
D.1.1.	Introducción	217
D.1.2.	Actores de un mercado eléctrico	218
D.1.3.	Modelos de Mercado existentes	219
D.1.4.	Sistema Mancomunidad o pool	220
D.1.5.	Bolsa de energía	220
D.1.6.	Contrato bilateral físico	220
D.1.7.	Contrato bilateral financiero	220
D.2.	<i>Modelos de despacho en mercados eléctricos</i>	220

D.2.1. Modelo de despacho uninodal . . . . .	220
D.2.2. Modelos de despacho basados en flujos de potencia lineales . . . . .	222
D.2.3. Flujo de potencia óptimo . . . . .	225
D.2.4. Coordinación Hidrotérmica . . . . .	226
D.3. <i>Tarificación (pago) de los sistemas de transmisión</i> . . . . .	228
D.3.1. Introducción . . . . .	228
D.3.2. Ingreso Tarifario . . . . .	229
D.3.3. Criterios de tarificación . . . . .	229
D.3.4. Elementos básicos de tarificación . . . . .	229
D.3.5. Factores de distribución para tarificación . . . . .	230
<b>E. Datos y resultados SIC 12 barras</b>	<b>232</b>
E.1. Tablas de datos de entrada . . . . .	232
E.1.1. Sistema de generación . . . . .	232
E.1.2. Sistema de transmisión . . . . .	236
E.1.3. Demanda . . . . .	238
E.1.4. Afluentes . . . . .	240
E.1.5. Costos de inversión . . . . .	242
E.1.6. Costos proyectados de combustibles . . . . .	244
E.1.7. Centrales de entrada al modelo de operación(final 2010), costos variables y restricciones de inversión . . . . .	245
E.2. Tablas de datos de salida: Modelo de operación . . . . .	247
E.2.1. Potencias generadas . . . . .	247
E.2.2. Costos marginales . . . . .	247
E.2.3. Flujo por las líneas de transmisión, caso A . . . . .	251
E.3. Tablas de datos de salida: Modelo de inversión . . . . .	254
E.3.1. Centrales a instalar . . . . .	254
E.3.2. Flujos de caja . . . . .	258
<b>F. Datos sistema de 3 barras</b>	<b>259</b>
F.1. Diagrama unilineal . . . . .	259
F.2. Tabla de datos: Sistema de 3 barras . . . . .	260
<b>G. Resultados validación modelos de optimización</b>	<b>263</b>
G.1. Resultados validación modelo de operación-Sistema de 12 barras . . . . .	264
G.2. Resultados validación master inversión-Sistema de 3 barras . . . . .	266
G.3. Resultados validación master inversión-Sistema de 12 barras . . . . .	266

# Índice de figuras

1.1. Sistemas eléctricos de Chile . . . . .	12
1.2. Evolución de la generación térmica e hidráulica en los años 2000-2009 . . . . .	14
1.3. Organización de los agentes del sector eléctrico en Chile . . . . .	15
1.4. Porcentajes de la capacidad de generación de las empresas generadoras del SIC . . . . .	16
1.5. Porcentajes de los kilómetros de líneas existentes en función de la tensión nominal . . . . .	17
1.6. Mapa del Sistema Interconectado Central . . . . .	18
1.7. Esquema de planificación en base a horizontes de tiempo involucrados . . . . .	27
2.1. Esquemas de los modelos de planificación de largo plazo . . . . .	36
2.2. Esquemas de los modelos de planificación de la expansión . . . . .	37
2.3. Trayectorias de uso de agua de embalses usando programación dinámica . . . . .	41
2.4. Trayectorias continuas de uso de agua de embalses usando programación dinámica dual . . . . .	42
2.5. Funciones de costo presente y futuro de operación del sistema, en términos del uso del recurso hidráulico . . . . .	43
3.1. Explicación algoritmo . . . . .	52
3.2. Diagrama de decisiones coordinación hidrotérmica . . . . .	54
3.3. Estructura de la matriz de restricciones del problema general de optimización de la operación a largo plazo . . . . .	55
3.4. Función de costo futuro aproximada vía cortes de Benders . . . . .	57
3.5. Trayectorias continuas de uso de agua de embalses usando programación dinámica dual de 2 etapas . . . . .	58
3.6. Proceso de optimización vía cortes de Benders para la programación dinámica dual de 2 etapas, Iteraciones 1 y 2 . . . . .	59
3.7. Proceso de optimización vía cortes de Benders para la programación dinámica dual de 2 etapas, Iteraciones 1-2-3 . . . . .	60

3.8. Proceso de optimización vía cortes de Benders para la programación dinámica dual de 2 etapas, Iteraciones 1-2-3-4 . . . . .	61
3.9. Explicación algoritmo de optimización de la operación . . . . .	63
3.10. Diagrama explicación <i>Master Problem</i> de optimización de la inversión y operación . . . . .	78
4.1. Sistema de 3 barras a simular . . . . .	86
4.2. Resultados de la convergencia del modelo de operación, gráfico izquierda sin pérdidas y gráfico derecha con incorporar pérdidas. . . . .	87
4.3. Flujo óptimo para la etapa 15, en el modelo sin pérdidas . . . . .	89
4.4. Flujo óptimo para la etapa 10, en el modelo con pérdidas . . . . .	91
4.5. Diagrama unilineal simplificado del Sistema Interconectado Central . . .	92
4.6. Convergencia del modelo de optimización de la operación para distinta cantidad de bloques temporales . . . . .	94
4.7. Tiempos de convergencia de los modelos de operación descompuesto y completo en función del número de etapas a optimizar . . . . .	96
4.8. Tiempos de convergencia proyectados de los modelos de operación descompuesto y completo en función del número de etapas a optimizar . .	97
5.1. Resultados de la convergencia del modelo de optimización de la inversión para el sistema de 3 barras . . . . .	102
5.2. Resultados de inversión para el año 1 . . . . .	104
5.3. Resultados de inversión para el año 2 . . . . .	105
5.4. Convergencia del modelo de optimización de la inversión para distinta cantidad de bloques temporales . . . . .	106
5.5. Tiempos de convergencia de los modelos de inversión descompuesto y completo en función del número de etapas a optimizar . . . . .	108
5.6. Tiempos de convergencia proyectados de los modelos de inversión descompuesto y completo en función del número de etapas a optimizar . .	109
5.7. Diagrama de flujos algoritmo genético . . . . .	111
5.8. Resultado general algoritmos genéticos . . . . .	112
5.9. Resultado ultima iteración sub-problema de inversión . . . . .	113
5.10. Resultado ultima iteración sub-problema de operación . . . . .	113
5.11. Variante para solución del problema con variables de inversión discretas, utilizando algoritmos genéticos en la última iteración . . . . .	115
5.12. Resultado general algoritmos genéticos en última iteración . . . . .	116
5.13. Resultado sub-problema de inversión, con cortes de Benders previamente calculados . . . . .	117
5.14. Resultado sub-problema de operación . . . . .	117
5.15. Resultados de inversión al final del horizonte de planificación año 3 . . .	118

6.1. Diagrama unilineal simplificado del Sistema Interconectado Central . . .	120
6.2. Curvas de carga discretas . . . . .	122
6.3. Costos variables de generación de centrales térmicas, hidráulicas y eólicas	123
6.4. Integración de la generación de centrales eólicas en la curva de carga . .	125
6.5. Gráfico de energías afluentes del SIC . . . . .	130
6.6. Costos de inversión de centrales . . . . .	134
6.7. Costos de inversión valorizados como anualidad . . . . .	136
6.8. Costos de inversión valorizados al instante de la inversión descontando el valor residual . . . . .	137
6.9. Resultado iteraciones de planes de expansión, casos a y b . . . . .	146
6.10. Resultado iteraciones de planes de expansión, casos c y d . . . . .	147
6.11. Resultado iteraciones de planes de expansión, casos e y f . . . . .	147
6.12. Resultado iteraciones para optimización de la operación, casos a y b . .	148
6.13. Resultado iteraciones para optimización de la operación, casos c y d . .	148
6.14. Resultado iteraciones para optimización de la operación, casos e con y sin pérdidas . . . . .	149
6.15. Resultado iteraciones para optimización de la operación sin pérdidas, casos f con y sin pérdidas . . . . .	149
6.16. Resultados de generación a instalar para los distintos casos de expansión del sistema de transmisión (Gráfico de barras) . . . . .	151
6.17. Resultados de generación a instalar para los distintos casos de expansión del sistema de transmisión (Diagramas circulares) . . . . .	154
6.18. Resultados de los costos marginales medios anuales por nodo, para casos a-b-c y d . . . . .	155
6.19. Resultados de los costos marginales medios anuales por nodo, para casos d y e . . . . .	156
6.20. Resultados 1 de la integración de la curva de demanda de los 10 años . .	158
6.21. Resultados 2 de la integración de la curva de demanda de los 10 años . .	159
A.1. Costo de operación total mínimo en función del número de iteraciones .	176
A.2. Costo de operación total mínimo en función del número de iteraciones .	176
A.3. Costo de operación total mínimo en función del número de iteraciones .	181
A.4. Costo de operación total mínimo en función del tiempo de cálculo . . .	181
A.5. Resultados del ejemplo de planificación de 5 etapas en función del número de iteraciones . . . . .	185
A.6. Resultados del ejemplo de planificación de 5 etapas en función del tiempo de cálculo . . . . .	186
B.1. Diagrama unilineal sistema de 3 barras . . . . .	188
B.2. Resultados planificación de sistema de 3 barras y 6 etapas en función del número de iteraciones . . . . .	190

B.3. Resultados planificación de sistema de 3 barras y 6 etapas en función del tiempo de cálculo . . . . . 191

B.4. Gráfico pérdidas de transmisión . . . . . 194

B.5. Resultados gráficos de la etapa 1 . . . . . 199

B.6. Resultados gráficos de la etapa 2 . . . . . 199

B.7. Resultados gráficos de la etapa 3 . . . . . 200

B.8. Resultados gráficos de la etapa 4 . . . . . 200

B.9. Resultados gráficos de la etapa 4 con pérdidas . . . . . 201

B.10. Resultado gráfico costo total sin pérdidas . . . . . 202

B.11. Resultado gráfico costo total con pérdidas . . . . . 202

B.12. Resultado gráfico costo total sin pérdidas, en función del tiempo . . . . . 203

B.13. Resultado gráfico costo total con pérdidas, tiempo adicional para incorporar pérdidas . . . . . 204

B.14. Resultado gráfico costo total modelo con afluentes estocásticos . . . . . 205

B.15. Resultado gráfico costo total modelo con afluentes estocásticos, en función del tiempo . . . . . 206

D.1. Estructuras básicas existentes a escala mundial . . . . . 219

D.2. Diagrama de decisiones coordinación hidrotérmica . . . . . 227

D.3. Funciones de costo inmediato y costo futuro esperado, utilizando el agua de manera óptima . . . . . 228

F.1. Sistema de 3 barras a simular . . . . . 259

# Índice de tablas

1.1. Estadísticas de los sistemas eléctricos . . . . .	13
4.1. Resultados comparativos entre el modelo descompuesto y un modelo completo, utilizando paquetes de optimización LINPROG de MATLAB y CPLEX 12.2 . . . . .	88
4.2. Resultados comparativos entre el modelo descompuesto y un modelo completo, utilizando paquetes de optimización LINPROG de MATLAB y CPLEX 12.2, para SIC simplificado de 12 barras . . . . .	95
5.1. Resultados de la convergencia de la optimización de la inversión, para el modelo descompuesto y el modelo completo . . . . .	103
5.2. Resultados de centrales a instalar para el sistema de 3 barras . . . . .	104
5.3. Resultados comparativos entre el modelo de inversión descompuesto y un modelo completo, utilizando paquetes de optimización LINPROG de MATLAB y CPLEX 12.2, para SIC simplificado de 12 barras . . . . .	107
5.4. Resultados de centrales a instalar . . . . .	118
6.1. Factores de planta para centrales de pasada . . . . .	129
6.2. Bloques de duración de la demanda . . . . .	132
6.3. Tabla de resultado de las optimizaciones . . . . .	149
6.4. Resultados informes de evaluación económica . . . . .	160
A.1. Tabla de resultados ejemplo 1 . . . . .	175
B.1. Datos para el ejemplo de 6-etapas y 3 Barras . . . . .	189
E.1. Sistema de generación térmica simplificado integrado en modelo del SIC de 12 barras . . . . .	233
E.2. Sistema de generación térmica completo integrado en modelo del SIC de 12 barras . . . . .	234
E.3. Sistema de generación hidráulica completo . . . . .	235

E.4. Sistema de generación hidráulica agrupado por tipo . . . . .	235
E.5. Sistema de transmisión base utilizado para el año 2011-2015, Plan de expansión CNE . . . . .	236
E.6. Sistema de transmisión base utilizado para el año 2016-2020, Plan de expansión CNE . . . . .	237
E.7. Demanda por nudo para modelo simplificado del SIC, parte 1 . . . . .	238
E.8. Demanda por nudo para modelo simplificado del SIC, parte 2 . . . . .	239
E.9. Afluentes para los embalses equivalentes en <i>MW</i> para cada año hidrológico, parte 1 . . . . .	240
E.10. Afluentes para los embalses equivalentes en <i>MW</i> para cada año hidrológico, parte 2 . . . . .	241
E.11. Costos de inversión de centrales incorporando los bonos para las centrales eólicas . . . . .	242
E.12. Costos de inversión unitario anual forma anualidad, sin y con bonos por ERNC . . . . .	243
E.13. Costos de inversión unitario anual forma valor residual . . . . .	243
E.14. Costos proyectados de combustibles . . . . .	244
E.15. Centrales de entrada al modelo de operación sin realizar inversión, costos variables y restricciones de inversión, parte 1 . . . . .	245
E.16. Centrales de entrada al modelo de operación sin realizar inversión, costos variables y restricciones de inversión, parte2 . . . . .	246
E.17. Costos Marginales del SIC, caso A . . . . .	248
E.18. Costos Marginales promedio para los casos simulados a, b y c . . . . .	249
E.19. Costos Marginales promedio para los casos simulados d,e y f . . . . .	250
E.20. Flujo por las líneas de transmisión, parte 1 . . . . .	251
E.21. Flujo por las líneas de transmisión, parte 2 . . . . .	252
E.22. Resultados de centrales a instalar en <i>MW</i> , CASO A-parte 1 . . . . .	254
E.23. Resultados de centrales a instalar en <i>MW</i> , CASO A-parte 2 . . . . .	255
E.24. Resultados de centrales a instalar en <i>MW</i> , CASOS B y C . . . . .	256
E.25. Resultados de centrales a instalar en <i>MW</i> , CASOS D-E y F . . . . .	257
E.26. Flujo de caja en millones de dólares (\$ <i>MMUS</i> ) para centrales hidráulicas a conectarse en Alto-Jahuel, caso B . . . . .	258
F.1. Datos de generación para el sistema de 3 barras . . . . .	260
F.2. Datos de costos de generación y duración de la demanda para el sistema de 3 barras . . . . .	261
F.3. Datos de demanda y afluentes para el sistema de 3 barras . . . . .	261
F.4. Datos del sistema de transmisión para el sistema de 3 barras . . . . .	262

G.1. Resultados comparativos entre el modelo descompuesto y un modelo completo, utilizando paquetes de optimización LINPROG de MATLAB y CPLEX 12.2, para SIC simplificado de 12 barras-N etapas . . . . . 264

G.2. Resultados convergencia del modelo descompuesto para distinta cantidad de etapas . . . . . 265

G.3. Resultados convergencia modelo de inversión-3barras-utilizando CPLEX y LINPROG en MATLAB . . . . . 266

G.4. Resultados comparativos entre el modelo de inversión descompuesto y un modelo completo, utilizando paquetes de optimización LINPROG de MATLAB y CPLEX 12.2, para SIC simplificado de 12 barras-N etapas . 266

G.5. Resultados convergencia del modelo descompuesto de inversión para distinta cantidad de etapas . . . . . 267

# Resumen

En este trabajo se presenta el desarrollo de un modelo para definir planes de obras óptimos de generación que involucren energías renovables no convencionales (ERNC) y el sistema de transmisión. En específico se desarrolla una herramienta computacional que permite optimizar las inversiones en el sistema de generación tanto desde el punto de vista social (*óptimo económico*) como desde el punto de vista privado (*rentabilidad de las inversiones*), para distintos escenarios de expansión del sistema de transmisión, con el fin de determinar el impacto que tiene sobre la generación de planes de obras óptimos de generación. Como dicho impacto es considerable, la herramienta debe determinar inversiones óptimas para distintos escenarios de transmisión, con el fin de conocer cuales inversiones son rentables en la mayor cantidad de escenarios posibles.

Para la solución del problema de optimización general, se descompone el problema general de planificación de la expansión, en 2 sub-problemas, el primero correspondiente a la optimización de las inversiones, y el segundo correspondiente a la optimización de la operación del sistema eléctrico multinodal-multiembalse. Dicha descomposición considera resolver un primer sub-problema de inversión en forma relajada, en donde se estima la operación en función de las variables de inversión, y un segundo sub-problema de operación donde se simula la operación de un plan de expansión candidato propuesto por el modelo de inversión. Se realizan iteraciones entre ambos sub-problemas, hasta lograr la convergencia al óptimo general del problema. Como la técnica de descomposición utilizada corresponde a la teoría de los *cortes de Benders*, el nexo general entre ambos sub-problemas son los cortes de Benders derivados del proceso de optimización de la operación. Sin embargo, se propone una variante en la forma de determinar los *cortes de Benders*, utilizando *multiplicadores de Lagrange* asociados a restricciones específicas del modelo de operación. A su vez el modelo de operación también es descompuesto, utilizando la teoría de la *programación dinámica dual determinística*.

Los resultados obtenidos de la herramienta computacional al momento de validar los modelos de descomposición, indican que se asegura convergencia, y que dicha convergencia corresponde al óptimo general del problema de optimización. Además indican que las herramientas de descomposición tienen un mayor alcance que los modelos que

optimizan el problema completo, en específico cuando los problemas a resolver son de gran envergadura (complejos temporal y topológicamente). Más aún, las técnicas de descomposición utilizadas se justifican con mayor peso si se desean resolver problemas con alta naturaleza hidrotérmica (gran cantidad de escenarios hidrológicos), y si las variables de inversión se consideran discretas.

Finalmente los resultados desde el punto de vista de las inversiones, indican que la red de transmisión tiene un gran impacto sobre las decisiones de inversión en generación. Además las centrales resultado del plan de obras óptimos aseguran su rentabilidad en el horizonte de planificación si los escenarios simulados no se alejaban en gran medida de los escenarios reales.

Por último los resultados operacionales, al evaluar el plan de obras óptimos permiten estabilizar los precios de nudo tanto espacialmente como temporalmente a lo largo del horizonte de planificación, además de hacer disminuir su valor esperado en el largo plazo.

# Abstract

In this work, was development a generation expansion planning model including grid transmission constraints, and the impact of non conventional renewable energy. It's development a model investment to optimize the generation expansion plain's with a economic and private vision. Different scenarios of transmission expansion planning are considered to input data for the model of investment generation expansion planning.

A decomposition method is proposed to solve generation expansion planning problem, this problem is decomposed in two sub-problem. The first subproblem is related to investment generation optimization, an the second subproblem is related to operation optimization problem. In this decomposition, the investment subproblem (*master problem*)define an optimum candidate plain using a relax optimization operation problem, applying the Bender's cut theory. In the second sub-problem (*operation sub-problem*), a candidate plain for generation expansion planning is simulated applying the *stochastic dual dynamic programming* model, for hydrothermal systems. Iteration between the *master -problem* and *operation sub-problem* are compute to obtain the optimal generation expansion planning.

To solve the generation expansion planning problem is proposed a variant to obtain the *Bender's cut* in the *master problem*.

In this work, convergence of decomposition method is validate and correspond to the optimum solution of the optimization problem without decomposition.

Finally, the results of the investments shows that the transmission network constraints has a great impact on the physic and time location of the generation investment decision.

# Glosario

AVI:	Anualidad del valor de inversión en transmisión.
CNE:	Comisión Nacional de Energía (Chile).
CDEC:	Centro de Despacho Económico de Carga.
CDEC SIC:	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central.
CDEC SING:	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande.
COMA:	Costo de operación, mantenimiento y administración.
CMg's:	Costos marginales.
CONAMA:	Corporación Nacional de Medio Ambiente.
CPLEX:	Software de optimización lineal de IBM.
DFL:	Decreto con fuerza de ley.
ERNC:	Energía renovable no convencional.
FPP:	Factores de penalización.
GNL:	Gas natural licuado.
GOL:	Modelo-Gestión óptima del laja.
LINPROG:	Paquete de optimización lineal de MATLAB.
OMSIC:	Modelo-Operación mensual del SIC.
OSE2000:	Modelo-Operación del sistema eléctrico del SIC.
PCP:	Modelo-Programación de corto plazo.
PLP:	Modelo-Programación de largo plazo.
SEC:	Superintendencia de electricidad y combustibles.
SEP:	Sistema eléctrico de potencia.
SIC:	Sistema Interconectado Central de Chile.
SVS:	Superintendencia de valores y seguros.
SDDP:	Stochastic dual dynamic programming.
WASP:	Wien automatic system planning.

# Introducción

## 0.1. Motivación

El desarrollo de nuevas tecnologías de generación en base a fuentes renovables no convencionales es una tendencia mundial derivado de las restricciones a las emisiones de CO<sub>2</sub> y donde los países desarrollados, en particular en Europa, han tomado el liderazgo en la cruzada verde. En particular el desarrollo de la energía eólica ha llevado los costos de desarrollo de esa tecnología a niveles competitivos en países donde se han penalizado las emisiones de CO<sub>2</sub> o se han definido incentivos para estimular su desarrollo.

En un país como Chile, donde se deja en manos del mercado la definición del plan de obras de generación, en base a los precios de mercado que se derivan del equilibrio entre la oferta y demanda es de suma importancia el contar con modelos que permitan a cada agente del mercado tomar su decisión en forma independiente y en sintonía con su estrategia comercial bajo un ambiente competitivo.

Para un planificador central o para una empresa que quiere impulsar la conexión de ERNC es de vital importancia contar con herramientas computacionales que permitan simular la operación del mercado eléctrico y determinar los planes de obra de centrales generadoras que sean óptimos, tanto desde el punto de vista social como privado, considerando las distintas tecnologías de generación y las restricciones que impone la red de transmisión. Esto se da por ejemplo, en la fijación semestral de precios de nudo (CNE) y cada vez que se requiere definir planes de obra de generación para la revisión anual del plan de expansión del sistema troncal (CDEC).

Por lo tanto, se requiere el desarrollo de un modelo computacional que permita simular la operación del mercado eléctrico y que apoye a los planificadores en la determinación de planes de obra óptimos de generación con tecnologías convencionales y con ERNC, considerando la modelación del impacto de la red de transmisión, y determinando los precios que llevan al mercado a su equilibrio en el corto y largo plazo.

Actualmente existen modelos que simulan la operación a largo plazo de un sistema eléctrico, para el caso de sistemas puramente térmicos dicha operación a largo plazo

consta de minimizar los costos de generación y falla en cada período del horizonte de planificación <sup>1</sup>, sin embargo, en el caso de sistemas de naturaleza hidrotérmica como el caso del SIC <sup>2</sup> la operación a largo plazo del sistema se torna más compleja para simular por dos motivos, el primero debido a la dependencia temporal existente entre las variables de generación hidráulica, y el segundo debido a la naturaleza estocástica de los afluentes hidráulicos utilizados en los embalses. Debido a lo anterior simular la operación para un sistema hidrotérmico requiere de un mayor esfuerzo computacional que en el caso de un sistema puramente térmico.

Para determinar un plan de obras óptimo de generación considerando la red de transmisión, es necesario evaluar varios planes, y por tanto realizar varias simulaciones de la operación del sistema eléctrico, dado lo anterior es de vital importancia disponer de un modelo de operación simplificado para acelerar la convergencia pero sin dejar de lado variables fundamentales en las decisiones como lo es el caso del sistema de transmisión. Los modelos actuales utilizados para simular la operación del SIC en forma detallada a largo plazo como el PLP pueden demorar hasta 10 horas en evaluar un plan de inversión lo que es un tiempo exagerado si se considera que se deben evaluar varios planes de inversión. Lo anterior motiva a que en la primera parte de la tesis se desarrolle un programa que simule la operación del SIC en forma simplificada pero sin dejar de lado el acoplamiento temporal del recurso hidráulico ni la red de transmisión.

Finalmente una correcta elaboración del plan de obras óptimo del parque generador, contribuye a una utilización más eficiente de la red de transmisión, a la disminución de los costos totales (visión social), y la recuperación de la inversión dado el sistema de tarificación a costo marginal (visión privada). Debido a lo anterior es de vital importancia constar con una herramienta que permita determinar los planes de obra óptimos en función de las instalaciones de transmisión de tal manera de asegurar rentabilidad y mínimo costo social.

## 0.2. Análisis del tema

En términos generales el tema de tesis propuesto consiste en desarrollar un modelo computacional que permita realizar la planificación de la expansión del parque generador de manera óptima, incorporando las nuevas fuentes de generación de ERNC. En otras palabras desarrollar una herramienta computacional que permita apoyar las decisiones de los planificadores para realizar sus inversiones en el parque generador, en base a las señales económicas actuales y proyectadas del mercado eléctrico, tales como

---

<sup>1</sup>Existe dependencia temporal entre las variables sólo en el caso que se consideran los costos de encendido de las centrales y las restricciones de combustible, los cuales en general se consideran en la planificación de mediano plazo

<sup>2</sup>Sistema Interconectado Central de Chile

los precios de nudo proyectados, las proyecciones de demanda de energía eléctrica y las proyecciones de expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica.

Dicha herramienta computacional, sería la contraparte del modelo computacional desarrollado en [1] para la planificación de la expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica.

Considerando que abordar el problema de planificación de la expansión del parque generador en conjunto con la expansión del sistema de transmisión de manera óptima es un problema muy difícil de abordar desde el punto de vista de la cantidad de variables involucradas y la no linealidad de las ecuaciones, actualmente ambos problemas se tratan de manera separada.

Actualmente en Chile la CNE propone un plan óptimo indicativo de expansión de generación, y dichas propuestas se toman como entradas fijas en la solución del problema de planificación óptima de expansión del sistema de transmisión. En este caso el problema a resolver sería el inverso, dados diversos escenarios de expansión del sistema de transmisión determinar cual es el plan óptimo de expansión del parque generador, en que puntos de la red aumentar la generación y el tipo de tecnologías convencionales o no convencionales que se utilizarían en dicha expansión.

Lo anterior, es consecuencia directa de que sólo pequeñas variaciones en el plan de obras de transmisión, modifica considerablemente el plan de obras óptimo de generación, de tal manera que la existencia de alguna línea adicional en un determinado tramo permite hacer más o menos rentable la conexión de una central generadora en algún punto del sistema. Por otra parte, en el caso de congestiones existen puntos del sistema donde no es recomendable invertir ya que la unidad a conectar podría ser despachada sólo ocasionalmente.

### 0.3. Objetivos

#### Objetivo general

El objetivo de la memoria es el diseño de un modelo computacional que permita simular la operación del mercado eléctrico chileno y ayude a los planificadores en la determinación de planes de obra óptimos de generación con Energías Renovables No Convencionales (ERN-C), considerando la red de transmisión.

#### Objetivos específicos

- a) Disponer de una herramienta computacional de rápida convergencia que simule la operación del sistema eléctrico a largo plazo de manera óptima económica, sin perder de vista variables fundamentales en la operación que tienen consecuencias

trascendentales en las futuras inversiones. Para lo anterior el modelo de operación del sistema debe disponer de:

- *Cálculo de costos marginales por barra*: Una correcta determinación de los costos marginales por barra es indispensable para simular la operación del mercado eléctrico, ya que todas las transacciones entre generadores se realizan a precio spot de la energía (valorización de la energía a costo marginal por barra).
  - *Correcta modelación del sistema de transmisión*: El modelo debe ser multinodal, y considerar las pérdidas de transmisión y límite de flujos por las líneas, variables que son fundamentales en la correcta determinación de los costos marginales por barra, los cuales a su vez son los principales indicadores de los precios por energía en las barras del sistema eléctrico.
  - *Modelación estocástica de los embalses, y correcta valorización del recurso hidráulico*: El modelo de operación debe ser capaz de representar sistemas eléctricos multiembalses con afluentes hidráulicos estocásticos (como el SIC). La principal dificultad que surge de modelar sistemas eléctricos con gran influencia del recurso hidráulico es la correcta administración de dicho recurso, dado el costo de oportunidad que tiene el agua en etapas futuras del horizonte de planificación. Para lo anterior se deben usar los siguientes métodos:
    - Programación dinámica dual estocástica: afluentes estocásticos.
    - Programación dinámica dual determinística: afluentes históricos.(simular varias series)
    - Cortes de Benders en cada optimización realizada en la programación dinámica dual.
    - Método Simplex para los procesos de optimización lineal en las iteraciones de la programación dinámica dual.
  - *Modelar las pérdidas*: Es indispensable en la correcta modelación de los costos marginales por barra la incorporación de las pérdidas(no- lineales) del sistema de transmisión, en términos de una linealización a partir de un punto de operación que no considere pérdidas.
  - *Modelar la potencia de falla, o potencia no suministrada*: La potencia de falla en cada barra es de gran importancia modelarla ya que es una de las principales señales económicas que indican en que instante del horizonte de planificación realizar las inversiones.
- b) Disponer de una herramienta que permita resolver el sub-problema de inversión, que consiste en determinar cuando invertir en generación, con que tecnología invertir, y donde conectarse en el sistema de transmisión, de tal manera de lograr

la solución óptima tanto desde el punto de vista social (económico), como desde el punto de vista privado (alta rentabilidad con ingresos por energía y potencia, donde es fundamental el punto de conexión).

- El modelo debe determinar solamente el plan de expansión en generación considerando como parámetro de entrada el plan de expansión en transmisión. El plan de expansión en generación cambia haciendo modificaciones al sistema de transmisión, lo que hace a la herramienta muy útil para un planificador.
  - Con qué tecnología, cuánto, y dónde realizar las inversiones en base a las señales económicas del mercado eléctrico tales como, demanda no suministrada en las barras, congestiones del sistema de transmisión, precios de los combustibles, precios spot (costos marginales por barra, con lo cual se hace indispensable un buen modelo de operación como el que se propuso previamente).
  - El modelo debe generar propuestas de inversión que sean rentables económicamente para los generadores. Lo anterior implica que dado los ingresos por energía y potencia pronosticadas por el modelo de operación, el inversionista logra obtener la tasa interna de retorno (TIR) esperada.
- c) Disponer de un programa que permita hacer interactuar el sub-problema de inversión con el sub-problema de operación, dado que en cada interacción entre los 2 sub-problemas se generen cortes de Benders de inversión.
- d) Finalmente modelar el Sistema Interconectado Central (SIC) de tal manera de utilizar un modelo simplificado, aplicar la herramienta computacional para generar planes de obras óptimos para el SIC, y analizar la sensibilidad de los planes de obra óptimos en términos de los precios de los combustibles, las hidrologías y el sistema de transmisión.
- e) Si se requiere, incorporar en el modelo computacional restricciones que impidan violar las Normas Técnicas de Seguridad y Calidad de Servicio(NTSCS).

## 0.4. Alcances

El principal alcance del modelo es servir como herramienta para los planificadores centrales en la toma de decisiones sobre sus alternativas de inversión. Desde el punto de vista privado lo anterior les permite disminuir la incertidumbre respecto de la rentabilidad de la inversión de sus proyectos. Desde el punto de vista social permite utilizar de manera más eficiente la red de transmisión, además de disminuir los costos totales del sistema.

## 0.5. Estructura de la Tesis

La Tesis se estructura en siete capítulos con el siguiente contenido:

- En el capítulo 1 se presentarán antecedentes del sector eléctrico en Chile, y como se realiza su planificación.
- En el capítulo 2, se presenta el estado del arte de la planificación de largo plazo, se presentan técnicas clásicas y técnicas actuales para planificar la operación de los sistemas eléctricos y las expansiones del sistema.
- En el capítulo 3 se describe la metodología propuesta para resolver el problema de planificación de la expansión a largo plazo, en específico se utilizará una técnica de descomposición entre los modelos de inversión y operación, y por tanto serán descritas las metodologías para resolver ambos problemas (planificación de la expansión y simulación de la operación a largo plazo).
- En el capítulo 4 se realiza la validación del modelo que optimiza el sub-problema de operación, comparando los resultados de un modelo completo con el modelo descompuesto que se propone. Dichas validaciones se realizan para un sistema de 3 barras y para un sistema simplificado del SIC de 12 barras.
- En el capítulo 5 se realiza la validación del modelo que optimiza el sub-problema de inversión, comparando los resultados de un modelo completo con el modelo descompuesto que se propone. Dichas validaciones se realizan para un sistema de 3 barras y para un sistema simplificado del SIC de 12 barras.
- En el capítulo 6 se realiza una aplicación del modelo de planificación de la expansión a un modelo simplificado del SIC de 12 barras, y se generan planes de obras óptimos para distintos escenarios de expansión de la red de transmisión. Además se explica en detalle como se realiza el modelamiento del SIC.
- En el capítulo 7 se presentan las conclusiones generales con los trabajos futuros propuestos.

# Capítulo 1

## Sector eléctrico en Chile y su planificación

### 1.1. Antecedentes del sector eléctrico en Chile

En esta sección se describe a grandes rasgos el funcionamiento y las componentes del sector eléctrico en Chile tanto desde el punto de vista social como privado, además se describen las interacciones entre los distintos elementos que componen el mercado eléctrico en Chile.

#### 1.1.1. Sistema

Debido a la naturaleza geográfica de Chile (país extenso en longitud) y su distribución poblacional (centralizada) no es posible disponer de un único sistema eléctrico que sea capaz de satisfacer los requerimientos energéticos del país completo, es por ello que en Chile el sistema eléctrico se divide en 4 sub-sistemas, ordenadas de mayor a menor en cuanto a su importancia y tamaño son los siguientes:

- Sistema Interconectado Central (SIC).
- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).
- Sistema de Aysén.
- Sistema de Magallanes.

En la figura 1.1 se presentan los principales antecedentes de cada sistema al 31 de Diciembre de 2009 <sup>1</sup>.

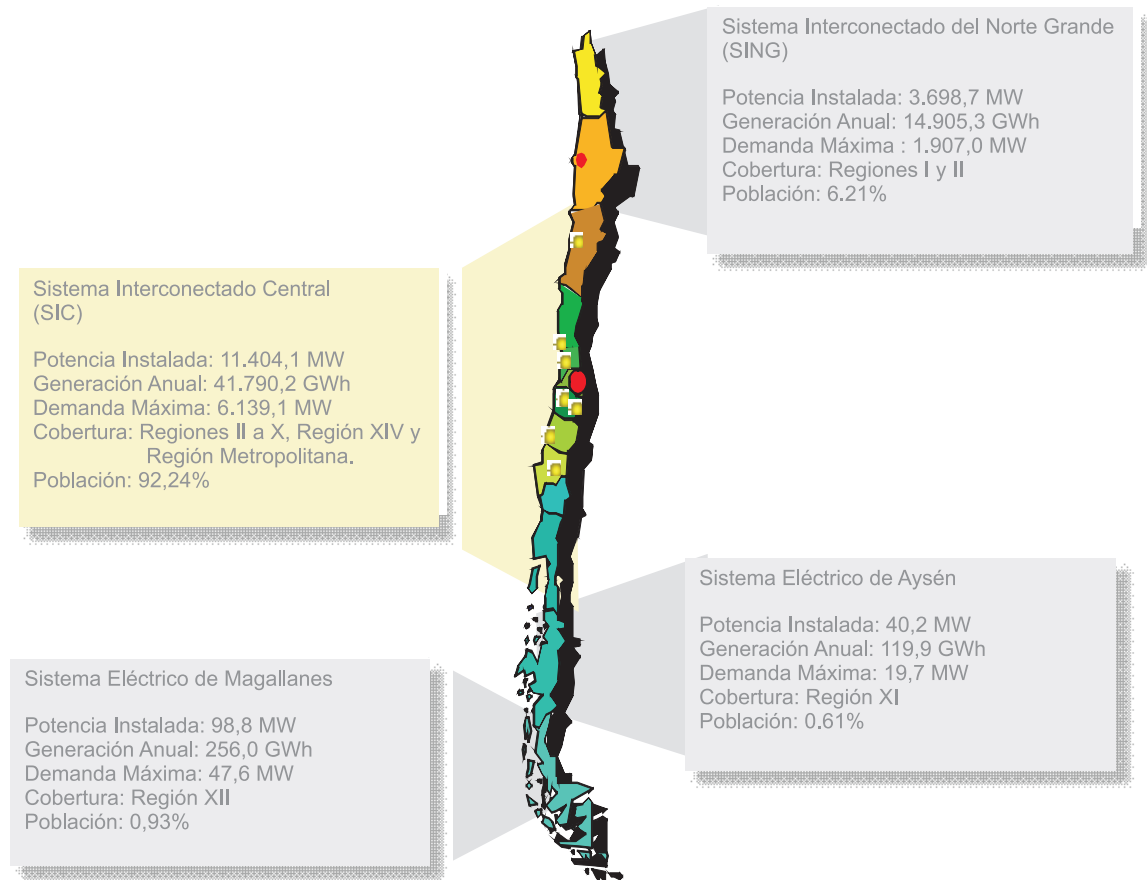


Figura 1.1: Sistemas eléctricos de Chile

Por otra parte, en las tablas 1.1 se presentan las principales estadísticas de cada uno de los sistemas existentes en Chile.

<sup>1</sup>Fuente: Anuario CDEC-SIC 2010, [http://www.cdec-sic.cl/datos/anuario2010/espanol\\_w/index.html](http://www.cdec-sic.cl/datos/anuario2010/espanol_w/index.html)

Sistema	Generación Bruta 2009				Demanda Máxima (MW)
	Térmico (GWh)	Hidráulico (GWh)	Eólico (GWh)	Total (GWh)	
SING	14843,4	61,9	0,0	14905,3	1907,0
SIC	17180,0	24540,6	69,6	41790,2	6139,1
AYSÉN	22,1	90,5	7,3	119,9	19,7
MAGALLANES *	256,0	0,0	0,0	256,0	47,6
Total Nacional	32301,5	24693,0	76,9	57071,4	

Sistema	Ventas a Clientes		Total Ventas (GWh)	Cobertura Poblacional	
	Regulados (GWh)	Industriales (GWh)		Población	%
SING	1416,8	12239,6	13656,4	1051226	6,21 %
SIC	28009,2	11391,7	39400,8	15615798	92,24 %
AYSÉN	97,7	0,0	97,7	103738	0,61 %
MAGALLANES *	232,6	0,0	232,6	158111	0,93 %
Total Nacional	29756,3	23631,3	53387,5	16928873	100,00 %

Sistema	Ventas a Clientes		Total Ventas (%)	Cobertura Poblacional	
	Regulados (%)	Industriales (%)		Habitantes	%
SING	10,4	89,6	100,0	1051226	6,21 %
SIC	71,1	28,9	100,0	15615798	92,24 %
AYSÉN	100,0	0,0	100,0	103738	0,61 %
MAGALLANES *	100,0	0,0	100,0	158111	0,93 %
Total Nacional				16928873	100,00 %

Sistema	Potencia Instalada Total			Total Sistema (MW)
	Térmico (MW)	Hidráulico (MW)	Eólico (MW)	
SING	3685,9	12,8	0,0	3698,7
SIC	5945,4	5322,9	81,8	11350,1
AYSÉN	20,6	17,6	2,0	40,2
MAGALLANES *	98,8	0,0	0,0	98,8
Total Nacional	9750,7	5353,3	83,8	15187,8

Sistema	Potencia Instalada Total			Total Sistema %
	Térmico %	Hidráulico %	Eólico %	
SING	99,7	0,3	0,0	100,0
SIC	52,4	46,9	0,7	100,0
AYSÉN	51,2	43,8	4,9	100,0
MAGALLANES *	100,0	0,0	0,0	100,0

Tabla 1.1: Estadísticas de los sistemas eléctricos

Desde el punto de vista del sistema de generación, el SING es un sistema cuya potencia instalada es de naturaleza puramente térmica ya que consta sólo de un 0,3 % de potencia instalada hidráulica y un 99,7 % de potencia instalada térmica. A diferencia del SING, el SIC es un sistema de naturaleza hidrotérmica ya que su sistema de generación

es de un 52,4% de potencia instalada hidráulica, mientras que su generación térmica es de un 46,9% de potencia instalada.

Desde el punto de vista del consumo de energía, el consumo del SING es en su mayoría industrial (89,6%) con sólo un 10,4% de consumo vegetativo, mientras el consumo del SIC es en su mayoría vegetativo (71,1%) con un 28,9% de consumo industrial.

Dada la naturaleza hidrotérmica del SIC, es un desafío mayor realizar modelos de operación e inversión del mercado eléctrico a largo plazo, por lo tanto se dará énfasis en esta tesis al Sistema Interconectado Central de Chile.

Finalmente en la figura 1.2 se presenta la evolución de la generación térmica e hidráulica a lo largo de los años 2000-2009 [2].

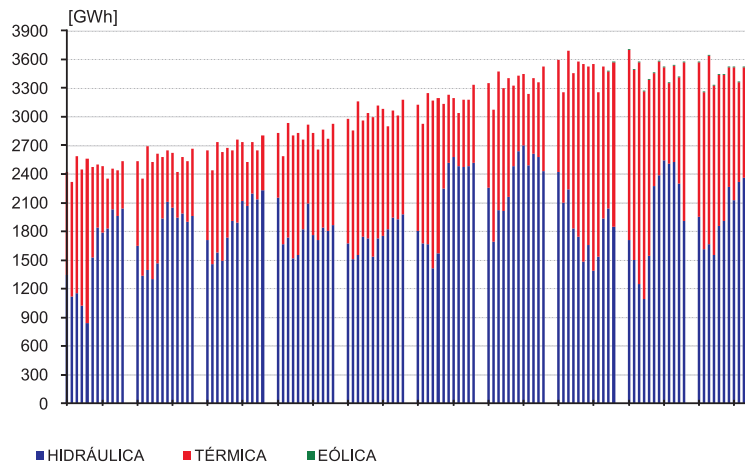


Figura 1.2: Evolución de la generación térmica e hidráulica en los años 2000-2009

### 1.1.2. Agentes del mercado eléctrico y organización

Los 3 principales agentes del sector eléctrico en Chile son:

- Sector Generación.
- Sector Transmisión.
- Sector Distribución.

En la figura 1.3 se presenta esquemáticamente la interacción entre los distintos agentes del mercado eléctrico.

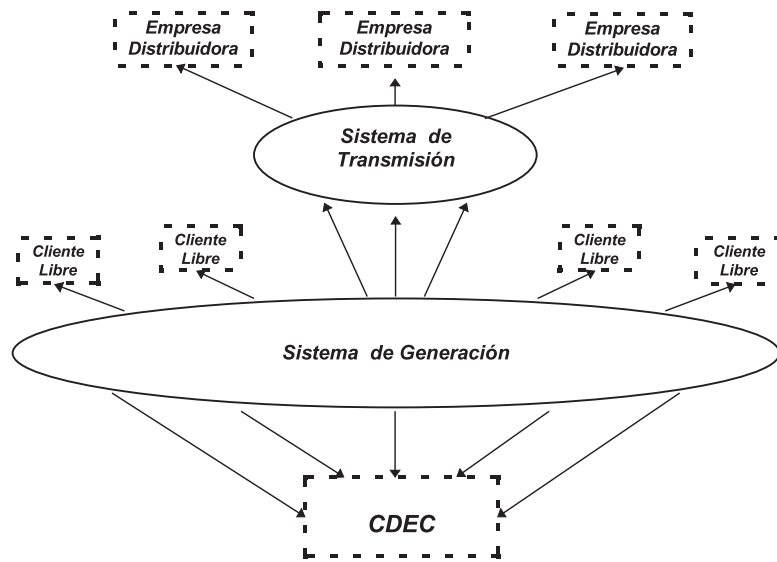


Figura 1.3: Organización de los agentes del sector eléctrico en Chile

### 1.1.2.a. Sector generación

El sector generación está conformado por un conjunto de empresas que comercializan su energía en un mercado eléctrico competitivo. Las principales empresas existentes en Chile son:

- ENDESA.
- COLBÚN.
- AES GENER.
- PEHUENCHE.
- PANGUE.
- S.E. SANTIAGO.
- GUACOLDA.

En la figura 1.4 se presentan los porcentajes de generación instalada en el SIC por empresas.

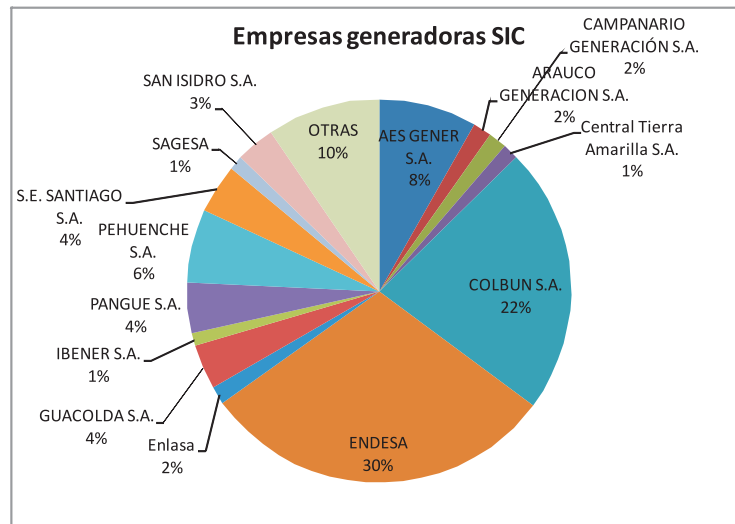


Figura 1.4: Porcentajes de la capacidad de generación de las empresas generadoras del SIC

#### 1.1.2.b. Sector de transmisión

El sector de transmisión a diferencia del sector de generación, es considerado un monopolio natural debido a las fuertes economías de escala existentes en dicho sector del mercado eléctrico. Hoy en día la principal empresa de transmisión del país es TRANSELEC S.A., y es la que posee la mayor cantidad de líneas de transmisión sobre 154 kV. Otras empresas importantes del SIC son:

- C.G.E. TRANSMISIÓN.
- CHILECTRA.
- CHILQUINTA.
- EMELECTRIC.
- EMELAT.
- AES GENER.

En la figura 1.5, se presenta la distribución en porcentajes de las líneas existentes en el SIC en función de su tensión nominal.

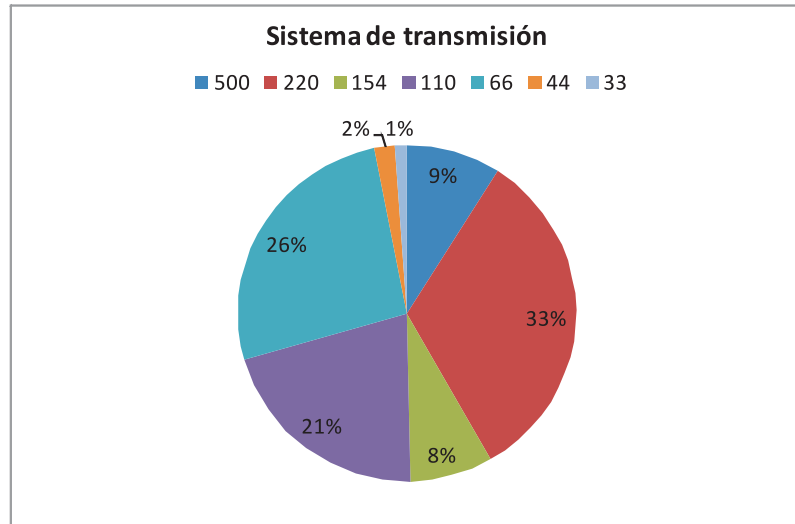


Figura 1.5: Porcentajes de los kilómetros de líneas existentes en función de la tensión nominal

Por último en la figura 1.6 se presenta un mapa del Sistema Interconectado Central.



Figura 1.6: Mapa del Sistema Interconectado Central

### 1.1.3. Centro de despacho económico de carga

La participación del centro de despacho económico de carga (CDEC), es la planificación y gestión de la operación de cada uno de los sistemas interconectados del país, entre ellos las más destacadas:

- a) *“Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico”.*
- b) *“Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico”.*
- c) *“Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, en conformidad a esta ley”.*

### 1.1.4. Marco regulatorio del sector eléctrico

En Chile, los principales cuerpos legales que regulaban las actividades del sector eléctrico hasta el año 2006 eran:

- Ley General de Servicios Eléctricos o DFL N°1/82 (Minería) *“Aprueba modificaciones al DFL N°4 de 1959, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica”* (1982) .
- Ley 19.940(E) : Ley Corta I *“Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos”* (2004)
- Ley 20.108 (E): Ley Corta II : *“Modifica marco normativo del sector eléctrico”*

Dichos cuerpos legales son integrados en la Ley General de Servicios Eléctricos DFL-4 del año 2006.

Los puntos trascendentales del marco regulatorio vigente son:

- a) Se distinguen actividades de generación, transmisión y distribución.
- b) Se supone que el segmento generación no presenta economías de escala, por lo que puede operar como mercado competitivo.
- c) Transmisión es un monopolio natural dadas las fuertes economías de escala existentes, por lo que sus ingresos deben regularse en el sistema troncal y en subtransmisión. El sistema de transmisión debe garantizar el acceso libre a quienes deseen conectarse (*“open access”*)

- d) Distribución es un monopolio natural, sus tarifas deben ser reguladas.

Los principales organismos reguladores y fiscalizadores del sector eléctrico en Chile son:

- a) Comisión Nacional de Energía (CNE).
- b) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).
- c) Corporación Nacional del Medio Ambiente (CONAMA).
- d) Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

*“La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo público y descentralizado, posee patrimonio propio y plena capacidad para ejercer derechos y obligaciones, se relaciona con el Presidente de la República a través del Ministerio de Energía”*

Es un organismo técnico capaz de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las cuales serán sometidas las empresas relacionadas con los sectores de generación, distribución y transporte de energías con el objeto de disponer de un servicio seguro y de calidad, compatible con la operación óptima económica del sector energía<sup>2</sup>.

*“La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) tiene por misión vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio. El objeto de la SEC será fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o sus cosas”<sup>3</sup>.*

La Corporación Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), es la encargada de promover, evaluar y aplicar las normas y reglamentos ambientales del país. Los proyectos eléctricos, al igual que cualquier proyecto de inversión se deberá someter a las normativas de la CONAMA y ser aprobada o rechazada de acuerdo a su potencia impacto ambiental<sup>4</sup>.

La Superintendencia de Valores y Seguros está encargada de fiscalizar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas que rigen a las personas que emiten o in-

---

<sup>2</sup><http://www.cne.cl/>

<sup>3</sup><http://www.sec.cl/>

<sup>4</sup><http://www.mma.gob.cl/>

termedian valores de oferta pública, las bolsas de valores, fondos mutuos, sociedades anónimas y empresas de seguros <sup>5</sup>.

### 1.1.5. Sistema de tarificación

#### 1.1.5.a. Aspectos generales de la tarificación en Chile

Según la Ley General de Servicios Eléctricos DFL N°4/2006, en el mercado eléctrico de Chile se establece un sistema de tarificación a costo marginal en el cual se distinguen 2 componentes:

- Precio por potencia de punta
- Precio por energía.

Desde el punto de vista de la forma en que se aplican estos precios, según la Ley eléctrica se distinguen 3 modalidades para las transacciones.

- Tarificación a costo marginal instantáneo.
- Tarificación a precio regulado (Precios de Nudo).
- Tarificación a precio libre.

De acuerdo a dichas modalidades de transacción entre los agentes del mercado eléctrico, se distinguen las siguientes modalidades de mercado:

**1.1.5.a1. Mercado mayorista** Las transacciones del mercado mayorista corresponden a las existentes entre los distintos generadores del sistema eléctrico en aquellos casos en que la potencia generada no alcanza a satisfacer los contratos suscritos. Dichas transacciones se valorizan a costo marginal instantáneo, más bien conocido como precio spot, y el cual es determinado por el CDEC y es resultado de la operación óptima del sistema eléctrico.

**Costo marginal de la energía** Corresponde al costo real de suministrar una unidad de energía adicional en una determinada barra, optimizando el uso de los recursos térmicos e hidráulicos (presentes y futuros). Variables que influyen en su valorización son:

---

<sup>5</sup><http://www.svs.cl/>

- Costos de combustibles fósiles.
- Disponibilidad de recursos hidráulicos presentes y futuros estimados.
- Demanda de energía eléctrica.
- Restricciones operacionales tanto de generación como transmisión.

**Costo marginal de la potencia de punta** Corresponde al costo real de inversión necesario para satisfacer una unidad adicional de potencia en la hora de máxima demanda del sistema eléctrico.

**1.1.5.a2. Mercado regulado** El mercado regulado es aquel que se encuentra sometido a los precios regulados propuestos por la Comisión Nacional de Energía (CNE), también conocidos como precios de nudo. Los agentes del sector eléctrico que son sometidos a dicha fijación de precios son:

- Aplicada a las ventas de las empresas de distribución sobre clientes finales cuya capacidad instalada sea inferior a 2000 kW (clientes regulados).
- Clientes cuya capacidad instalada sea superior a 500 kW e inferior a 2000 kW son libres de escoger entre tarifa libre y regulada.

EL cliente regulado es tarifado a los precios regulados de potencia y energía [3].

**Precio de nudo de la energía** Consiste en un promedio ponderado de los CMg's de los 48 meses futuros a la fijación del precio de nudo, y se determina bajo una operación óptima de los recursos tanto térmicos como hidráulicos presentes y futuros. Este precio es bajo el cual comercializan las empresas generadoras con las de distribución, y con aquellos clientes finales independientes cuya potencia instalada es inferior a 2000 kW.

**Precio de nudo de la potencia** *“Corresponde al CMg anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva teórico del sistema eléctrico”*

**1.1.5.a3. Mercado libre o grandes clientes** Este sistema de tarificación es aplicado a clientes libres cuya capacidad instalada es superior a 2000 kW, y se determina de común acuerdo entre el cliente y la empresa generadora.

### 1.1.5.b. Tarificación del sistema de transmisión

Debido a las grandes economías de escala e inversiones presentes en el sector transmisión este es reconocido como un monopolio natural. En una política de tarificación a costo marginal los *ingresos tarifarios* valorizados a la diferencia entre los costos marginales de las barras donde circula potencia, no permiten cubrir completamente los costos de operación e inversión del sistema de transmisión, es por ello que además se define un pago adicional por uso del sistema de transmisión (*peajes*).

$$Tarificacion = Ingresotarifario + Peaje \quad (1.1)$$

La ecuación (1.1) presenta la forma general de tarificación del sistema de transmisión.

**1.1.5.b1. Ingreso tarifario** En la política de tarificación a costo marginal existen 2 tipos de ingresos tarifarios en transmisión al igual que en la tarificación del sistema de generación, ellos son el *ingreso tarifario por potencia* y *ingreso tarifario por energía*.

$$IT_{total_{ij}} = IT_{Potencia_{ij}} + IT_{Energia_{ij}} \quad (1.2)$$

$$\begin{aligned} IT_{Potencia_{ij}} &= (P'_{ij}FPP_j - P_{ij}FPP_i) \cdot Precio_{potencia} \\ IT_{Potencia_{ij}} &= ((P_i - P_L)FPP_j - P_iFPP_i) \cdot Precio_{potencia} \end{aligned} \quad (1.3)$$

$$\begin{aligned} IT_{Energia_{ij}} &= (E'_{ij}FPE_j - E_{ij}FPE_i) \cdot Precio_{Energia} \\ IT_{Energia_{ij}} &= ((E_i - E_L)FPE_j - E_iFPE_i) \cdot Precio_{Energia} \end{aligned} \quad (1.4)$$

Las ecuaciones (1.2), (1.3) y (1.4) presentan las relaciones existentes para el cálculo de los ingresos tarifarios de una línea donde:

$PL, PE:$	Pérdidas de potencia y energía a través de la línea.
$FPP_i, FPP_j:$	Factores de penalización de la potencia en las barras $i, j$ .
$FPE_i, FPE_j:$	Factores de penalización de la energía en las barras $i, j$ .
$E_{ij}, P_{ij}:$	Energía y potencias transmitida sobre la línea $ij$ inyectadas en la barra $i$
$E'_{ij}, P'_{ij}:$	Energía y potencias transmitida sobre la línea $ij$ retiradas en la barra $j$

**1.1.5.b2. Peajes** El *Peaje* o *Pago adicional del sistema de transmisión* está orientado a cubrir los costos adicionales de operación y mantenimiento e inversión que no alcanzan a ser cubiertos por el ingreso tarifario. Dado lo anterior en la ecuación (1.5) se representa el pago adicional por parte de los usuarios que utilizan el sistema de transmisión.

$$Peaje_{ij} = AVI_{ij} + COMA_{ij} - IT_{ij} \quad (1.5)$$

Donde :

- $AVI_{ij}$ : Anualidad del valor de inversión de la línea  $ij$ .
- $COMA_{ij}$ : Costo anual de operación, mantenimiento y administración de la línea  $ij$ .
- $IT_{ij}$ : Ingreso tarifario de la línea  $ij$ .

En general el  $COyM$  se calcula como una proporción del valor nuevo de reemplazo.

**1.1.5.b3. Distribución del pago de generadores y consumidores por uso del sistema de transmisión** En un sistema de transmisión no es posible distinguir el porcentaje de uso de una línea por parte de un determinado generador o consumidor, sin embargo para poder distribuir de manera adecuada el pago por uso del sistema de transmisión es necesario generar indicadores que permitan hacer dicha distribución lo más real posible.

Para más detalles sobre los indicadores utilizados ver el anexo D.3.

## 1.2. Planificación del sector eléctrico

La planificación del sector eléctrico consiste en una serie de decisiones futuras a realizar tanto en el ámbito de inversión como en el de operación del sistema eléctrico, donde dichas decisiones son tomadas bajo un criterio técnico-económico, y bajo ciertos estándares de seguridad y calidad de servicio.

Desde el punto de vista de las variables de decisión, la planificación del sector eléctrico la podemos dividir en 2 grandes tipos:

- Planificación de la inversión del sistema eléctrico (Generación-Transmisión).
- Planificación de la operación del sistema eléctrico (Operación térmica e hidráulica).

Un aspecto fundamental a considerar es la naturaleza de la matriz energética del sistema eléctrico al cual se desea realizar el proceso de planificación. Según la naturaleza de la matriz energética existen 2 modalidades diferentes de la planificación de la operación, planificación de sistemas puramente térmicos y coordinación hidrotérmica.

### 1.2.1. Planificación en base al tipo de sistema eléctrico

#### 1.2.1.a. Planificación de sistemas puramente térmicos

En el caso de sistemas puramente térmicos la planificación se hace en base a la operación óptima de las centrales en cada etapa del horizonte de planificación, lo que implica resolver el problema de optimización en forma independiente en cada etapa. Lo anterior implica que no existe acoplamiento temporal entre las variables de decisión de cada etapa, y el problema es por tanto más simple que el de coordinación hidrotérmico<sup>6</sup>.

#### 1.2.1.b. Planificación de sistemas hidrotérmicos

Para el caso de sistemas hidrotérmicos, las decisiones de uso de los recursos térmicos e hidráulicos deja de ser independiente para cada etapa del proceso de planificación, ya que en este caso existen recursos hidráulicos limitados en los embalses que dependerán de los ciclos hidrológicos existentes durante el horizonte en estudio. Debido a esta nueva variable que se incorpora al problema, se incorpora al problema de planificación

---

<sup>6</sup>Existiría acoplamiento temporal en caso que se consideren restricciones de combustible o los costos de encendido y apagado de centrales para el caso de programación de mediano y corto plazo, sin embargo este acoplamiento no es relevante para el caso de planificación de largo plazo

la naturaleza estocástica de las hidrologías, junto con el acoplamiento temporal de las variables de decisión de uso de agua de los embalses [4]. De esta manera la planificación para sistemas hidrotérmicos es mucho más compleja que para sistemas puramente térmicos. Para ver más detalle ver el anexo D.2.4.

### 1.2.2. Planificación en base al horizonte temporal de estudio

En general cada proceso de planificación considera determinar la secuencia óptima de las decisiones desde el punto de vista económico, lo que implica resolver una gran cantidad de problemas de optimización bastantes complejos. La planificación del sector eléctrico es muy importante ya que trae consecuencias trascendentales en cuanto a los costos de generación e inversión real del sistema eléctrico, lo que se manifiesta en consecuencias tanto desde el punto de vista social como privado. Es por ello fundamental disponer de buenos modelos de planificación con el fin de lograr las mejores decisiones desde el punto de vista técnico-económico.

Dado lo anterior, mientras más detalladamente se modele el sistema eléctrico y más se discretize el horizonte de planificación mayor será la calidad de los resultados obtenidos, sin embargo, en el caso de horizontes de planificación de larga duración el problema a resolver se torna muy complejo y el nivel de detalle será fundamental en los tiempos de convergencia de los computadores utilizados. De esta manera es necesario dividir los tipos de planificación en función del horizonte temporal en estudio, con el fin de utilizar un nivel de detalle del sistema eléctrico y un nivel de discretización temporal que sea acorde al período en estudio para la planificación.

Por lo tanto podemos clasificar la planificación del sector eléctrico en base a los horizontes temporales de planificación y las etapas temporales a considerar dentro de dicho horizonte. La elección de las variables a considerar para la toma de decisiones se realiza en base a los horizontes temporales de la planificación, ya que según el horizonte de planificación será necesario incluir o excluir variables que pueden o no ser fundamentales en la toma de decisiones. Por consiguiente la planificación se puede dividir en los siguientes tipos:

- a) Planificación de la inversión.
- b) Planificación de largo plazo.
- c) Planificación de mediano plazo.
- d) Planificación de corto plazo.
- e) Planificación de tiempo real.

Donde b),c),d),e) pertenecen a la planificación de la operación del sistema eléctrico, y a) corresponde a la planificación de la inversión del sistema eléctrico.

En la figura 1.7 se presenta el esquema general de planificación, donde se indican las principales variables de entrada a cada proceso de planificación, los horizontes de tiempo involucrados en cada proceso junto con las etapas temporales necesarias a modelar, y las salidas resultantes o decisiones.

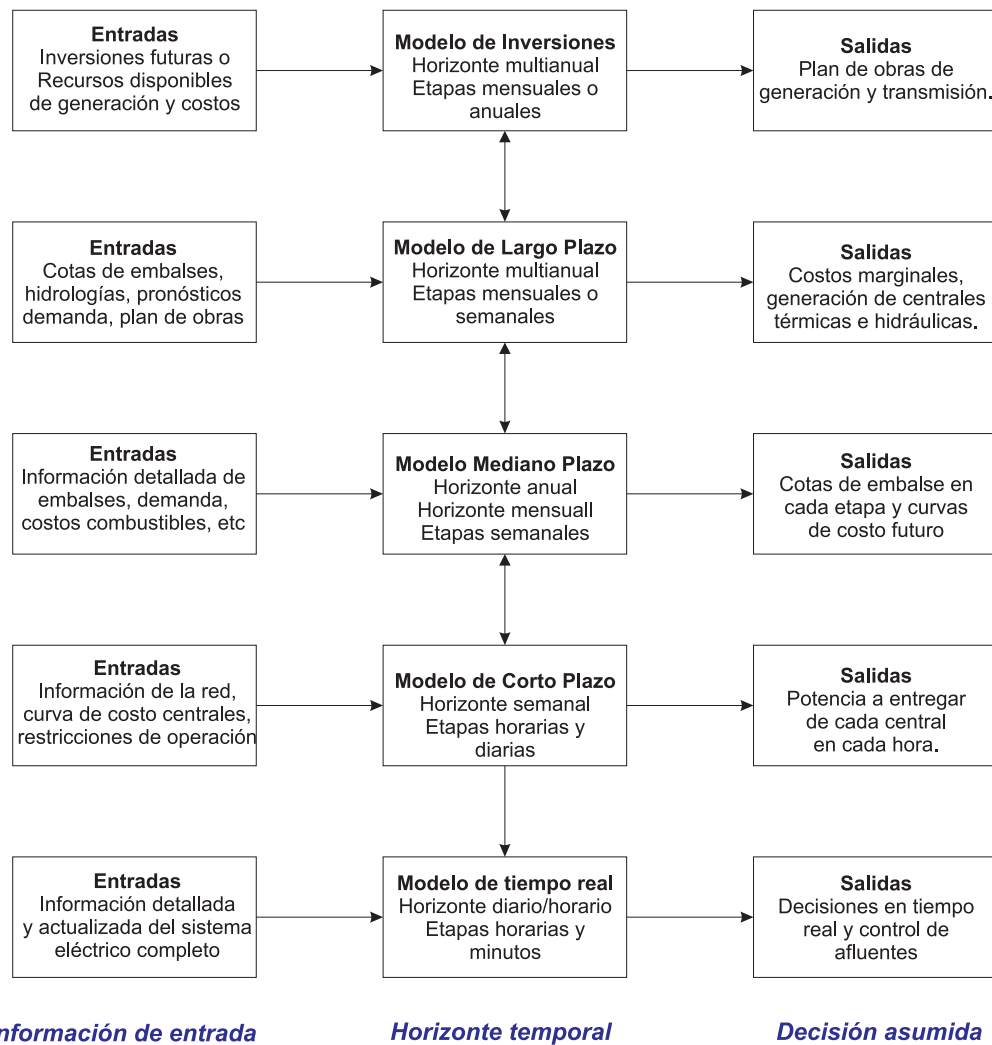


Figura 1.7: Esquema de planificación en base a horizontes de tiempo involucrados

### 1.2.2.a. Planificación de la inversión

**Objetivo** : La planificación de la inversión tiene por objetivo determinar los planes de obras óptimos tanto de generación como transmisión que minimicen los costos de operación e inversión a largo plazo. En el caso que se genere un plan de obras con inversiones realizadas anualmente, se puede realizar nuevamente la planificación pero con más detalle para determinar el plan con una resolución mensual que indica las fechas de puesta en servicio de las nuevas unidades e instalaciones del sistema de transmisión.

**Entradas** : Recursos térmicos e hidráulicos disponibles para la construcción de proyectos de generación, datos de entrada a la planificación de la operación a largo plazo ya que se deberán evaluar los planes de obras, proyectos de generación y transmisión en ejecución o propuestos por las empresas generadoras, etc.

**Etapas** : Horizonte de planificación de 10 a 15 años. Etapas anuales o mensuales.

**Salidas** : Plan óptimo de obras de generación y transmisión en el horizonte de planificación y fecha de puesta en servicio de las unidades generadoras, e instalaciones del sistema de transmisión.

**Técnicas matemáticas** : Programación lineal, métodos de descomposición (inversión-operación), algoritmos genéticos, algoritmos de búsqueda combinatoria, etc.

### 1.2.2.b. Planificación de la operación de largo plazo

**Objetivo** : La planificación de largo plazo tiene como objetivo optimizar la operación del sistema eléctrico para un horizonte de tiempo que puede ir desde 1 hasta 5 años considerando un plan de obras determinado. Generalmente se realiza para la determinación de indicadores para la tarificación del sistema de transmisión, y para generar los precios de nudo de los clientes regulados.

**Entradas** : En dicha planificación se optimiza el uso de los recursos térmicos e hidráulicos en base a proyecciones de demanda, ciclos hidrológicos determinísticos o estocásticos definidos, restricciones del sistema de transmisión, y convenios de riego de los embalses. Para la anterior se debe buscar en cada etapa del horizonte de planificación la operación que minimize la suma de los costos presentes más los costos futuros asociados al uso del recurso hidráulico de los embalses.

**Etapas** : El horizonte de planificación que va desde 1 hasta 5 años se divide en etapas mensuales o semanales dependiendo de los tiempos de regulación necesarios para los embalses grandes.

**Salidas** Las variables de salida o decisiones de la planificación de la operación de largo plazo son las cotas de los embalses al final de cada período, la potencia generada por centrales térmicas e hidráulicas, y los costos marginales esperados de operación.

**Técnicas matemáticas** :Las técnicas matemáticas en general utilizadas para resolver la planificación de largo plazo son la *Programación dinámica dual determinística (PDD)* o la *Programación dinámica dual estocástica(PDE)*.

#### 1.2.2.c. Planificación de la operación de mediano plazo

**Objetivo** : Tiene como objetivo realizar la programación mensual o semanal de la generación en base a una operación óptima, para un horizonte de planificación anual o mensual.

**Entradas** : Datos actualizados de los registros hidrológicos, datos de referencia obtenidos del modelo de operación de largo plazo, datos actualizados de los costos de combustibles, pronósticos de demanda, cotas de los embalses, funciones de costo futuro del recurso hidráulico(Valorización del agua en una función lineal por tramos).

**Etapas** : Horizonte de planificación que va desde meses hasta 1 año. Etapas mensuales o semanales

**Salidas** : Cotas de embalses, generación de centrales térmicas e hidráulicas, flujo por las líneas de transmisión,etc.

#### 1.2.2.d. Planificación de la operación de corto plazo

**Objetivo** :La planificación de corto plazo, determina la programación horaria, económica y confiable de la operación de cada unidad generadora del sistema. En esta etapa, se descomponen las potencias de generación semanales en asignaciones diarias y horarias, tomando en cuenta los efectos de corto plazo de control de los embalses.

**Entradas** : La modelación del problema de corto plazo es similar a la formulada en el mediano plazo, sin embargo, las predicciones de afluentes, demandas, disponibilidad de unidades generadoras e instalaciones de transmisión son más exactas.

**Etapas** : Horizonte de planificación semanal o mensual. Etapas horarias.

**Salidas** : Generación horaria de las unidades térmicas e hidráulicas.

### 1.2.2.e. Planificación de la operación en tiempo real

**Objetivo** : Bajo el conocimiento en tiempo real de la operación del sistema eléctrico, esta planificación consiste en la toma de decisiones respecto a las potencias a entregar por parte de las centrales en el rango de minutos sin violar los regímenes establecidos por la planificación de corto y mediano plazo, pero si con cierta flexibilidad en la toma de decisiones.

**Entradas** : Variables de operación del sistema eléctrico medidas en tiempo real (Potencias generadas de centrales en funcionamiento, flujos por las líneas, caudales en los embalses, etc).

**Etapas** : Planificación en tiempo real. Decisiones en el rango de minutos.

**Salidas** : Operación en tiempo real del sistema eléctrico, para el despacho de unidades generadoras.

### 1.2.3. Modelos de planificación utilizados en el SIC

#### 1.2.3.a. Modelos para planificar la inversión

Los principales modelos para planificar la inversión utilizados en el SIC consisten en evaluar distintos planes propuestos de inversión, sobre modelos que planifican la operación a largo plazo en forma detallada como el PLP y OSE2000.

#### 1.2.3.b. Modelos para coordinación hidrotérmica de mediano plazo

Los principales modelos utilizados para simular la operación del SIC a largo plazo son:

- a) Modelo de gestión óptima del Laja (GOL).
- b) Modelo de operación mensual del SIC (OMSIC).
- c) Modelo SDDP (*Stochastic dual dynamic programming*).
- d) Modelo OSE2000.
- e) Modelo PLP.
- f) Modelo PCP.

## Capítulo 2

# Planificación de largo plazo: estado del arte

### 2.1. Fundamentos de la planificación a largo plazo

Hasta mediados del siglo 60 los planes de expansión eran directamente ejecutados debido a que el crecimiento de la demanda era prácticamente constante y las tecnologías emergentes iban cada vez disminuyendo sus costos. Sin embargo en la medida que pasa el tiempo los sistemas eléctricos se tornan cada vez más complejos en su operación, la demanda aumenta sin un patrón bien definido, y las tecnologías disponibles para la generación son competitivas en el ámbito económico, las de bajo costo de inversión tienen un alto costo de operación. Por consiguiente los fundamentos del porqué es necesario la planificación de la expansión se pueden resumir en:

- La existencia de gran cantidad de tecnologías disponibles de generación y de sistemas eléctricos de gran envergadura, implican que los planificadores deben evaluar muchos planes de expansión en cuanto a tipo de central y tamaño, y en cuanto al punto de conexión en el sistema.
- Los costos de operación de centrales térmicas son muy sensibles a los costos de combustibles y su disponibilidad.
- Incertidumbre en el crecimiento de la demanda.
- Largos períodos de construcción de las centrales.
- Incertidumbre en las tasas de interés, que es fundamental para los inversionistas.
- Incertidumbre financiera.

- Por último el impacto ambiental también es un nuevo agente que se incorpora en la forma de realizar un plan de expansión, en algunos casos implica grandes costos en equipos para el control medioambiental.

Por consiguiente los planificadores no son capaces de tomar decisiones de la envergadura de los planificación de la expansión de manera intuitiva porque:

- Son muchas las variables que influyen en la toma de decisiones.
- Los parámetros de entrada escogidos son muy sensibles a posibles escenarios distintos durante el horizonte de planificación (efectos futuros no pronosticados, como sequías para los sistemas hidrotérmicos, o aumento considerable de los costos de combustible para centrales térmicas).
- Períodos de planificación muy extensos (10-30 años).

Para ayudar en el proceso de planificación a largo plazo se han creado muchas herramientas capaces de modelar los escenarios futuros en el sector eléctrico, y además herramientas capaces de modelar la simulación del mercado eléctrico, y optimizar las decisiones en cuanto a la generación de planes de obras de expansión. Los 2 principales modelos creados para realizar planificación de largo plazo son aquellos que:

- Simulan la operación económica del sistema eléctrico.
- Optimizan la expansión del sistema eléctrico.

### 2.1.1. Modelos que simulan la operación

Existen numerosos modelos que simulan la operación económica a largo plazo del sistema eléctrico en detalle, sin embargo no realizan ninguna optimización de la expansión del sistema y utilizan un plan de expansión definido para simular su operación económica. Los modelos que simulan la operación económica calculan los costos de operación similar a los programas que optimizan la expansión en generación, sin embargo realizan las simulaciones con un mayor nivel de detalle. Los modelos que simulan la operación tienen un costo de operación mucho menor que los que optimizan la expansión del sistema, debido a que solo se deben simular la operación de un solo plan. Sin embargo, dado el detalle con que simulan la operación y su rapidez de convergencia, son muy útiles para analizar planes de expansión con mayor profundidad, desde el punto de vista de los costos y la confiabilidad del sistema. En el caso de ser utilizados para generar planes de expansión óptimos su velocidad de convergencia no es tan elevada

como para simular miles de planes que sería el caso de modelos que optimizan la expansión, sino que más bien solo sirven para evaluar un número limitado de planes (pocos planes propuestos por el planificador en forma intuitiva, o los más económicos propuestos por el modelo de expansión). Los modelos que simulan la operación en detalle deben considerar:

- Salida forzada de las unidades generadoras y líneas.
- Plan de mantenimiento de las unidades y líneas de transmisión.
- Criterios de orden de abastecimiento de carga, reserva en giro y normas de operación (Caso de eólica en Chile libre inyección al sistema).
- Cálculo de los costos de producción eléctrica.
- Nivel de confiabilidad del sistema.
- Energía afluente de los ríos y la optimización del uso del recurso hidráulico de los embalses (solo para sistemas hidrotérmicos).

En la sección 2.3 se presentan algunos modelos de operación clásicos existentes.

### 2.1.2. Modelos que optimizan la expansión

Los modelos que optimizan la expansión del sistema eléctrico proponen planes de obras y requieren de un esfuerzo computacional mucho más elevado que los modelos de operación, debido a que deben evaluar los costos de operación para muchos planes de obra. Sin embargo los modelos de expansión no evalúan con mucho detalle los costos de operación del sistema eléctrico, sino más bien poseen modelos muy simplificados para el cálculo de los costos de operación.

Los modelos que optimizan la expansión del sistema eléctrico deben considerar:

- Modelamiento de los costos de inversión considerando las tasas de descuento, los valores de inversión, y los valores residual de las inversión. Un inventario completo de los costos de inversión de todas las centrales posibles, costos de combustibles, y costos fijos de operación y mantenimiento.
- Metodología para calcular el plan de expansión óptimo, bajo criterios específicos.

## 2.2. Esquemas de modelos utilizados en planificación de la expansión a largo plazo

Como fue presentado previamente en la sección 2.1 existen 2 grandes modelos para realizar la planificación de largo plazo, los que simulan la operación económica del sistema eléctrico a largo plazo y los que optimizan la expansión en generación del sistema eléctrico.

El esquema general de los modelos utilizados para realizar la planificación de largo plazo se presentan en la figura 2.1.

En la figura 2.1 se presenta la clara división entre los modelos utilizados para realizar la planificación a largo plazo, por una parte los modelos que simulan la operación a largo plazo, y por otro lado los que optimizan la expansión a largo plazo del sistema eléctrico, los cuales a su vez no son del todo independientes y en dos de los modelos de optimización presentados en la figura 2.1 (Modelo 1 y 3) interactúan con los modelos que simulan la operación a largo plazo. En el caso del Modelo 2 se evalúan los costos de operación de manera simplificada.

Como se mencionó en la sección 2.1, los modelos que simulan la operación también pueden ser utilizados para determinar planes de obras óptimos, sin embargo dado el nivel de detalle con que se simula la operación solo nos permite evaluar una pequeña cantidad de planes (debido al costo computacional) para poder determinar el más económico (mínimo costo de operación e inversión). Por lo tanto una primera forma de generar planes de obra óptimos es mediante la evaluación de planes de obra utilizando modelos que simulan la operación, sin embargo el resultado final solo nos asegura un *óptimo local* acotado a un rango finito de soluciones y no un *óptimo global*.

Una segunda forma de obtener planes de obra óptimos es mediante el uso de modelos que generen planes de expansión *óptimos globales*, sin embargo al tratarse de modelos que evalúan una cantidad elevada de planes de expansión la evaluación de los costos de operación a largo plazo se hace de manera simplificada. En los modelos clásicos de planificación de la expansión mediante la búsqueda de un *óptimo global*, la evaluación de los costos de operación se realiza en conjunto con los costos de inversión en cada etapa del horizonte de planificación, en otras palabras se va optimizando en paralelo la operación con la inversión de tal manera de evitar grandes esfuerzos computacionales. Hoy en día la existencia de computadores con procesadores de mayor velocidad permite utilizar modelos que combinen las técnicas de evaluar planes haciendo uso de modelos de operación más detallados, junto con técnicas de búsqueda de plan de obras *óptimo global*.

En la figura 2.2 se presentan esquemáticamente los tipos de modelos aplicados en

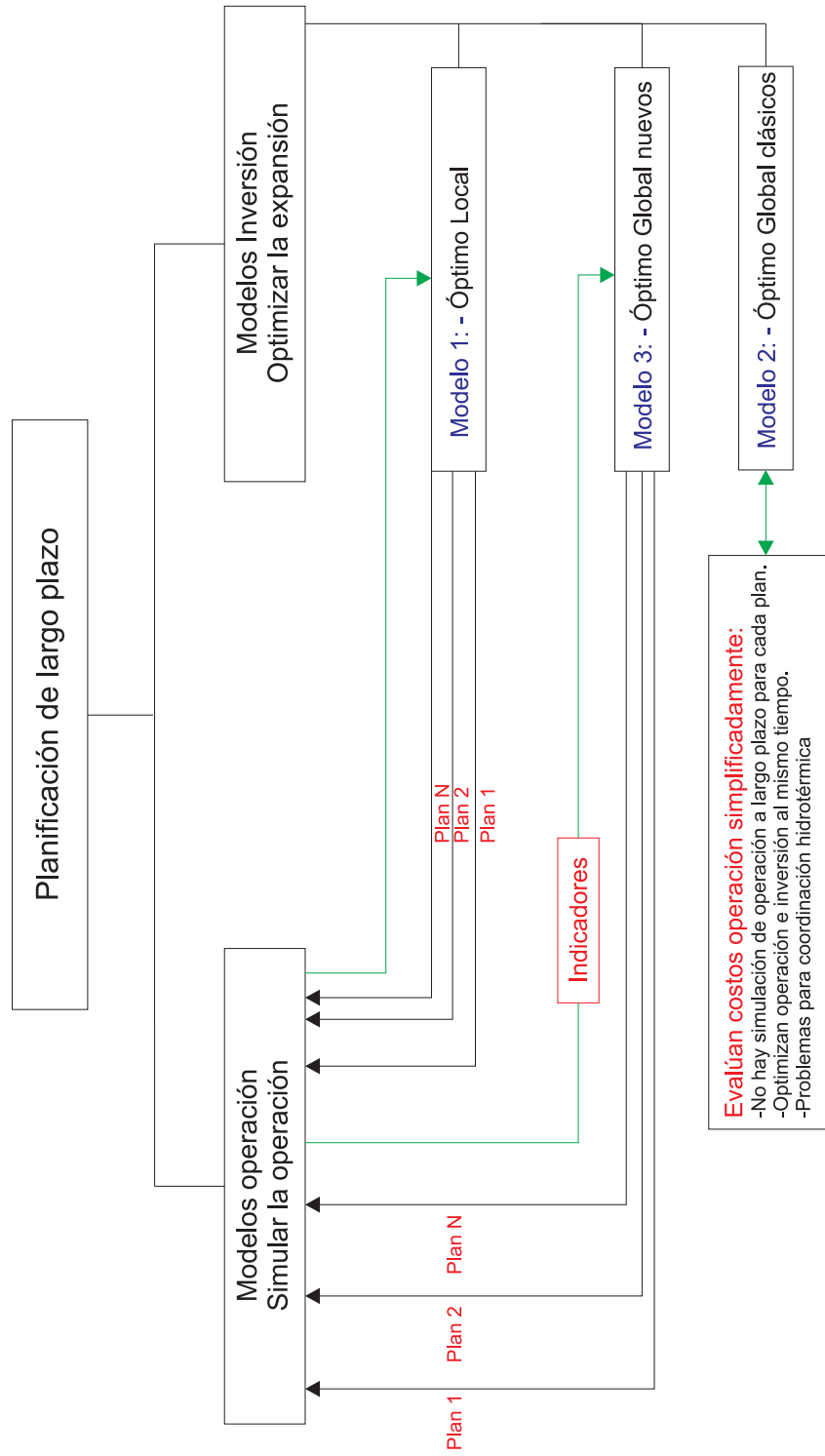


Figura 2.1: Esquemas de los modelos de planificación de largo plazo

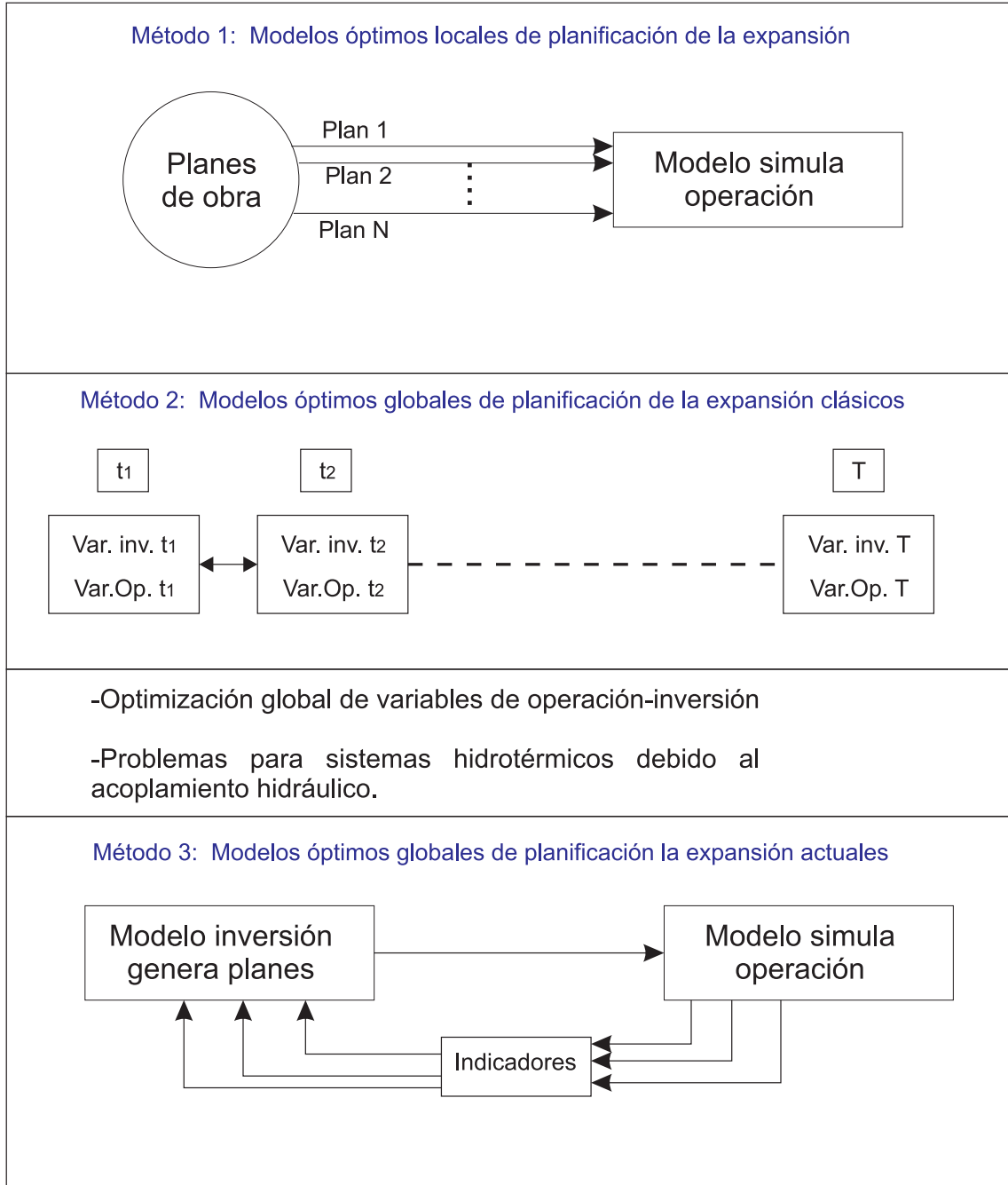


Figura 2.2: Esquemas de los modelos de planificación de la expansión

planificación de la expansión<sup>1</sup>, el primero corresponde a la evaluación directa de planes de obras (búsqueda de *óptimo local*), el segundo corresponde a los métodos clásicos de optimización de la expansión (búsqueda de *óptimo global*), y el tercero corresponde a las técnicas actuales de optimización de la expansión (búsqueda de *óptimo local*).

### 2.2.1. Modelos óptimos locales de planificación de la expansión

Para aplicar esta metodología se debe disponer de una herramienta computacional que simule la operación económica a largo plazo del sistema eléctrico. Mediante la evaluación de un conjunto finitos de planes de expansión se selecciona el que minimice los costos de operación e inversión. Dicho modelo puede ser un complemento de los modelos de búsqueda global, por consiguiente se pueden seleccionar una cantidad finita de los mejores planes de salida del modelo de búsqueda global, y luego simularlos con más detalle usando la herramienta de evalúa la operación con más variable, y así de esta manera elegir el plan más económico. En teoría el mejor plan de expansión debería coincidir con el mejor plan de salida del modelo de búsqueda global, sin embargo si el nivel de detalle utilizado para evaluar la operación en el modelo de búsqueda global es muy simplificada, los resultados finales podrían indicar que al evaluar la operación más al detalle otro plan sea el más económico.

### 2.2.2. Modelos óptimos globales de planificación de la expansión clásicos

Los modelos óptimos globales clásicos para realizar la planificación de la expansión tienen como objetivo generar planes de obra óptimos económicos. Si consideramos como ejemplo el modelo WASP [5] que utiliza programación dinámica, son muchos los estados<sup>2</sup> en cada año del horizonte de planificación, lo que implica evaluar los costos de operación del sistema un número extenso de veces. En los modelos clásicos se van optimizando las variables de inversión y operación en conjunto mientras los programas están iterando, con lo que la cantidad de variables es muy elevada y por este motivo es necesario evaluar los costos de operación de manera simplificada.

En este tipo de modelos es complejo incorporar sistemas eléctricos de naturaleza hidrotérmica, más aún si la naturaleza de operación del sistema es predominantemente hidráulica (como lo es el caso del SIC en Chile), debido a que no es posible tratar de manera adecuada la optimización del recurso hidráulico, que va variando en la medida que se dispone de planes de obra distinto. Es por ello que el método que utilizan los modelos clásicos, en que se va optimizando en conjunto la operación con la inversión en cada iteración, no son muy adecuados para generar planes de obra en sistemas eléctricos

<sup>1</sup>De la figura 2.1 corresponden a los modelos 1,2 y 3 que optimizan la expansión

<sup>2</sup>Los estados son cantidad de planes distintos a evaluar en cada año del horizonte de planificación

predominantemente hidráulicos.

### 2.2.3. Modelos óptimos globales de planificación de la expansión actuales

En los modelos clásicos que generan planes de obra óptimos se utilizaban métodos que optimizaban el problema en forma completa inversión-operación y no se veía clara la división entre ambos sub-problemas, por su parte en la mayoría de ellos los costos de operación eran considerados con mucha simplicidad. Los métodos actuales generan planes de obra óptimos utilizando modelos que simulan la operación para evaluar planes, por lo que los podríamos considerar un caso particular de los modelos que simulan la operación, sin embargo, los planes que se evalúan no son planes definidos y limitados sino más bien planes que se van generando en la medida que el programa va iterando y convergiendo a una solución óptima, con lo que a la vez también podríamos considerarlos como un caso particular de los modelos clásicos que generan planes de obras óptimos globales.

Debido al aumento considerable de la velocidad de los procesadores de computadora hoy en día es posible simular la operación con mucho más detalle que antaño y con tiempos de convergencia muchísimo menores, es por ello que actualmente surge como alternativa evaluar planes de obras definidos para un horizonte completo de planificación utilizando modelos que simulan la operación a largo plazo con detalle, dicha alternativa no era posible antaño. A pesar de que hoy en día se puede simular la operación muy rápido y para muchos planes de obra, dichos planes no se escogen al azar, más bien en la medida que se simula la operación de un determinado plan se van generando indicadores matemáticos que permiten que los próximos planes que se vayan generando automáticamente sea mejores que los planes previamente escogidos, de tal manera de converger después de una cantidad finita de iteraciones a un plan *óptimo global*.

Si bien se clasificaron las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión en cuanto a la naturaleza de su metodología, más adelante se describirán las técnicas matemáticas utilizadas para resolver los problemas de optimización involucrados en los esquemas. En algunos casos las técnicas matemáticas utilizadas para optimizar, pueden ser las mismas en distintos esquemas, pero aplicadas con un enfoque diferente.

## 2.3. Algoritmos para simular la operación a largo plazo

El objetivo de los modelos que simulan la operación es determinar la generación de las unidades del sistema para cada período en cuanto a potencia y energía, determinar los costos de operación y la confiabilidad del sistema, considerando la naturaleza

estocástica de algunas variables como lo son la salida de las unidades térmicas, y las hidrologías en el caso de sistemas hidrotérmicos.

### 2.3.1. Método de Montecarlo

El método de Montecarlo consiste en simular la operación del sistema eléctrico para un número determinado de veces, cada vez que se simula la operación se genera una serie aleatoria de unidades que estarán fuera de servicio por salida forzada o mantenimiento en cada período del horizonte de planificación. Por otra parte en cada una de esas simulaciones se generan series hidrológicas aleatorias en el caso de sistemas hidrotérmicos. Finalmente se obtienen los costos esperados de las simulaciones, junto con la confiabilidad del sistema para los distintos escenarios [6].

### 2.3.2. Simulación probabilística integrando la curva de carga

Éste método consiste en determinar la operación del sistema mediante la representación de la demanda por una función de probabilidad, de ésta manera la función de probabilidad de la demanda es cubierta por las unidades generadoras en base a una lista de orden de méritos (ordenadas de menor a mayor en sus costos unitarios de operación a plena carga). Éste método considera el efecto de salida forzada de las unidades térmicas, y el efecto estocástico de las hidrologías en el caso de sistemas hidrotérmicos, para poder considerarlos se utilizan técnicas de convolución [6]. Lo siguientes métodos son los más usados:

- Series de expansión de Fourier.
- Aproximación mediante función lineal por tramos.
- Aproximación de acumulación.

### 2.3.3. Simulación de la operación mediante programación dinámica

El método de la programación dinámica para simular la operación económica de largo plazo de un sistema eléctrico es utilizado principalmente para determinar la operación de sistemas eléctricos de naturaleza hidrotérmica [7]. Para sistemas eléctricos cuyo recurso energético es predominantemente hidráulico las principales variables de decisión serán el uso de agua de los embalses, teniendo estas consecuencia directa en los costos futuros de operación del sistema eléctrico (Ver figura 2.5). Debido a lo anterior es necesario definir trayectorias del uso de agua de los embalses, de tal manera de determinar la trayectoria que optimiza el uso del recurso hidráulico de los embalses, en

otras palabras escoger la trayectoria que minimice los costos de operación del sistema hidrotérmico. En la figura 2.3 se presenta la metodología de la programación dinámica para coordinación hidrotérmica, donde se distingue la discretización del espacio de estados (Estados: Volumen de agua embalsado al final de cada etapa), y las trayectorias posibles determinadas por el uso del recurso hidráulico y los afluentes.

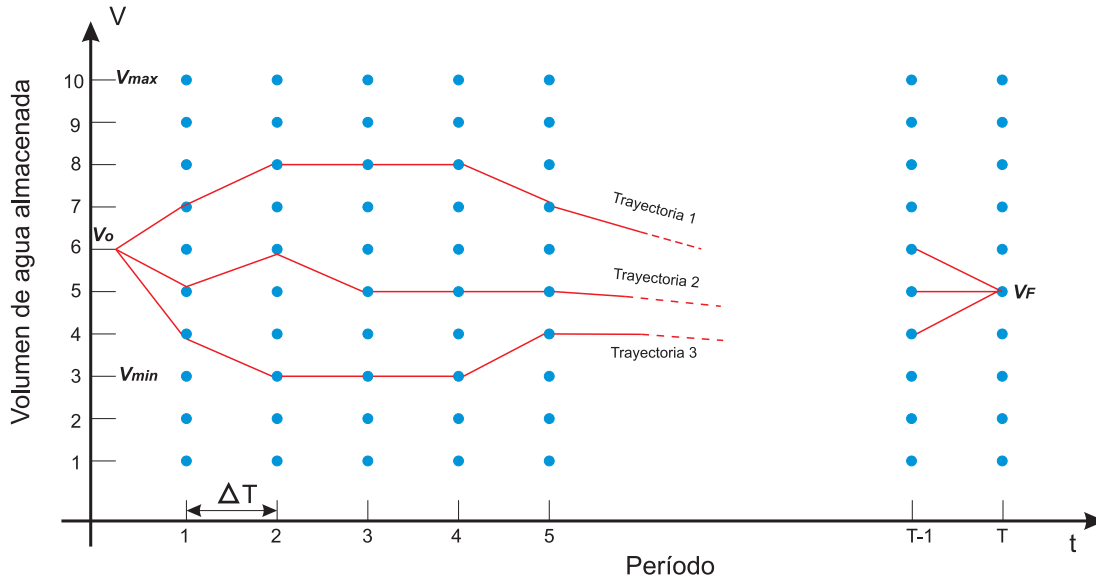


Figura 2.3: Trayectorias de uso de agua de embalses usando programación dinámica

La ecuación que modela el uso de agua de los embalses es la siguiente

$$V_{t+1} = V_t + \Delta t(r_t - q_t - s_t) \quad (2.1)$$

$V_t$ : Volumen de agua embalsada al final de la etapa  $t$ .

$r_t$ : Caudal afluente al embalse en la etapa  $t$ .

Donde:  $q_t$ : Caudal utilizado (generación) para generar energía en la etapa  $t$ .

$s_t$ : Caudal vaciado (vertimiento) en el embalse en la etapa  $t$ .

$\Delta t$ : Duración temporal de las etapas.

De la ecuación 2.1 se puede distinguir que según los niveles de afluente o, en otras palabras las hidrologías posibles, algunas trayectorias de la figura 2.3 no son posibles debido a falta o exceso de agua.

Considerando que las hidrologías son de naturaleza estocástica, se pueden simular varias series hidrológicas para finalmente determinar los costos esperados de operación a largo plazo, y las cotas de embalse óptimas en cada etapa para cada serie hidrológica.

Los modelos de operación GOL y OMSIC utilizaban programación dinámica estocástica y fueron utilizados por el CDEC-SIC en la planificación de la operación del SIC en la década de los 80's y 90's respectivamente.

**2.3.4. Simulación de la operación mediante programación dinámica dual estocástica y determinística (SDDP)**

Al igual que los métodos de programación dinámica tradicional, la programación dinámica dual es una herramienta utilizada para simular la operación de sistemas eléctricos de naturaleza hidrotérmica. Se diferencia de los 2 primeros métodos (secciones 2.3.1, 2.3.2) en que la operación del recurso hidráulico no es predefinida en cuanto a un factor de planta de operación para cada hidrología, sino que más bien se optimiza el uso del recurso hidráulico de los embalses durante el horizonte de planificación en base a hidrologías determinísticas o estocásticas.

Por otra parte se diferencia del método de programación dinámica tradicional en que no es necesario discretizar el espacio de estado de los volúmenes de embalsado, sino que más bien se dispone de un espacio de estado continuo (Ver figura 2.4) para las cotas de los embalses [4].

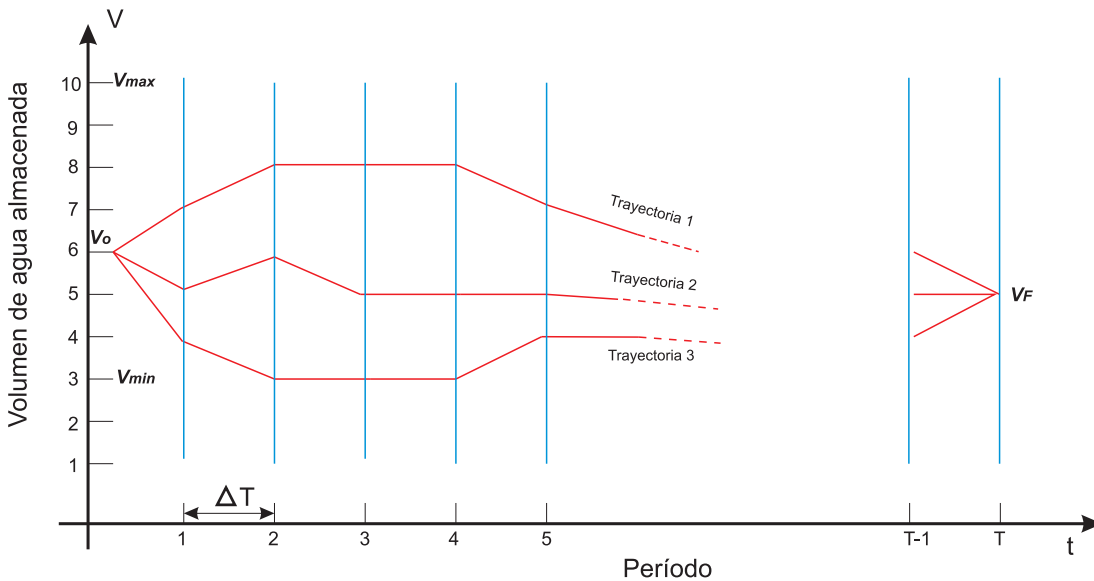


Figura 2.4: Trayectorias continuas de uso de agua de embalses usando programación dinámica dual

Este tipo de programación dinámica consiste en una serie de desviaciones secuenciales del uso del recurso hidráulico en base a los costos presentes de generación térmica, y los costos futuros de operación debido al uso del recurso hidráulico (Ver sección D.2.4 del apéndice). En otras palabras en cada etapa se debe minimizar el costo de operación presente más la función de costo futuro asociada al uso del recurso hidráulico (Ver figura 2.5).

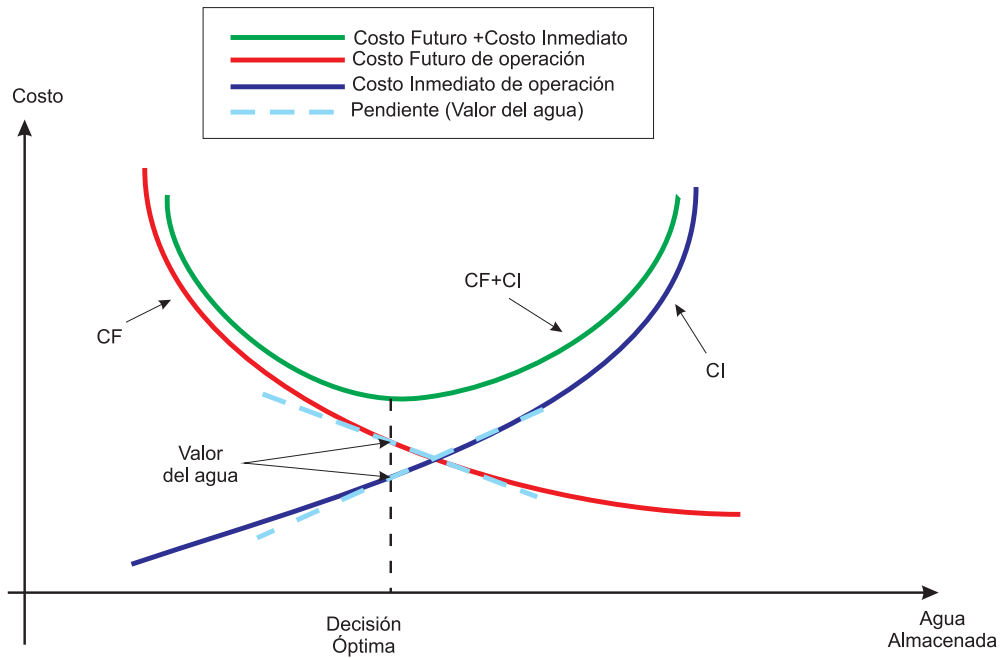


Figura 2.5: Funciones de costo presente y futuro de operación del sistema, en términos del uso del recurso hidráulico

Ejemplos de modelos utilizados en Chile que utilizan esta metodología son el modelo OSE2000 utilizado por la CNE para la fijación de precios de nudo, el modelo GOL (Gestión óptima del Laja), y el modelo PLP (Programación de Largo Plazo).

Para más detalle de la metodología utilizada en la programación dinámica dual ver trabajos de *Mario Pereira*, en específico la referencia [4]. Más detalles y explicación en la sección 3.2 y el anexo C.

## 2.4. Algoritmos que optimizan un plan de expansión en generación

En la optimización de la capacidad de generación de las centrales eléctricas, las desviaciones a tomar son respecto del tipo de central, el tamaño, la ubicación en el sistema de transmisión, y la fecha de puesta en servicio durante el horizonte de planificación. El objetivo es generar un plan de obras óptimo económico desde el punto de vista de la capacidad y tipo de central, pero sin perder de vista la confiabilidad del sistema eléctrico. Los tipos y capacidad de las centrales a instalar dependen de sus costos de inversión y sus costos operativos, lo que hace que varias alternativas sean posibles de instalar si consideramos que las centrales nucleares o a carbón son de costos de inversión elevado pero de costos de operación bajo, y el caso de centrales a gas y diesel los costos de operación son elevados pero los costos de inversión son menores.

### 2.4.1. Técnicas clásicas (1970 en adelante)

Los modelos clásicos utilizados para generar planes de obras óptimos utilizan la metodología presentada en la sección 2.2.2 y corresponden al método 2 de la figura 2.2. Las técnicas matemáticas utilizadas [6] en la optimización son:

#### 2.4.1.a. Programación dinámica

Los modelos de programación dinámica simulan una gran cantidad de planes de operación haciendo uso de esta técnica. El programa más conocido internacionalmente que utiliza esta metodología es WASP (*Wien Automatic System Planning Package*) [8], [6]. En este modelo las variables de estado son el número de unidades de cada tipo existentes en cada período, las variables de control son el número de unidades adicionales de cada tipo a conectar, y el incremento de las variables de control se realiza anualmente (inversiones anuales). Luego utilizando la técnica de la programación dinámica se simulan todos los caminos posibles de inversión con sus respectivas restricciones de inversión, y el resultado es aquel camino que minimize tanto los costos de operación como inversión. La desventaja de este modelo es que debemos discretizar el espacio de estado, y aún así se deben simular una gran cantidad de planes de inversión.

#### 2.4.1.b. Optimización año a año

La optimización año a año consiste en dividir el horizonte de planificación en años, y generar un plan óptimo para cada año del horizonte de planificación de manera

independiente, los costos de los años posteriores simplemente se estiman mediante indicadores o simplemente proporcional al año en estudio. Este tipo de optimización se puede realizar en forma estática o dinámica, en el caso estático se resuelve cada año en forma independiente buscando el óptimo, sin embargo en el caso dinámico se utiliza programación dinámica [9], [10].

#### 2.4.1.c. Programación lineal, lineal entera mixta, y no lineal

**Programación lineal** Existen numerosas aplicaciones que utilizan la programación lineal para solución del problema de expansión de largo plazo, y muchas han sido aplicadas satisfactoriamente [11], [12]. Sin embargo el uso de la programación lineal en vez de la programación dinámica en la planificación de la expansión a largo plazo aún es considerada un gran desafío por varios motivos:

- Todas las variables dependientes deben ser expresadas o aproximadas por funciones lineales.
- Incorporar la variable estocástica de salida forzada de las unidades generadoras en el problema de programación lineal es complejo.
- Al ser las variables de la generación a instalar continuas, las soluciones deben aproximarse a los planes discretos posibles.

En sistemas de naturaleza hidrotérmica la salida forzada de las unidades no es relevante y de esta manera la programación lineal se hace más razonable de aplicar.

**Programación lineal entera mixta** La naturaleza discreta de las unidades generadoras puede ser tratada mediante programación lineal entera mixta, sin embargo, en la medida que la cantidad de variables discretas aumenta, el costo computacional es muy elevado.

**Programación no lineal** La programación no lineal es utilizada solo en casos que existe dependencia no lineal de algunas variables, sin embargo se aplica solo en casos muy especiales.

#### 2.4.1.d. Control óptimo

En esta teoría la búsqueda de la solución usa solo información local, que corresponde al gradiente de la función de costo total respecto de las variables de control. El problema

tiene solución si se cumplen los principios de optimalidad necesarios para resolver un problema dinámico no lineal diferenciable. Dicha condición de optimalidad en este caso sería que la función de costo sea convexa para poder ser minimizada. Por lo tanto en el caso que la función de costo total sea convexa respecto de las variables de control, el mejor modelo para resolver el problema es el del control óptimo, ya que el número de simulaciones de operación no depende exponencialmente del número de variables de control como lo es el caso de la programación dinámica [6].

### 2.4.2. Técnicas actuales y emergentes

Ante el aumento considerable de la velocidad de los actuales procesadores de computadora, hoy en día es posible modelar de mejor manera los sistemas eléctricos y, a la vez incorporar técnicas en la solución de los problemas de planificación de la expansión que antes no podían ser utilizadas dada la dimensionalidad de las variables.

El problema de planificación de la expansión es considerado un problema de programación no lineal entero mixto de gran escala, dado lo anterior es un problema que necesita mucho recurso computacional para ser resuelto, de esta manera a pesar del aumento de la velocidad de los computadores el problema completo inversión-operación en forma global con un buen nivel de detalle desde el punto de vista de la modelación del sistema aún no es resuelto, en especial en el caso de sistemas hidrotérmicos. Para el caso de sistemas puramente térmicos el problema se simplifica en gran medida debido a la no existencia de acoplamiento temporal de las variables hidráulicas, y la no existencia de la naturaleza estocástica de las hidrologías, sin embargo los sistemas térmicos también son de naturaleza estocástica en el caso que se consideran las salidas forzadas de las unidades térmicas.

Los modelos actuales y emergentes utilizados para generar planes de obras óptimos utilizan la metodología presentada en la sección 2.2.3 y corresponden al método 3 de la figura 2.2. Las técnicas matemáticas utilizadas [6] en la optimización son:

**Método de descomposición de Benders** Ver referencias [13] y [14].

**Método de Branch and Bound** Ver referencia [13].

**Técnicas de inteligencia artificial** Técnicas de inteligencia artificial se presentan en las referencias [15], [16] y [17].

Dentro de las técnicas de inteligencia artificial destacan:

- a) Algoritmos genéticos

- b) Enjambre de partículas
- c) Colonia de hormigas

## 2.5. Programas que simulan la operación

En esta sección se describen algunos programas usados en el problema de planificación de la operación de largo plazo.

### 2.5.1. Over-Under Model

El *Over-Under Model* fue desarrollado por la EPRI y está diseñado para simular la operación de un sistema eléctrico. El método que utiliza este modelo es la *simulación probabilística* [18].

### 2.5.2. Production Cost Analysis program (PROCOST)

El programa PROCOST está diseñado para simular la operación de un sistema eléctrico separado por regiones interconectadas [19]. El método que utiliza este modelo es el *Método de Monte Carlo*.

#### 2.5.2.a. Production Cost and Reliability System for Electric Utilities (PROMOD-III)

El programa PROMOD-III está diseñado para evaluar los costos de operación y la confiabilidad del sistema eléctrico [20]. Se aplica el método de *simulación probabilística* pero de una manera adaptada con el fin de incorporar los siguientes puntos:

- Despacho económico con factores de penalización por transmisión.
- Contaminación ambiental en el modelo de despacho.
- Simulación de la operación de un sistema multi-area.

### 2.5.3. Production Costs Simulation Program (PCS)

El programa PCS [21] está desarrollado para simular la operación en un horizonte de planificación que va desde meses hasta 1 año. Este programa utiliza el método de la *simulación probabilística (basada en una función lineal por tramos)*, y para expandir la función de probabilidad de la demanda utiliza la aproximación lineal por tramos.

#### 2.5.4. Stochastic dual dynamic programming (SDDP)

El detalle de la programación dinámica dual estocástica se presenta en diversos trabajos y publicaciones de *Mario Pereira*, en específico se utilizó la referencia [4] del mismo autor. En el anexo C, se presenta un resumen y explicación de la referencia utilizada.

### 2.6. Programas que optimizan la expansión

En esta sección se describen algunos programas usados en el problema de planificación de la expansión de largo plazo.

#### 2.6.1. Wien Automatic System Planning Package (WASP)

Fue desarrollado en Estados Unidos por *Tennessee Valley Authority (TVA)* y *Oak Ridge electric systems models 373 National Laboratory (ORNL)*, y es uno de los programas más populares y utilizados en la solución del programa de planificación de la expansión.

En el modelo WASP un período de 1 año es dividido en 12 sub-períodos, donde para cada uno de ellos se realiza una simulación probabilística. La curva de duración de la demanda en la simulación probabilística es expandida haciendo uso de series de Fourier. La decisión óptima del plan de expansión se obtiene mediante la aplicación de la “*programación dinámica hacia adelante*” (o progresiva).

#### 2.6.2. Optimized Generation Planning Program (OGP)

El modelo OGP fue desarrollado por la compañía GENERAL ELECTRIC, con el indicador LOLP (*Loss of load probability*) como criterio de confiabilidad. Se diferencia del modelo WASP porque utiliza el método de optimización “*año a año*”.

#### 2.6.3. Electric generation expansion analysis system (EGEAS)

El EGEAS fue desarrollado por la EPRI (*Electric Power Research Institute*). Este programa puede funcionar como modelo de planificación que evalúa planes de inversión, así como también como modelo de planificación que genera planes de obra óptimos [22].

- a) El modelo de planificación que simula la operación que utiliza este programa es la *Simulación probabilística que integra la curva de carga* mediante dos de las

técnicas existentes para su resolución, mediante una representación analítica de la curva de duración de la demanda, y mediante la aproximación mediante una función lineal por tramos.

b) Los modelos de planificación que genera planes de obra óptimos utilizados son:

- *Programación lineal*
- *Programación dinámica*
- *Descomposición de Benders generalizada*
- *Optimización año a año*

#### 2.6.4. National investment model (MNI)

Este programa fue desarrollado por la *Electricité de France (EDF)*. La metodología que utiliza para resolver el problema de planificación de la expansión es el *Método del control óptimo*<sup>3</sup>.

#### 2.6.5. Capacity Expansion and Reliability Evaluation System (CERES)

El principio básico del programa CERES es similar al del modelo WASP. El método utilizado por el programa CERES [23] es un híbrido entre la *Simulación probabilística integrando la curva de carga (mediante aproximación por una función lineal por tramos)*, junto con el método de la *Programación dinámica*.

#### 2.6.6. Westinghouse Interactive Generation Planning (WIGPLAN)

El programa WIGPLAN [24] está desarrollado para generar planes de obras óptimos de expansión, la técnica utilizada para la optimización son:

- *Método año a año estático.*
- *Método año a año dinámico.*
- *Optimización global usando programación dinámica.*

Los programas presentados anteriormente son algunos de los más importantes utilizados para la solución del problema de expansión en generación, sin embargo en la referencia [6] se presentan algunos programas adicionales utilizados.

---

<sup>3</sup>Ver apéndice B de [6]

## 2.7. Programas usados en Chile para simular la operación y para generar plan de expansión en generación

### 2.7.1. Programas que simulan la operación

**Modelo GOL** (*Gestión óptima del Laja*) Dicho modelo fue utilizado en el SIC en la década de los 80's, y hasta el año 1991.

**Modelo OSE2000** (*Operación del sistema eléctrico 2000*) Utilizado por la CNE desde el año 2005.

**Modelo OMSIC** (*Operación mensual del SIC*) Se utilizó en en SIC en la década de los 90's, desde 1991 hasta el año 2000.

**Modelo SDDP** (*Stochastic dual dynamic programming*) Es el programa base y modelo de referencia para los modelos PLP, PCP y OSE2000.

**Modelo PLP** (*Programación de largo plazo*) y **PCP** (*Programación de corto plazo*) Son utilizados por el CDEC-SIC desde el año 2001.

### 2.7.2. Programas que optimizan la expansión

Para optimizar la expansión en el SIC, son utilizados programas que simulan la operación a largo plazo para evaluar planes tentativos de inversión a largo plazo. Entre ellos se utilizan el modelo PLP y OSE2000.

## Capítulo 3

# Metodología utilizada expansión a largo plazo

### 3.1. Esquema general de las metodologías utilizadas

Para resolver el problema de expansión del parque generador, es necesario realizar la interacción entre dos principales sub-problemas.

- Sub-problema de Inversión (Primera Etapa-*Master Problem*)
- Sub-problema de Operación (Segunda Etapa)

La solución del problema de optimización general, que consiste en minimizar los costos de operación e inversión se realizó utilizando la técnica de *Descomposición de Benders*, en la que el problema general se desacopla en los 2 sub-problemas mencionados previamente. En el primer problema (*Master Problem*) se determinan los planes óptimos de expansión considerando los costos de inversión y los costos estimados de operación, y en el segundo problema (Sub-problema de operación) se calcula el costo de operación real del sistema para dicho plan de expansión. En la solución del sub-problema de operación se obtienen nuevos cortes de Benders que permiten ir corrigiendo en cada iteración las estimaciones del costo de operación. En la medida que ambos sub-problemas van iterando, se van agregando cortes de Benders adicionales que permiten construir de mejor manera la función de costo de operación, de tal manera de lograr que el óptimo del primer sub-problema (*inversión + operación estimada*) coincida con la suma de los costos de inversión y operación óptima real.

El esquema de la metodología utilizada para resolver el problema de optimización de la inversión se presenta en la figura 3.1.

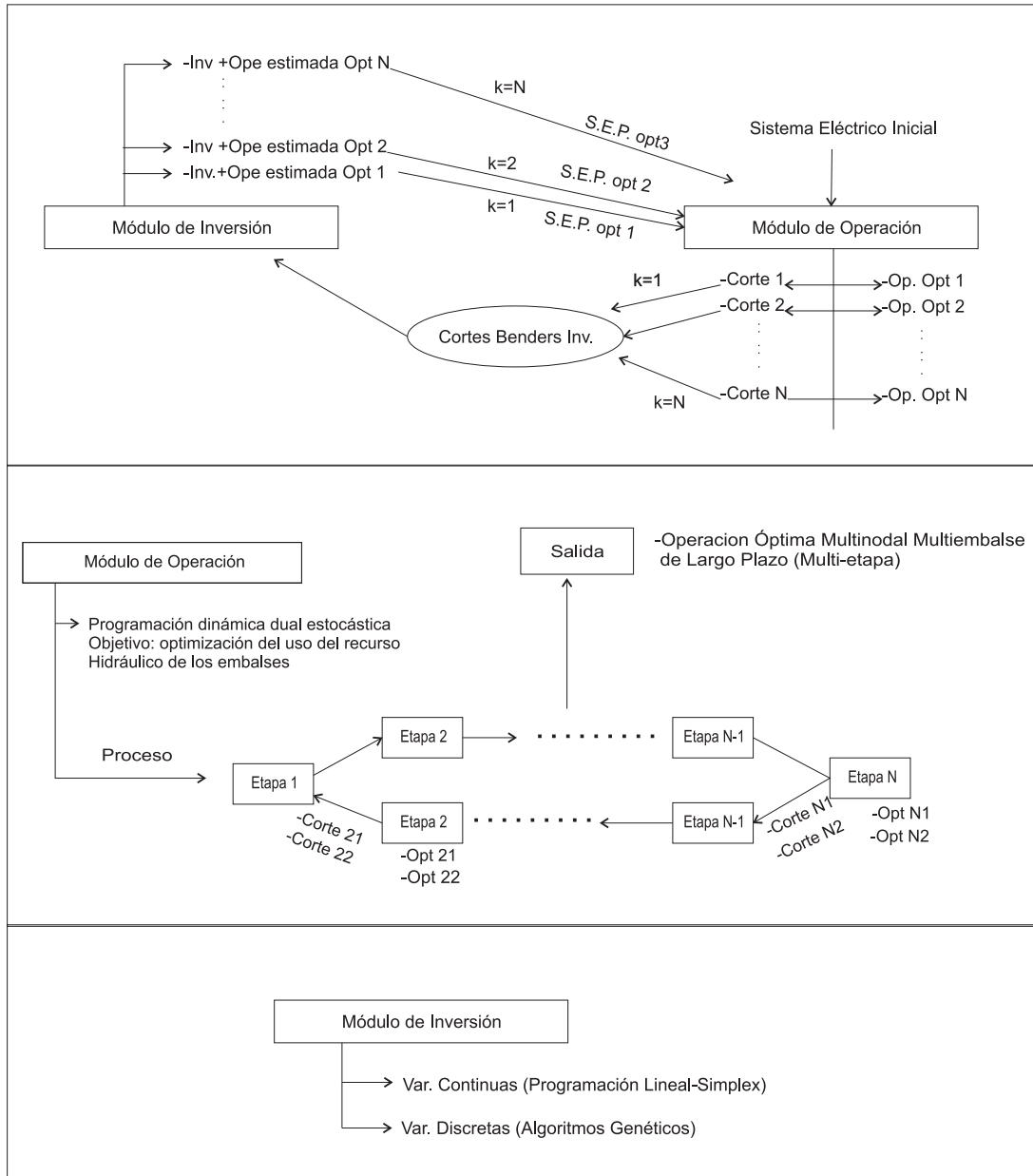


Figura 3.1: Explicación algoritmo

## 3.2. Metodología sub-problema de operación: *Programación dinámica dual estocástica de N etapas (SDDP)*

La metodología utilizada para resolver el sub-problema de optimización de la operación a largo plazo es la “*programación dinámica dual*”. En adelante la explicación de la metodología (*Stochastic dual dynamic programming*) se basa en el modelo propuesto por *Mario Pereira*, la referencia [4] es la base utilizada para su comprensión y posterior aplicación. En esta sección se hará una explicación en forma esquemática a la metodología “*programación dinámica dual estocástica*” propuesta por *Mario Pereira*.

### 3.2.1. Justificación de la elección de la metodología

El motivo principal de la elección de dicha metodología para resolver el problema de optimización de la operación tiene que ver con la naturaleza del problema a resolver.

El problema de optimización de la operación de largo plazo consiste en determinar cuánta será la potencia generada por cada tipo de generador conectado en cada barra del sistema eléctrico y en cada etapa del horizonte de planificación.

Para sistemas de naturaleza puramente térmicos, la optimización de las variables en cuestión es independiente entre cada período del horizonte de planificación ya que no existen restricciones que acoplen variables de distintas etapas del horizonte de planificación <sup>1</sup>, dado lo anterior es posible resolver el problema completo de operación largo plazo de manera descompuesta, optimizando la operación del sistema eléctrico de manera independiente en cada etapa del horizonte de planificación.

Por otra parte, para sistemas de naturaleza hidrotérmica como es el caso del SIC de Chile, la optimización de las variables en cuestión no es independiente entre cada etapa del horizonte de planificación ya que existe un acoplamiento temporal entre las variables de generación hidráulica, que tiene que ver con la cantidad de agua utilizada en cada etapa del horizonte de planificación. Un mal uso del recurso hidráulico existente en los embalses, puede originar elevados costos de operación térmica en las siguientes etapas del horizonte de planificación. Por lo tanto para sistemas hidrotérmicos la principal variable que acoplará las decisiones en el horizonte de planificación será el volumen de agua al final de cada período en cada embalse. En la figura 3.2 se representan las consecuencias económicas que generan las decisiones sobre el uso de los embalses.

---

<sup>1</sup>En sistemas térmicos no existe acoplamiento evidente entre variables de distintos períodos, lo anterior es sin considerar los costos de encendido y apagado de centrales térmicas

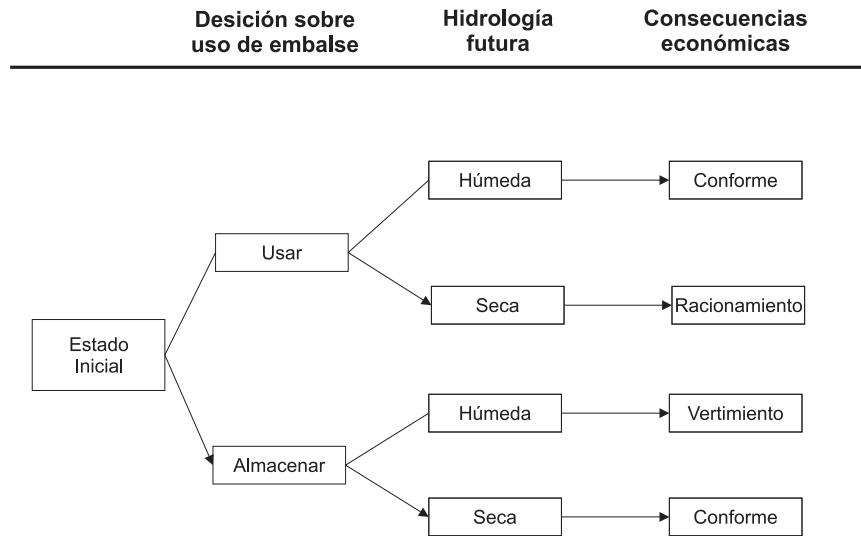


Figura 3.2: Diagrama de decisiones coordinación hidrotérmica

Otro aspecto fundamental a considerar es la naturaleza estocástica del recurso hidráulico, el cual dificulta aún más el proceso de optimización de la operación de largo plazo para sistemas eléctricos hidrotérmicos.

Dado lo anterior el problema de optimización de la operación a largo plazo para sistemas eléctricos hidrotérmicos es bastante complejo, ya que el acoplamiento temporal entre variables hace que el problema de optimización no pueda ser tratado directamente de forma descompuesta, y por lo tanto el problema completo de optimización de la operación de largo plazo posee un número de variables proporcional al número de etapas consideradas en el horizonte de planificación, lo que a la vez aumenta exponencialmente el tiempo de convergencia utilizado por las herramientas computacionales para optimizar. Sin embargo, la naturaleza del problema de optimización de la operación de largo plazo de un sistema eléctrico hidrotérmico, permite que el problema pueda ser tratado en forma descompuesta mediante el uso de la técnica de los cortes de Benders. En general las únicas variables de acoplamiento de las etapas temporales son las que tienen que ver con el uso del agua de los embalses, lo que hace que la estructura del problema sea más bien en bloque, y en estas circunstancias el problema descompuesto vía cortes de Benders es más eficaz (respecto de los tiempos de convergencia) que el tratamiento del problema en forma completa.

Finalmente se utiliza la programación lineal para resolver los problemas de optimización, ya que existen software capaces de resolver problemas de optimización lineal

con gran eficacia<sup>2</sup>.

La estructura del problema completo de optimización de la operación se presenta en (3.1) y (3.2).

$$F.O. = Min \quad C_1X_1 + C_2X_2 + \dots + C_{T-1}X_{T-1} + C_T X_T \quad (3.1)$$

Sujeto a :

$$\begin{array}{rccccccc}
 A_1X_1 & & & & & & \geq b_1 \\
 E_1X_1 & +A_2X_2 & & & & & \geq b_2 \\
 & +E_2X_2 & +A_3X_3 & & & & \geq b_3 \\
 & & \ddots & & \ddots & & \vdots \\
 & & & E_{T-2}X_{T-2} & +A_{T-1}X_{T-1} & & \geq b_{T-1} \\
 & & & & E_{T-1}X_{T-1} & +A_T X_T & \geq b_T
 \end{array} \quad (3.2)$$

- Donde:
- $C_t$ : Corresponde al vector de costos de operación de la etapa  $t$ .
  - $X_t$ : Corresponde al vector de variables a optimizar de la etapa  $t$ .
  - $A_t$ : Corresponde a la matriz de transformación de restricciones de la etapa  $t$ .
  - $E_t$ : Corresponden a matrices de acoplamiento temporal de restricciones.
  - $b_t$ : Corresponde al vector de recursos de la etapa  $t$ .

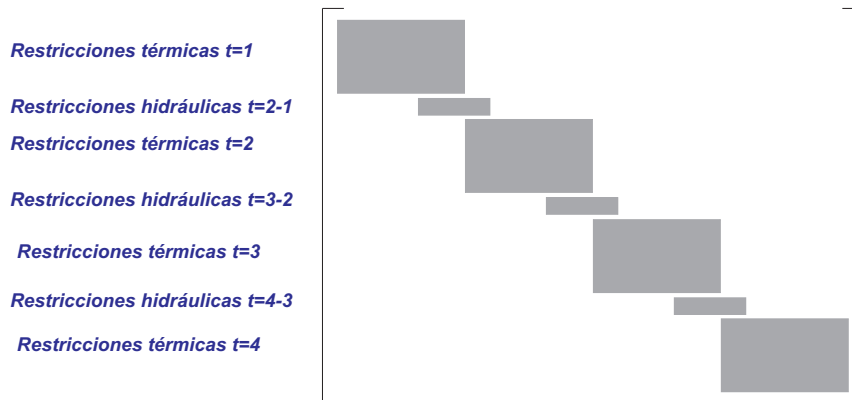


Figura 3.3: Estructura de la matriz de restricciones del problema general de optimización de la operación a largo plazo

En la figura 3.3 se presenta la estructura de la matriz de restricciones asociadas al

<sup>2</sup>CPLEX,LINDO, toolbox de optimización de MATLAB, etc.

problema de optimización de la operación de largo plazo, donde claramente se distingue que su forma diagonal por bloques hace conveniente tratar el problema vía descomposición.

Por otra parte, la descomposición del problema general de optimización también podría haber sido resuelto mediante programación dinámica tradicional (Ver la sección 2.3.3), sin embargo, se necesita una discretización del espacio de estados (discretización de los volúmenes de agua al final de cada período en cada embalse), en otras palabras discretizar las variables de volumen de agua al final de cada período en los embalses, lo que implica simular una cantidad de estados que aumenta exponencialmente con la cantidad de etapas del horizonte de planificación. Por su parte utilizar la técnica de descomposición de Benders evita la discretización de dicho espacio de estados.

La *programación dinámica dual* corresponde a un caso particular de la *programación dinámica tradicional*, ya que en aquellos casos que los problemas de optimización son tratados en forma lineal, es posible aplicar la técnica de descomposición de Benders y pasar de estados discretos en programación dinámica tradicional, a estados continuos en programación dinámica dual (Ver sección 3.2.2, y el anexo C).

En resumen la justificación del tratamiento del problema vía *programación dinámica dual* se sintetiza en lo siguiente:

- Estructura matemática del problema de optimización (Matriz diagonal en bloques).
- Acoplamiento temporal de las variables solo en las restricciones de uso del recurso hidráulico (Una para cada embalse si no se considera acoplamiento hidráulico de las cuencas).
- No es necesario realizar una discretización del espacio de estado, sino que se puede trabajar con volúmenes de embalse continuos a diferencia de la programación dinámica tradicional.

### 3.2.2. Explicación de la metodología general para optimizar la operación haciendo uso de cortes de Benders

Como se vio en las secciones 3.2.1 y 2.3.4 la *programación dinámica dual* es un caso particular de la *programación dinámica tradicional* bajo la cual el espacio de estados pasa de ser discreto a continuo haciendo uso de los *cortes de Benders*. En general los problemas de planificación de largo plazo consideran horizontes de planificación de gran cantidad de etapas temporales, sin embargo para explicar la metodología utilizada se hará referencia a un problema de 2 etapas temporales.

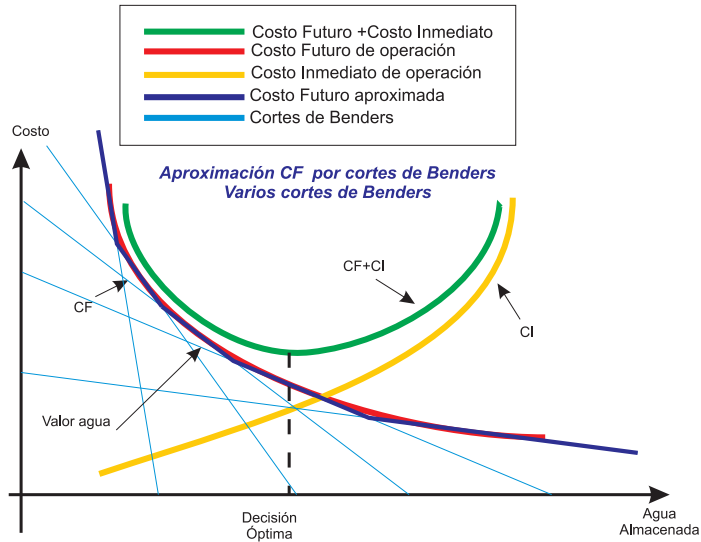


Figura 3.4: Función de costo futuro aproximada vía cortes de Benders

Para poder comprender de mejor manera la explicación de la metodología utilizada para resolver el problema de optimización de la operación de largo plazo, es necesario revisar la referencia [4] y los anexos A, B y C.

### 3.2.2.a. Programación dinámica dual de 2 etapas

Las variables que acoplan temporalmente las decisiones en la planificación de la operación de largo plazo de un sistema hidrotérmico, son aquellas que tienen que ver con el uso del recurso hidráulico disponible en los embalses. Desde el punto de vista matemático del problema, dicho acoplamiento temporal es representado por las matrices  $E$  de las restricciones en (3.2). Desde el punto de vista económico, el uso del agua de los embalses tiene que ver con los costos de generar energía eléctrica haciendo uso de centrales térmicas.

En la figura 3.4 se presentan gráficamente los costos totales presentes y futuros asociados al uso del agua embalsada para un problema de planificación de 2 etapas. Un gran uso del agua almacenada disminuye los costos presentes de generación térmica presente, sin embargo en el caso de una hidrología promedio o seca aumentaría considerablemente los costos de generación del siguiente período debido a que habría poca agua disponible, lo que implicaría el uso de centrales térmicas más caras. Tratar el problema en forma completa sería equivalente a optimizar la función de costo total, sin embargo el número de variables a optimizar aumentaría considerablemente, más

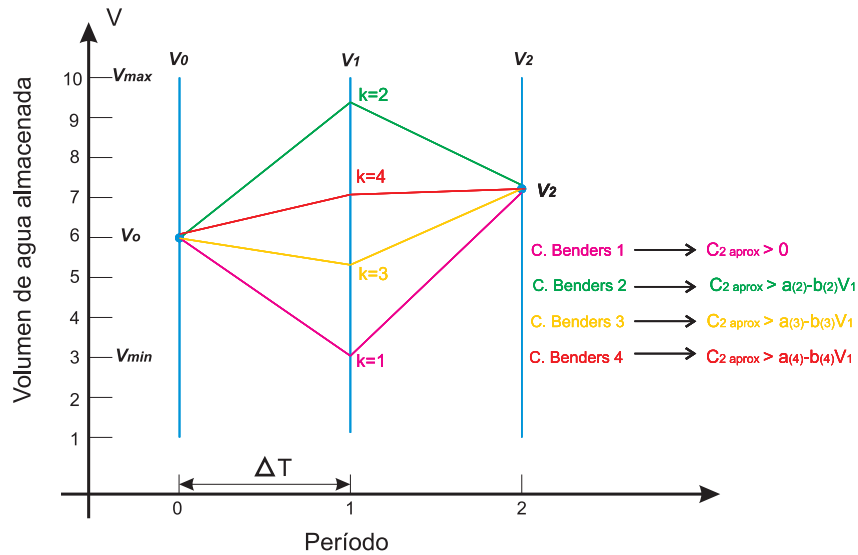


Figura 3.5: Trayectorias continuas de uso de agua de embalses usando programación dinámica dual de 2 etapas

aún si el problema fuera multi-etapa los tiempos de convergencia aumentarían exponencialmente. De esta manera el problema se descompone en sus respectivas etapas, y se utilizan los *cortes de Benders* para obtener el óptimo del problema completo. La idea fundamental de los *cortes de Benders* es que cada vez que se optimiza la operación futura del sistema eléctrico para un volumen de agua específico, se generen restricciones lineales (cortes de Benders) bajo los cuales se va aproximando la función de costo futuro a utilizar en la optimización de la operación presente. A medida que el número de iteraciones aumenta la función de costo futuro es aproximada de mejor manera, y es posible obtener finalmente la operación óptima del sistema en el horizonte completo (En la figura 3.4 los cortes de Benders corresponden a las rectas).

En la figura 3.5 se presentan trayectorias correspondientes a la programación dinámica dual para un problema de 2 etapas. Dichas trayectorias son las obtenidas para cada una de las iteraciones del problema utilizadas para la búsqueda de la operación óptima.

En la primera iteración, se resuelve la optimización de la operación de la primera etapa del horizonte de planificación, como inicialmente no se dispone de ninguna aproximación de la función de costo de la segunda etapa se considera inicialmente solo que es mayor que cero. Dado lo anterior es lógico que el costo mínimo del sistema para la primera etapa se logra utilizando la mayor cantidad de agua posible del embalse (Hasta la cota mínima posible). Con dicha cantidad de agua en el embalse, el costo de opera-

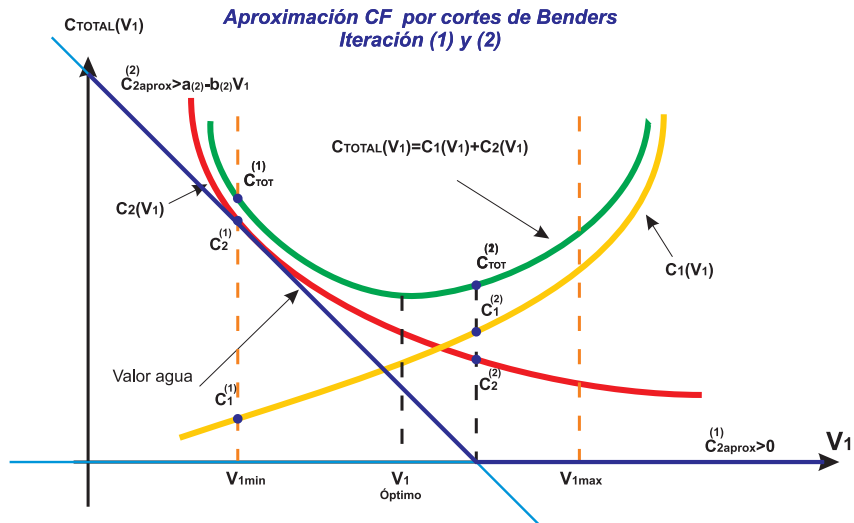


Figura 3.6: Proceso de optimización vía cortes de Benders para la programación dinámica dual de 2 etapas, Iteraciones 1 y 2

ción de la segunda etapa sube considerablemente, obteniendo un costo total de ambas etapas elevado. La optimización de la segunda etapa permite generar el primer *Corte de Benders* o aproximación lineal de la función de costo de la segunda etapa<sup>3</sup>.

En la segunda iteración, se resuelve el problema de optimización de la primera etapa pero ahora se dispone de una primera aproximación de la función de costo de la segunda etapa, lo que implica que la operación óptima de la primera etapa se logra cuando los costos marginales presentes y futuro estimado son iguales. Al optimizar posteriormente la segunda etapa se logra un segundo punto en el cual el costo total de ambas etapas es menor que en la iteración anterior. En la figura 3.5 la trayectoria verde corresponde a la segunda etapa, y en la figura 3.6 se presentan los puntos pertenecientes a las funciones de costo presente y futuro. De la segunda iteración se logra un nuevo corte de Benders (corte de Benders 3 para la figura 3.7).

En las figuras 3.7 y 3.8, se presentan las siguientes 2 iteraciones del problema de optimización de 2 etapas. En la figura 3.5 se presentan las trayectorias asociadas a todas las iteraciones. En cada iteración del problema se calculan el costo de la primera etapa sumado al costo aproximado vía cortes de Benders de la segunda etapa, y el costo real de la segunda etapa. El problema converge cuando el costo de la primera etapa más el costo aproximado de la segunda etapa ( $Z_{lower}$ ), es equivalente al costo de primera etapa

<sup>3</sup>Los *corte de Benders* pueden obtenerse directamente del *precio sombra* asociado a la restricción hidráulica, o mediante la solución del problema dual (Ver el anexo A.1)

más el costo de segunda etapa ( $Z_{upper}$ ). Si al optimizar la primera etapa con los cortes de Benders que modelan la segunda etapa el resultado es equivalente a la suma de los costos óptimos de primera y segunda etapa, esto quiere decir que se logró el óptimo general y que el último corte de Benders modela el tramo donde las funciones de costo futuro y presente poseen igual costo marginal <sup>4</sup> respecto del uso del recurso hidráulico.

Más detalle de la metodología con respecto a las ecuaciones y la teoría matemática se presentan en los anexos A, C, y en las referencias [4], [25].

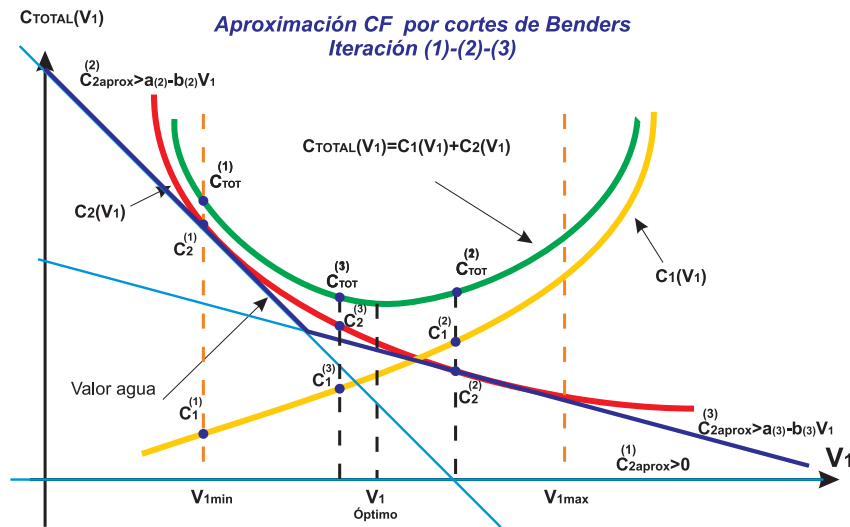


Figura 3.7: Proceso de optimización vía cortes de Benders para la programación dinámica dual de 2 etapas, Iteraciones 1-2-3

<sup>4</sup>En el caso de centrales hidráulicas despachadas al máximo no serán iguales en el óptimo

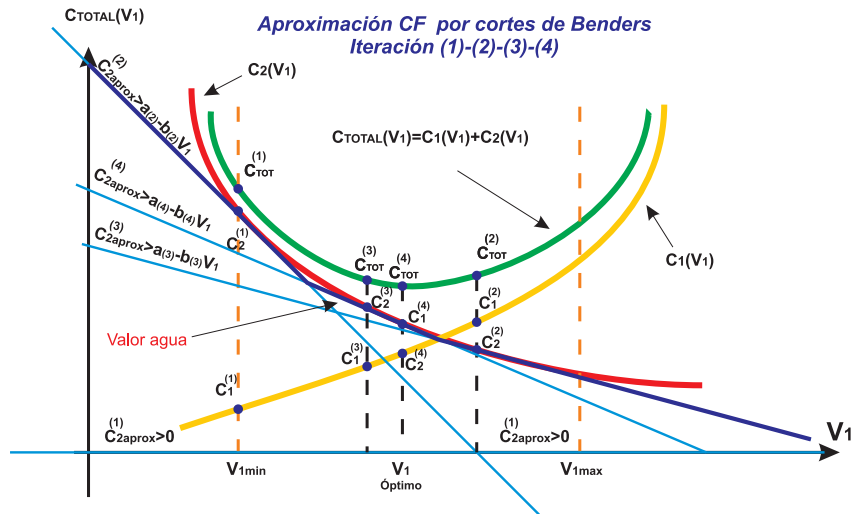


Figura 3.8: Proceso de optimización vía cortes de Benders para la programación dinámica dual de 2 etapas, Iteraciones 1-2-3-4

### 3.2.2.b. Programación dinámica dual de N etapas

Si bien en el caso anterior se presentó la metodología para un problema de 2 etapas y 1 embalse, se utiliza la misma idea de los cortes de Benders para problemas de N etapas y varios embalses. En el caso de varios embalses los cortes de Benders en cada iteración ya no serán rectas sino *hiperplanos* en  $R^N$ . Por otra parte el problema general se resuelve descompuesto en sus N etapas temporales.

Para comprender en detalle las *Programación dinámica dual* es necesario revisar los apéndices A y C.

En el problema de 2 etapas, se resolvía la primera etapa considerando estimaciones del costo de la segunda etapa, luego se resolvía la segunda etapa, y así sucesivamente hasta hacer converger los costos totales. En el caso de N etapas el proceso anterior se realiza mediante 2 sub-procesos denominados *simulación* y *recursión*.

En la figura 3.9 se presenta en forma esquemática la metodología utilizada para resolver el problema de optimización general de la operación en forma descompuesta.

Durante el proceso de *simulación* se optimiza la operación en cada etapa del horizonte de planificación, pero haciendo uso de los cortes de Benders (Variables duales-Valor del recurso hidráulico) obtenidos del proceso de *recursión* para estimar la función de costo futuro en cada una de las etapas. Como resultado del proceso de *simulación*, se obtienen los valores esperados de las cotas de los embalses para cada etapa del horizonte

de planificación ( $X_{t(k)}$ ).

Durante el proceso de *recursión*, son utilizados los valores esperados de las cotas de los embalses derivados del proceso de *simulación*, con el fin de determinar los nuevos cortes de Benders (Variables duales  $\Pi_{t(k)}$ ) que permiten estimar la función de costo futuro en cada etapa del horizonte de planificación. En este sub-proceso, se optimiza la operación en cada etapa del horizonte de planificación, pero considerando como parámetro de entrada las cotas de los embalses de las etapas previas.

Más detalle en los anexos A.2, C y la referencia [4].

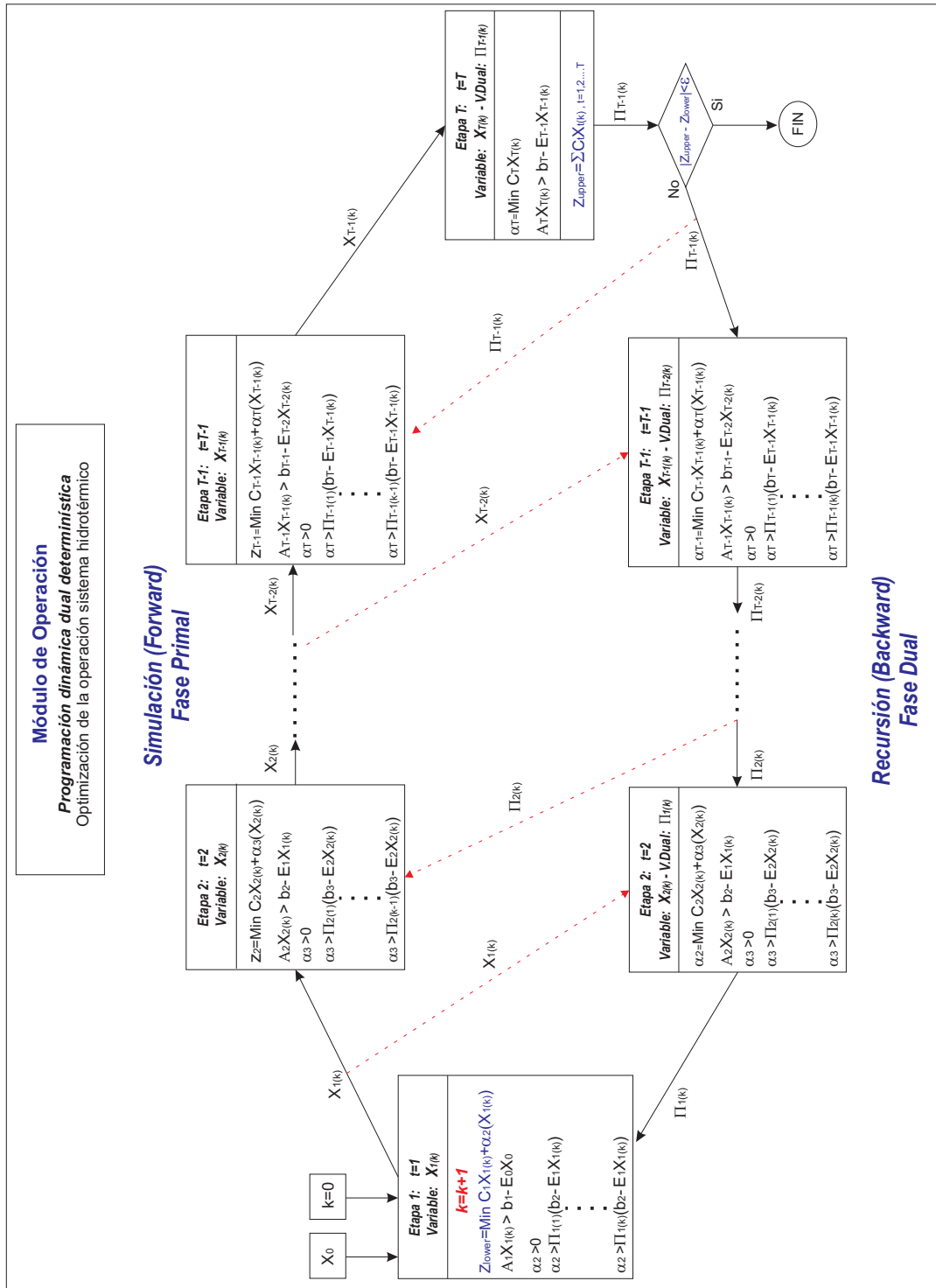


Figura 3.9: Explicación algoritmo de optimización de la operación

En resumen, de la figura 3.9 se concluye lo siguiente:

- En la *fase dual* el resultado obtenido en cada optimización son los multiplicadores duales  $\Pi_t^{(k)}$ , los cuales intrínsecamente corresponden a la valorización del recurso hidráulico (valor del agua). En cada iteración se va construyendo la función de costo futuro como una función lineal por tramos.
- En la *fase primal* el resultado obtenido en cada optimización son las variables operacionales  $X_t^{(k)}$  (Potencias generadas, ángulos en barras, flujos, cotas de embalse, etc.).
- En cada iteración o proceso *simulación-recursión*, se evalúa el costo total actualizado de operación de todas las etapas del horizonte de planificación  $Z_{upper}$ , y se compara con la suma entre el costo de operación de la primera etapa y el costo futuro estimado  $Z_{lower}$ . El costo futuro estimado en la primera etapa  $\hat{\alpha}_2$  corresponde a la estimación de la integración de los costos de todas las etapas posteriores en el horizonte de planificación.
- La convergencia ocurre cuando  $|Z_{upper} - Z_{lower}| < \epsilon$ , ya que equivale a decir que la función que estima los costos futuros los estima de manera correcta en el punto óptimo global.

### 3.2.3. Formulación completa para el algoritmo de optimización de la operación

Si bien en las secciones 3.2.2.a y 3.2.2.b se presentó la metodología en forma esquemática, los detalles de la metodología se presentan en el anexo C. Sin embargo, dichas referencias describen la metodología utilizada para resolver el problema de optimización general sin entrar en detalle en cada uno de los bloques o etapas de optimización.

Dado lo anterior, en los anexos A, B se presentan en detalle la metodología y el problema matemático a optimizar en detalle, para un modelo que va desde 1 nodo-1 embalse-2 etapas, hasta un modelo multinodal-multiembalse-multietapa. Lo anterior corresponden a los pasos previos en la construcción del algoritmo de optimización de la operación en MATLAB.

Considerando los pasos previos en la construcción del modelo de optimización, en esta sección se plantea la formulación matemática general utilizada en cada bloque o etapa de optimización. De la figura 3.9 se presenta el detalle del problema de optimización lineal a resolver en cada etapa tanto de los sub-procesos de *simulación* y *recursión*.

Sub-problemas de optimización por cada etapa  $t$

$$Z_t = \text{Min } h_t \sum_{n \in \Omega^N} \left( \sum_{j \in T_n} C g_{tnj} G_{tnj} + C_{falla} P u_{tn} \right) + \beta_t \hat{\alpha}_{t+1} \quad \forall t \in T \quad (3.3)$$

sujeto a

$$\sum_{j \in H_n} G_{tnj} + \sum_{j \in T_n} G_{tnj} + F_{tn} + P u_{tn} = D_{tn} \quad \forall n \in \Omega^N \quad (3.4)$$

$$e_{t-1n_j} - h_t (v_{tnj} + G_{tnj} - a_{tnj}) \cdot 10^{-6} = e_{tnj} \quad \forall j \in H_n, \forall n \in \Omega^N \quad (3.5)$$

$$\theta_{tn} - \theta_{tm} \leq \frac{\bar{F}_{tnm} x_{tnm}}{V^2} \quad (3.6)$$

$$\theta_{tm} - \theta_{tn} \leq \frac{\bar{F}_{tnm} x_{tnm}}{V^2} \quad (3.7)$$

$$P u_{tn} \leq D_{tn} - \sum_{j \in T_n} G_{max_{tn}} \quad \forall n \in \Omega^N \quad (3.8)$$

$$F_t = \begin{bmatrix} F_{t1} \\ F_{t2} \\ \vdots \\ F_{tN} \end{bmatrix} = V^2 \begin{bmatrix} -\sum y_{1m} & y_{12} & y_{13} & \cdots & y_{1N} \\ y_{21} & -\sum y_{2m} & y_{23} & \cdots & y_{2N} \\ \vdots & \vdots & -\sum y_{nm} & \vdots & \vdots \\ y_{N1} & y_{N2} & \cdots & y_{NN-1} & -\sum y_{Nj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_N \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \sum \frac{r_{1m}}{x_{1m}} F_{1m0} & -\frac{r_{12}}{x_{12}} F_{120} & -\frac{r_{13}}{x_{13}} F_{130} & \cdots & -\frac{r_{1N}}{x_{1N}} F_{1N0} \\ -\frac{r_{2m}}{x_{2m}} F_{2m0} & \sum \frac{r_{2m}}{x_{2m}} F_{2m0} & -\frac{r_{23}}{x_{23}} F_{230} & \cdots & -\frac{r_{2N}}{x_{2N}} F_{2N0} \\ \vdots & \vdots & \sum \frac{r_{nm}}{x_{nm}} F_{nm0} & \vdots & \vdots \\ -\frac{r_{N1}}{x_{N1}} F_{N10} & -\frac{r_{N2}}{x_{N2}} F_{N20} & \cdots & -\frac{r_{NN-1}}{x_{NN-1}} F_{NN-10} & \sum \frac{r_{Nm}}{x_{Nm}} F_{Nm0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_N \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

$$+ \frac{1}{2V^2} \begin{bmatrix} \sum r_{1m} F_{1m0}^2 \\ \sum r_{2m} F_{2m0}^2 \\ \vdots \\ \sum r_{Nm} F_{Nm0}^2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{aligned}
 \hat{\alpha}_{t+1} &\geq 0 \\
 \hat{\alpha}_{t+1} &\geq \Pi^{(1)}(B_{t+1} - E_t X_t^{(k)}) \\
 &\vdots \\
 \hat{\alpha}_{t+1} &\geq \Pi^{(k)}(B_{t+1} - E_t X_t^{(k)})
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

$$\begin{aligned}
 0 &\leq G_{tnj} \leq \overline{G_{tnj}} \quad \forall j \in H_n, T_n \\
 \underline{F_{tnm}} &\leq F_{tnm} \leq \overline{F_{tnm}} \\
 \underline{O_{tnm}} &\leq O_{tnm} \leq \overline{O_{tnm}} \\
 0 &\leq v_{tnj} \leq \overline{v_{tnj}} \quad \forall j \in H_n \\
 \underline{e_{tnj}} &\leq e_{tnj} \leq \overline{e_{tnj}} \quad \forall j \in H_n \\
 \underline{\hat{\alpha}_t} &\leq \hat{\alpha}_t \leq \overline{\hat{\alpha}_t} \\
 \forall n \in \Omega^N \quad \forall m \in \Omega^N \quad \forall t \in T
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

Donde:

$$\beta_t = \frac{1}{(1+r)} \tag{3.12}$$

$A_t, E_{t-1}$ :	Matrices de transformación utilizadas en la etapa $t$ .
$a_{tnj}$ :	Caudal en el embalse $j$ del nodo $n$ , en la etapa $t$ , en $(MW)$ .
$C_{falla}$ :	Costo de falla del sistema en $\left(\frac{\$US}{MWh}\right)$ .
$Cg_{tnj}$ :	Costo de generación de la central de tecnología $j$ , del nodo $n$ , en la etapa $t$ , en $\left(\frac{\$US}{MWh}\right)$ .
$D_{tn}$ :	Demanda del sistema en el nodo $n$ en la etapa $t$ , en $(MW)$
$e_{tnj}$ :	Energía almacenada en el embalse $j$ del nodo $n$ , en la etapa $t$ , en $(GWh)$ .
$F_{tn}$ :	Flujo de potencia total de llegada a la barra $n$ , en la etapa $t$ , en $(MW)$ .
$F_{tnm}$ :	Flujo de potencia desde la barra $n$ hacia la barra $m$ , en $(MW)$ .
$G_{max_{tn}}$ :	Generación máxima en el nodo $n$ , en la etapa $t$ , en $(MW)$ .
$G_{tnj}$ :	Potencia generada por la central de tecnología $j$ , del nodo $n$ , en la etapa $t$ , en $(MW)$
$H_n$ :	Centrales hidráulicas existentes en el nodo $n$ .
$h_t$ :	Duración de la etapa $t$ en $(horas)$ .
$Pu_{tn}$ :	Potencia de falla en el nodo $n$ , en la etapa $t$ , en $(MW)$ .
$r$ :	Tasa de descuento temporal(Acumulando un 10% anual).
$r_{nm}$ :	Resistencia de línea existente entre nodos $n, m$ , en $(\Omega)$ .
$T_n$ :	Centrales térmicas existentes en el nodo $n$ .
$V$ :	Tensión base para cálculos $(kV)$ .
$v_{tnj}$ :	Vertimiento en el embalse $j$ del nodo $n$ , en la etapa $t$ , en $(MW)$ .
$X_t^{(k)}$ :	Vector de todas las variables del proceso de optimización de la etapa $t$ , en la iteración $k$ .
$x_{tnm}$ :	Reactancia de la línea entre las barras $n, m$ en la etapa $t$ , en $(\Omega)$ .
$Z_t$ :	Costo mínimo de operación en la etapa $t$ en $(\$US)$ .
$\hat{\alpha}_{t+1}$ :	Costo futuro de operación, estimado vía cortes de Benders, en $(\$US)$
$\beta_t$ :	Factor de actualización del costo futuro en la etapa $t$ .
$\theta_{tn}$ :	Ángulo de la tensión en la barra $n$ , en la etapa $t$ , en $(rad)$ .
$\Pi_t^{(k)}$ :	Multiplicadores duales asociados a las etapa $t$ , en la iteración $k$ .
$\overline{Var.}$ :	Valor máximo de la variable.
$\underline{Var.}$ :	Valor mínimo de la variable.
$\widehat{Var.}$ :	Valor estimado de la variable.
$Var.^{(k)}$ :	Valor de la variable en la iteración $(k)$ .

Cada uno de los bloques de optimización de la figura 3.9, corresponde a la optimización de un flujo de potencia lineal para cada etapa del horizonte de planificación, en el cual el costo de oportunidad del agua de los embalses es estimado vía cortes de Benders en los sub-procesos de *recursión o backward*. De la formulación de los sub-problemas de optimización se tiene:

- La función objetivo para cada etapa es representada por la ecuación (3.3), y

representa los costos variables de operación de las centrales térmicas y renovables, junto con la estimación del costo futuro en función de las variables presentes a optimizar.

- Las restricciones de demanda por nodo son modeladas en la ecuación (3.4).
- Las restricciones del recurso hidráulico en los embalses son modeladas en la ecuación (3.5) (No se considera acoplamiento hidráulico en las cuencas, sino que se modelan como un embalse equivalente).
- Las restricciones de máxima transferencia de potencia por las líneas de transmisión son modeladas en las ecuaciones (3.6) y (3.7).
- La restricción de máxima potencia de falla por barra se modela en la ecuación (3.8).
- Las ecuaciones de flujo de potencia por las líneas de transmisión se modelan con la ecuación (3.9). En dichas ecuaciones se considera una linealización de las pérdidas de transmisión, y flujos lineales con respecto a las variables de ángulo en las barras.
- Las estimaciones de la función de costo futuro son representadas mediante las restricciones (3.10).
- Por último los límites superiores e inferiores de las variables a optimizar se modelan con las restricciones en (3.11)

Cabe destacar que por simplicidad en la notación de la ecuación 3.9, se designó la resistencia y la reactancia entre 2 líneas como  $r_{nm}$  y  $x_{nm}$ , sin embargo su notación real debería ser  $r_{tnm}$  y  $x_{tnm}$  dado que el sistema de transmisión se considera variable en el horizonte de planificación.

Por último los multiplicadores duales  $\Pi_t$  no tienen una unidad específica, sino que más bien depende de la unidad de la restricción respectiva sobre la cual se calcula el multiplicador dual.

#### 3.2.4. Variante aplicada en la metodología para la determinación de los cortes de Benders

En esta sección se presentará una variante en la metodología del cálculo de los cortes de Benders con el fin de simplificar la técnica de descomposición. En específico, en vez de resolver el problema dual en cada etapa del proceso de *recursión*, se utilizarán los

precios sombra o *multiplicadores de Lagrange* asociados a las restricciones de los sub-problemas de optimización. Dicha variante en la obtención de los cortes de Benders será fundamental para comprender la metodología aplicada a los sub-problemas de operación e inversión. Para la explicación se utilizará un problema de 2 etapas.

**Planteamiento matemático** El problema general de optimización de 2 etapas es presentado en la ecuación (3.13).

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} && C_1 X_1 + C_2 X_2 \\
 & \text{sujeto a} && \\
 & && A_1 X_1 \geq B_1 \\
 & && E_1 X_1 + A_2 X_2 \geq B_2
 \end{aligned} \tag{3.13}$$

La solución de dicho problema de optimización en forma descompuesta (Vía cortes de Benders), consiste en resolver iterativamente los sub-problemas (3.14) y (A.15), como fue presentado en el anexo C, con el fin de lograr la convergencia del modelo al óptimo general del problema.

Primera etapa

$$\begin{aligned}
 Z = & \text{Min} && C_1 X_1 + \alpha \\
 & \text{Sujeto a} && \\
 & && A_1 X_1 \geq B_1 \\
 & && \alpha - \pi^{(k)}(B_2 - E_1 X_1) \geq 0 \quad \forall k = 1, \dots, K
 \end{aligned} \tag{3.14}$$

Segunda etapa

$$\begin{aligned}
 \alpha_1(X_1^{(k)}) = & \text{Min} && C_2 X_2 && \text{Variable} \\
 & \text{sujeto a} && && \text{Dual} \\
 & && A_2 X_2 \geq B_2 - E_1 \hat{X}_1^{(k)} && \pi^{(k)}
 \end{aligned} \tag{3.15}$$

Sin embargo, el cálculo de las variables duales  $\pi^{(k)}$  se realiza generalmente resolviendo el problema dual equivalente al sub-problema de segunda etapa dado por:

$$\begin{aligned}
 \alpha_1(X_1^{(k)}) = & \text{Max} && \pi^{(k)}(B_2 - E_1 \hat{X}_1^{(k)}) \\
 & \text{sujeto a} && \\
 & && \pi^{(k)} A_2 \leq C_2^T && \pi^{(k)}
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

En general, el cálculo de los multiplicadores duales haciendo uso de este método considera estandarizar todas las restricciones de cada sub-problema de optimización, a



Para el problema de optimización de la operación del sistema eléctrico, el acoplamiento entre las variables de 2 etapas solo se manifiesta en las restricciones de energía hidráulica en los embalses, en consecuencia la matriz  $E_1$  tendrá una gran cantidad de ceros. En la ecuación 3.19 se visualiza la forma de matriz  $E_1$  considerando  $(q - p)$  restricciones en que existen variables comunes, y  $(j - i)$  variables de  $X_1$  presentes en dichas restricciones comunes. Para el caso particular que se está analizando, las restricciones comunes corresponden a las restricciones de energía hidráulica, y las variables comunes entre ambas etapas corresponden a las cotas de los embalses.

Por lo tanto al analizar la estructura de la matriz  $E_1$ , se puede comprobar que el corte k-ésimo que estima el costo de operación de la segunda etapa, depende solamente de las variables de la primera etapa existentes en restricciones comunes con variables de la segunda etapa (En este caso de las cotas de embalses).

Por lo tanto el corte k-ésimo queda como:

$$\alpha^{(k)} = f_{lineal}(x_{1i}, \dots, x_{1j}) \quad (3.20)$$

Donde se verifica que los cortes de Benders para estimar el costo de la segunda etapa corresponden a una función lineal cuyas variables son solo aquellas presentes en restricciones comunes a ambas etapas (En este caso las funciones de costo dependen linealmente de las cotas de los embalses).

La funcionalidad entre los costos de la segunda etapa y las cotas de los embalses, se hace evidente en las restricciones hidráulicas de la segunda etapa (3.19). Dicha linealidad se puede desprender directamente si se realiza un análisis marginal sobre las restricciones comunes a ambas etapas.

Supongamos que el lado derecho de las restricciones de segunda etapa sean

$$\begin{bmatrix} Bc_{21} \\ \vdots \\ Bc_{2p} \\ \vdots \\ Bc_{2q} \\ \vdots \\ Bc_{2m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_{21} \\ \vdots \\ b_{2p} \\ \vdots \\ b_{2q} \\ \vdots \\ b_{2m} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & & & 0 \\ & & e_{2pi} & \dots & e_{2pj} \\ \vdots & \dots & \vdots & \ddots & \vdots \\ & & e_{2qi} & \dots & e_{2qj} \\ 0 & & & & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_{11}^{(k)} \\ \vdots \\ x_{1i}^{(k)} \\ \vdots \\ x_{1j}^{(k)} \\ \vdots \\ x_{1n_1}^{(k)} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Al optimizar el problema de segunda etapa, a cada una de las restricciones se le asociará un *multiplicador de lagrange* o factor marginal, que representa en cuanto aumenta el costo al aumentar en 1 unidad dicha restricción.

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA UTILIZADA EXPANSIÓN A LARGO PLAZO 72

En consecuencia, dichos multiplicadores indican la sensibilidad entre el valor óptimo y perturbaciones sobre las restricciones (En este caso perturbaciones sobre la demanda corresponden al costo marginal, y perturbaciones sobre las cotas de embalses indican el costo marginal del agua).

Si dichos factores marginales correspondientes a cada restricción de la segunda etapa son:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{21} \\ \vdots \\ \lambda_{2p} \\ \vdots \\ \lambda_{2q} \\ \vdots \\ \lambda_{2m} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Entonces el valor óptimo de la segunda etapa para pequeñas perturbaciones corresponde a:

$$Z_2 = Z_2^{(k)} + [\lambda_{21} \quad \cdots \quad \lambda_{2p} \quad \cdots \quad \lambda_{2q} \quad \cdots \quad \lambda_{2m}] \begin{bmatrix} \Delta Bc_{21} \\ \vdots \\ \Delta Bc_{2p} \\ \vdots \\ \Delta Bc_{2q} \\ \vdots \\ \Delta Bc_{2m} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Por lo tanto si se supone perturbaciones en las variables de la primera etapa, dicho efecto se verá reflejado sobre el lado derecho de las restricciones de segunda etapa. En consecuencia, si las perturbaciones solo se realizan en las variables de primera etapa, y no en los recursos de la segunda etapa se tendría lo siguiente:

$$Z_2^* - Z_2^{(k)} = \lambda(Bc^* - Bc^{(k)}) = \lambda((B_2 - E_1 X_1^*) - (B_2 - E_1 X_1^{(k)})) = -\lambda E_1 (X_1 - X_1^{(k)}) \quad (3.24)$$

En consecuencia se llega a la relación lineal por tramos existentes entre el costo de operación de la segunda etapa y las variables de la primera etapa, pero en este caso sin necesidad de calcular los multiplicadores duales y resolver el problema dual, sino que solamente obteniendo los *multiplicadores de Lagrange* (o costos marginales) asociados a las restricciones comunes. Más aún la expresión (3.24) se simplifica aún

más considerando que la matriz  $E_1$  solo tiene factores distinto de cero para las filas correspondientes a restricciones con variables de ambas etapas.

En consecuencia el corte k-ésimo estaría dado por:

$$Z_2 = \alpha_2(X_1) = Z_2^{(k)} - [\lambda_{2p} \quad \cdots \quad \lambda_{2q}] \begin{bmatrix} e_{2pi} & \cdots & e_{2pj} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ e_{2qi} & \cdots & e_{2qj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_{1i} - x_{1i}^{(k)} \\ \vdots \\ x_{1j} - x_{1j}^{(k)} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Mediante el uso de esta técnica para determinar los cortes de Benders para estimar las funciones de costo de las etapas futuras, el problema de obtener los multiplicadores duales a partir de la construcción y solución del problema dual, se reduce a resolver el problema principal y obtener solo los costos marginales asociados a las restricciones comunes para ambas etapas. En efecto, para el problema particular de optimización de la operación del sistema hidrotérmico, en que las restricciones de demanda, energía hidráulica y flujos corresponden a restricciones de igualdad, y las restricciones de máxima transferencia de potencia por las líneas de transmisión corresponden a restricciones de desigualdad, no será necesario estandarizar las restricciones. Más aún solo será necesario obtener los costos marginales asociados a las restricciones de energía hidráulica en los embalses, para determinar los cortes de Benders que estiman los costos futuros.

El problema se simplifica aún más si se considera que no existe acoplamiento entre embalses pertenecientes a una misma cuenca. En efecto si se consideran solo embalses equivalentes independientes, la sub-matriz  $e$  es igual a la matriz identidad, y el número de restricciones hidráulicas ( $q - p$ ) es igual al número de cotas de embalses ( $j - i$ ).

$$\begin{bmatrix} e_{2pi} & \cdots & e_{2pj} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ e_{2qi} & \cdots & e_{2qj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Por lo tanto los cortes de Benders se reducen a

$$\alpha_2^{(k+1)}(X_1) = Z_2^{(k)} - [\lambda_{2p} \quad \cdots \quad \lambda_{2q}] \begin{bmatrix} x_{1p} - x_{1p}^{(k)} \\ \vdots \\ x_{1q} - x_{1q}^{(k)} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Donde  $[x_{1p}, \dots, x_{1q}]$  en este caso corresponderían a las cotas de los embalses,  $[\lambda_{2p}, \dots, \lambda_{2q}]$  corresponderían a los costos marginales del agua asociado a los embalses  $p$  a  $q$ , y  $Z_2^{(k)}$  correspondería al costo de la etapa futura en la iteración  $(k)$ .

Para el caso de N etapas en el esquema de la figura 3.9, solo se modifica la forma de estimar los cortes de Benders, sin embargo en cada iteración de los proceso de *recursión* se reemplazan los valores de  $\Pi$  por  $\lambda$ .

### 3.3. Metodología *Master-Problem* de inversión: *Descomposición de Benders*

El sub-problema de inversión o *Master Problem*, consiste en determinar cuándo invertir, con qué tecnología invertir, y en qué punto del sistema y etapa temporal del horizonte de planificación invertir. En general este problema es de gran complejidad por la cantidad de variables involucradas, y por el tipo de variables a optimizar (*variables entero mixtas*), por otra parte cada una de las decisiones de inversión tiene distintas consecuencias en lo que se refiere a los costos de operación del sistema, por consiguiente, este problema será resuelto considerando aproximaciones de los costos de operación en términos de las variables de inversión. Dichas aproximaciones para estimar los costos de operación no son al azar, sino que se obtienen haciendo uso de la técnica de *descomposición de Benders*.

#### 3.3.1. Formulación del problema vía *descomposición de Benders*

El problema de planificación de la expansión en generación, consiste en minimizar los costos de operación e inversión en el horizonte de planificación, sujeto a las restricciones de proyección de la demanda, limitación de recursos hidráulicos, limitación en la red de transmisión, y limitaciones de inversión en cada punto del sistema.

Matemáticamente el problema es el siguiente:

$$Z_{total} = Min \sum_{t=1}^T \beta_t [D_t Y_t + C_t X_t] \quad (3.28)$$

sujeto a:

$$F_t Y_t \geq p_t \quad (3.29)$$

$$G_t Y_t + H_t X_t \geq q_t \quad (3.30)$$

$$t = 1, \dots, T$$

Donde

$T$	Número de etapas en el horizonte de planificación
$\beta_t$	Tasa de descuento en el período $t$ .
$D_t$	Vector de costos de inversión del período $t$ .
$Y_t$	Vector de opciones de inversión del período $t$ (variable binaria).
$C_t$	Vector de costos de operación del período $t$ .
$X_t$	Vector de variables de operación del período $t$ .
$F_t, G_t, H_t$	Matrices de transformación del período $t$ .
$p_t, q_t$	Vectores de recursos del período $t$ .

En el problema anterior se representan las restricciones de operación e inversión .

Una forma alternativa y más compacta de formular el problema de expansión de la generación es integrando las variables y matrices de transformación del período.

$$Z = \text{Min}\{DY + CX\} \quad (3.31)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} FY &\geq p \\ GY + HX &\geq q \\ Y &\geq 0 \end{aligned} \quad (3.32)$$

Usando las técnicas de descomposición de Benders se puede separar el problema general de expansión, en los sub-problemas de operación e inversión, donde  $Y$  son las variables de inversión y  $X$  son las variables de operación.

**3.3.1.1. El sub-problema de inversión** La solución  $Y^*$  de este sub-problema define uno de los candidatos a utilizar en el sub-problema de operación.

$$\begin{aligned} \text{suje}to \quad a \quad z &= \text{Min}\{DY + \hat{\alpha}_{operacion}\} \\ FY &\geq q \\ \hat{\alpha}_{operacion} &\geq 0 \\ \hat{\alpha}_{operacion} &\geq \Pi_{inv}^{(1)}(q - GY) \\ &\vdots \\ \hat{\alpha}_{operacion} &\geq \Pi_{inv}^{(ki)}(q - GY) \end{aligned} \quad (3.33)$$

Además se tiene que

$\Pi_{inv}^{(ki)}$	Vector de multiplicadores duales de inversión, asociado con la solución óptima del sub-problema de operación en la iteración $ki$
$\hat{\alpha}$	$\in \Re$

**3.3.1.2. El sub-problema de operación** El sub-problema de operación consiste en obtener el mínimo costo de operación asociado al plan de inversión  $Y^*$ .

$$\begin{aligned} \hat{\alpha}(Y) &= \text{Min}\{CX\} \\ \text{sujeto a} \quad & \\ &HX \geq q - GY^* \\ &X \geq 0 \end{aligned} \tag{3.34}$$

Dado lo anterior, al resolver el problema general de optimización en forma descompuesta será necesario evaluar la operación del sistema para distintos planes de inversión, con el fin de generar la mayor cantidad de cortes de Benders posibles, y por consiguiente lograr la convergencia al óptimo global del problema.

Por lo tanto la elección de modelar de manera independiente la operación óptima económica del sistema eléctrico en la sección 3.2, es consecuencia directa de la elección del método de descomposición de Benders para resolver el problema general de planificación de la expansión del parque generador.

### 3.3.2. Esquema general para el *Master Problem*

En la sección 3.3.1 se presentó la formulación del problema de expansión del parque generador a mínimo costo de operación e inversión, donde dicha formulación considera resolver la optimización del problema haciendo uso de la técnica de descomposición de Benders. En esta sección se presenta en forma esquemática el algoritmo utilizado para resolver el problema de expansión del parque generador.

El diagrama del algoritmo utilizado para la optimización presentado en la figura 3.10 consiste en lo siguiente:

- (1) Se ingresa como entrada el sistema eléctrico actual, y se considera fijo el plan de expansión del sistema de transmisión en el horizonte de planificación.
- (2) Se optimiza la inversión en generación  $Y^{(ki)}$  y los costos de operación considerando una estimación de los costos de operación en función de las variables de inversión  $\hat{\alpha}(Y^{(ki)})$ . En la primera iteración no hay estimaciones del costo de operación, y por lo tanto la inversión en generación debería ser nula.
- (3) Para el plan de expansión en generación dado  $Y^{(ki)}$  se evalúan los costos de operación utilizando la *programación dinámica dual*, utilizando la formulación propuesta en 3.2.2.b.
- (4) De la optimización de la operación se obtienen los multiplicadores duales  $\Pi_{inv}^{(ki)}$ ,

### CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA UTILIZADA EXPANSIÓN A LARGO PLAZO 77

los cuales permiten generar hiperplanos para estimar los costos de operación en función de las variables de inversión.

- (5) Se evalúan los costos totales de operación e inversión  $Z_{upper_{inv}}$ , y se comparan con la suma entre el costo de inversión y la estimación del costo de operación  $Z_{lower_{inv}}$ .
  - Si  $|Z_{upper_{inv}} - Z_{lower_{inv}}| < \epsilon$  el problema converge y finaliza el programa.
  - Si  $|Z_{upper_{inv}} - Z_{lower_{inv}}| > \epsilon$  se vuelve al punto (2).

Se debe considerar que a mayor cantidad de hiperplanos generados, mejor es la estimación de los costos de operación en término de las variables de inversión. En cada iteración del proceso *etapa de inversión-etapa de operación* se genera un nuevo hiperplano.

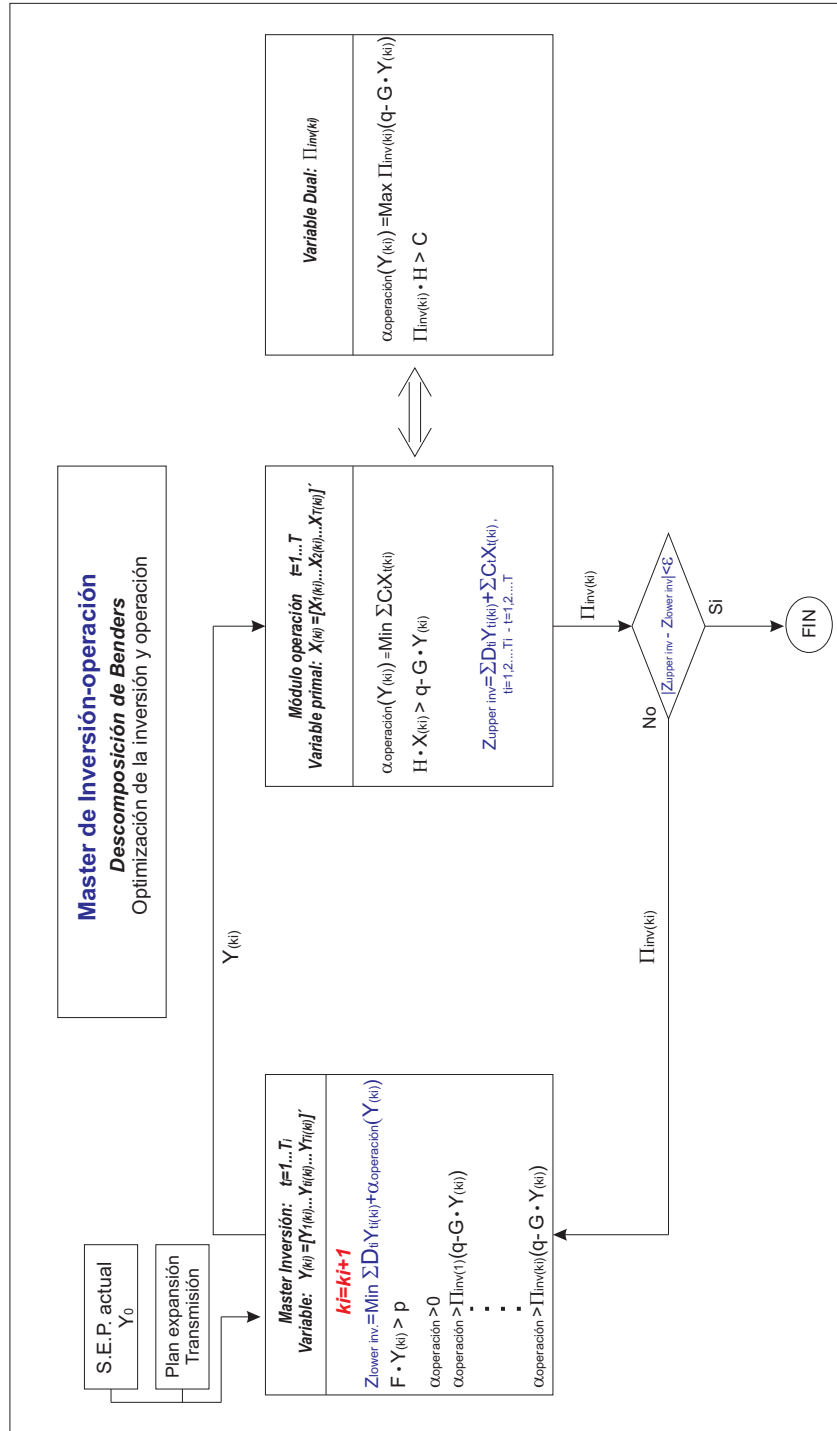


Figura 3.10: Diagrama explicación *Master Problem* de optimización de la inversión y operación

### 3.3.3. Sub-problema de optimización real a resolver en etapa de inversión: *Master Problem*

Si bien en las secciones 3.3.1 y 3.3.2 se presenta el algoritmo de optimización utilizado, no se ha descrito el problema de optimización de la inversión real a resolver en término de las variables de inversión. El problema a optimizar en la *etapa de inversión* en cada iteración es el siguiente:

#### *Master Problem*

$$Z_{lower_{inv}} = Min \sum_{t_i=1}^{T_i} \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^{T_n+H_n} (\beta_{t_i} d_{t_i n j} \Delta y_{t_i n j} + \hat{\alpha}_{operacion}) \quad (3.35)$$

sujeto a

$$y_{t_i n j} = y_{t_i-1 n j} + \Delta y_{t_i n j} \quad \forall_{t_i \in \Omega^{T_i}} \forall_{n \in \Omega^N} \forall_{j \in \Omega\{T_n, H_n\}} \quad (3.36)$$

$$y_{t_i n j} \leq \bar{y}_{t_i n j} \quad \forall_{t_i \in \Omega^{T_i}} \forall_{n \in \Omega^N} \forall_{j \in \Omega\{T_n, H_n\}} \quad (3.37)$$

$$\Delta y_{t_i n j} \leq \bar{\Delta y}_{t_i n j} \quad \forall_{t_i \in \Omega^{T_i}} \forall_{n \in \Omega^N} \forall_{j \in \Omega\{T_n, H_n\}} \quad (3.38)$$

$$\hat{\alpha}_{operacion} \geq 0$$

$$\hat{\alpha}_{operacion} \geq \Pi_{inv}^{(1)}(q - G \cdot Y^{(k_i)}) \quad (3.39)$$

⋮

$$\hat{\alpha}_{operacion} \geq \Pi_{inv}^{(k_i)}(q - G \cdot Y^{(k_i)})$$

Donde:

$$Y = \begin{bmatrix} \Delta y_{t_i n j} \\ y_{t_i n j} \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

$$\beta_{t_i} = \frac{1}{(1 + r_i)} \quad (3.41)$$

$d_{t_inj}$ :	Costo de inversión de la central de tecnología $j$ , en el nodo $n$ , en la etapa $t_i$ en $\left(\frac{\$MUS}{MW}\right)$ .
$G$ :	Matriz de transformación.
$H_n$ :	Centrales hidráulicas existentes en el nodo $n$ .
$r_i$ :	Tasa de descuento anual(10 % considerando etapas de inversión anuales).
$T_n$ :	Centrales térmicas existentes en el nodo $n$ .
$Y^{(k_i)}$ :	Vector de todas las variables de inversión en la iteración $k_i$
$y_{t_inj}$ :	Potencia instalada de la central de tecnología $j$ , en el nodo $n$ , en la etapa $t_i$ en $(MW)$
$\Delta y_{t_inj}$ :	Módulo de inversión de la central de tecnología $j$ , en el nodo $n$ , en la etapa $t_i$ en $(MW)$
$Z_{lower_{inv}}$ :	Costo mínimo de inversión y operación estimada en $(\$US)$ .
$\hat{\alpha}_{operacion}$ :	Costo estimado de operación vía cortes de Benders, en $(\$US)$
$\beta_{t_i}$ :	Factor de actualización de los costos de inversión en la etapa $t_i$ .
$\Pi_{inv}^{(k)}$ :	Multiplicadores duales asociados a las variables de inversión, en la iteración $k_i$ .

### 3.3.4. Determinación de las variables y cortes de Benders de inversión

Al igual que para el modelo de operación, las restricciones de la etapa de inversión no todas corresponden a desigualdades o igualdades, más aún existen restricciones de igualdad correspondientes al acoplamiento entre las decisiones de inversión, y ecuaciones de desigualdad correspondientes a los límites máximos de inversión.

Por su parte si se analiza el problema completo de operación e inversión, existen restricciones tanto de igualdad como desigualdad que dificultan el tratamiento mediante matrices estandarizadas que involucren todas las variables. Por consiguiente es necesario:

- Elegir adecuadamente las variables de inversión.
- Identificar adecuadamente cuales serán los cortes de Bender que se utilizarán.

Es fundamental comprender el análisis que se realizó cuando se calcularon los cortes de Benders para el modelo de operación, ya que dicho análisis será extrapolado para el cálculo de los cortes de Benders en el modelo de inversión.

**Variables de inversión** Este aspecto es el más relevante en la determinación del modelo de inversión, ya que una correcta elección de dichas variables permitirá dar mayor alcance al modelo.

Con el fin de lograr que el modelo sea suficientemente flexible al momento de evaluar inversiones, se definirán como alternativas de inversión todos los tipos de tecnología de centrales que estén presentes en cada uno de los nodos del sistema eléctrico a considerar.

Por lo tanto las variables del modelo de inversión escogidas, corresponderán a las potencias máximas de generación de cada una de los tipos de central en cada nodo y en cada etapa del horizonte de planificación, junto con la cantidad de potencia a instalar por cada tipo de central en cada nodo y en cada etapa del horizonte de planificación. Dichas variables corresponden a:

$$Y = \begin{bmatrix} \Delta y_{t_i n_j} \\ y_{t_i n_j} \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

La elección de dichas variables de inversión, permite que exista <sup>5</sup> cualquier medio de generación, con cualquier cantidad de potencia, en cualquiera de los nodos. De esta manera el modelo es flexible en el sentido que cuando cambian los escenarios de recursos energéticos en el sistema eléctrico, bastaría con liberar algunas de las restricciones de inversión que estarían en cero en aquellos casos que en la realidad un recurso energético no se encuentre disponible en algún nodo.

**Determinación de los cortes de Benders de inversión** La elección de las variables de inversión, tiene consecuencia directa en la forma en que serán evaluados los cortes de Benders que estiman los costos de operación en función de las variables de inversión.

Teniendo en cuenta que las variables de inversión corresponden a las generaciones máximas de cada una de las centrales en cada uno de los nodos y, utilizando el mismo análisis que el utilizado en el modelo de operación para determinar los cortes de Benders, se concluye que las únicas restricciones comunes a los problemas de operación e inversión corresponden a las restricciones de generación máxima utilizadas para el despacho de las centrales en el modelo de operación.

En consecuencia, si se tratara resolver el problema dual para obtener los cortes de Benders, la construcción de las matrices estandarizadas no sería del todo sencilla. Sin embargo, siguiendo la misma idea del análisis previo, se puede deducir que la estimación lineal por tramos de los costos de operación corresponde a una función lineal por tramos en términos de las generaciones máximas instaladas por cada tipo de central y en cada nodo.

---

<sup>5</sup> Aunque sea de manera ficticia para poder determinar los *multiplicadores de lagrange* asociados a la restricción de generación máxima

De esta manera, para obtener en forma completa los cortes de Benders que estiman los costos de operación, será necesario extraer del modelo de operación los *multiplicadores de Lagrange* asociados a las restricciones de generación máxima. En otras palabras los costos marginales de operación asociados a un incremento en las potencias instaladas para las centrales.

Por consiguiente la expresión que permite calcular los cortes de Benders para cada iteración entre los modelos de operación e inversión será:

$$Z_{op} = \alpha_{op}(Y) = Z_{op}^{(k)} - [\lambda_{gmax_{111}} \quad \cdots \quad \lambda_{gmax_{TNJ}}] \begin{bmatrix} g_{inv_{111}} & \cdots & g_{inv_{TNJ}} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ g_{inv_{TNJ,1}} & \cdots & g_{inv_{TNJ,TNJ}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{111} - y_{111}^{(k)} \\ \vdots \\ y_{TNJ} - y_{TNJ}^{(k)} \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

Cabe destacar que:

- Los costos marginales asociados a las restricciones de generación máxima, permiten estimar cuanto disminuyen los costos de operación en base a un aumento de cada una de las inversiones en generación.
- Se requieren tantos costos marginales, como alternativas de inversión existentes.
- El modelo permite desacoplar el problema general, dejando solo como nexo la estimación de los costos de inversión vía la construcción iterativa de la función lineal por tramos que estima la operación.

Finalmente, en la matriz  $\mathbf{g}$  de la ecuación (3.43) se encuentran los factores de acoplamiento entre las variables de potencias generadas del modelo de operación, y las potencias máximas de las centrales a instalar. Si se considera el caso particular en que las generaciones máximas de las centrales corresponden al producto entre la generación instalada y el factor de planta de la central, entonces la matriz  $\mathbf{g}$  estaría conformada por los factores de planta de las centrales. Más aún si se considerase que las etapas de inversión, son iguales a las etapas de operación, o en otras palabras que se puede invertir en cualquier etapa del horizonte de planificación, la matriz  $\mathbf{g}$  se transforma en una matriz diagonal con los factores de planta de las centrales para cada tecnología, nodo y etapa de inversión.

En consecuencia los *cortes de Benders* se reducen a:

$$\alpha_{op}(Y) = Z_{op}^{(k)} - [\lambda_{gmax_{111}} \quad \cdots \quad \lambda_{gmax_{TNJ}}] \begin{bmatrix} fp_{inv_{111}} & \cdots & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & \cdots & fp_{inv_{TNJ}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{111} - y_{111}^{(k)} \\ \vdots \\ y_{TNJ} - y_{TNJ}^{(k)} \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

Donde  $y_{tnj}$  corresponde a la generación instalada de la central de tecnología  $j$ , en el nodo  $n$ , en la etapa  $t$ .

De esta manera para la estimación de los costos de operación en términos de las variables de inversión es necesario conocer los costos marginales de las restricciones de generación máxima, para cada una de las iteraciones del problema maestro *inversión-operación*.

Por último se debe tener en cuenta que no se ha modificado la metodología presentada en el esquema de la figura 3.10 para resolver el problema general de expansión, sino que solo se simplificó la forma de construir los cortes de Benders, con el fin de desacoplar aún más los problemas, y que solo tuvieran como nexo las restricciones comunes y no matrices generales.

## Capítulo 4

# Validación modelo de operación

### 4.1. Aspectos teóricos

Para realizar la validación del modelo de operación es necesario tener en cuenta 3 aspectos:

- a) Verificar la convergencia del modelo de optimización de la operación.
- b) Verificar que el valor de la solución óptima obtenida al resolver el problema en forma descompuesta, es equivalente a la solución óptima obtenida al resolver el problema completo (Sin descomposición).
- c) Verificar que los resultados de las variables de operación sean consecuentes con la topología del sistema eléctrico, las restricciones del sistema de transmisión y generación, y los costos de operación del sistema.

Dicha validación será realizada tanto para un sistema eléctrico de 3 barras, como para un sistema simplificado del SIC de 12 barras.

**Convergencia del modelo** Este punto se verifica realizando la comparación entre la cota superior e inferior presentada en el esquema de la figura 3.9.

$$|Z_{upper} - Z_{lower}| < \epsilon$$

**Optimización del problema completo** La optimización del problema completo consiste en resolver el problema de optimización de la operación en forma compacta. Matemáticamente resolver el problema completo de operación:

$$F.O. = Min \quad C_1X_1 + C_2X_2 + \dots + C_{T-1}X_{T-1} + C_T X_T$$

Sujeto a :

$$\begin{array}{rccccccc}
 A_1X_1 & & & & & & & \geq b_1 \\
 E_1X_1 & +A_2X_2 & & & & & & \geq b_2 \\
 & +E_2X_2 & +A_3X_3 & & & & & \geq b_3 \\
 & & \dots & & \dots & & & \vdots \\
 & & & & E_{T-2}X_{T-2} & +A_{T-1}X_{T-1} & & \geq b_{T-1} \\
 & & & & & E_{T-1}X_{T-1} & +A_T X_T & \geq b_T
 \end{array} \tag{4.1}$$

$$\begin{bmatrix} X_{1min} \\ X_{2min} \\ \vdots \\ X_{tmin} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_t \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} X_{1max} \\ X_{2max} \\ \vdots \\ X_{tmax} \end{bmatrix}$$

Donde las variables fueron definidas en la sección 3.2.1 del capítulo 3.

**Resultados operación** Para validar los resultados de operación será necesaria representar gráficamente los resultados de algunas etapas.

## 4.2. Validación para sistema de 3 barras

### 4.2.1. Unilineal sistema de 3 barras

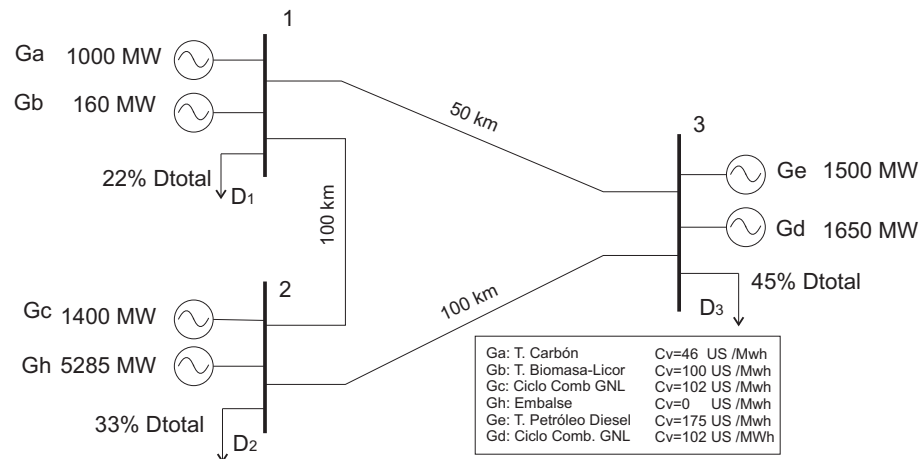


Figura 4.1: Sistema de 3 barras a simular

En la figura 4.1 se presenta el sistema eléctrico de 3 barras a simular. Los datos correspondientes a dicho sistema se presentan en el anexo F. La simulación de la operación del sistema de 3 barras considera:

- Optimización de la operación para un horizonte de 3 años, cuyos bloques de demanda son discretizados en 6 bloques anuales de igual duración.
- Se considera solo una hidrología con afluente determinístico para el embalse del nodo 2.
- No se consideran inversiones tanto en generación como transmisión en el horizonte de planificación solo en este caso que se desea validar la operación, sin embargo el modelo admite inversiones en transmisión y generación en cualquier etapa del horizonte de planificación.

### 4.2.2. Resultados de optimización de la operación

**Convergencia del modelo** En la figura 4.2 se verifica la convergencia del modelo de optimización descompuesto, donde la figura de la izquierda representa la convergencia del modelo sin considerar pérdidas, y en la de la derecha se representa la convergencia

del modelo al incorporar las pérdidas en el sistema de transmisión<sup>1</sup>.

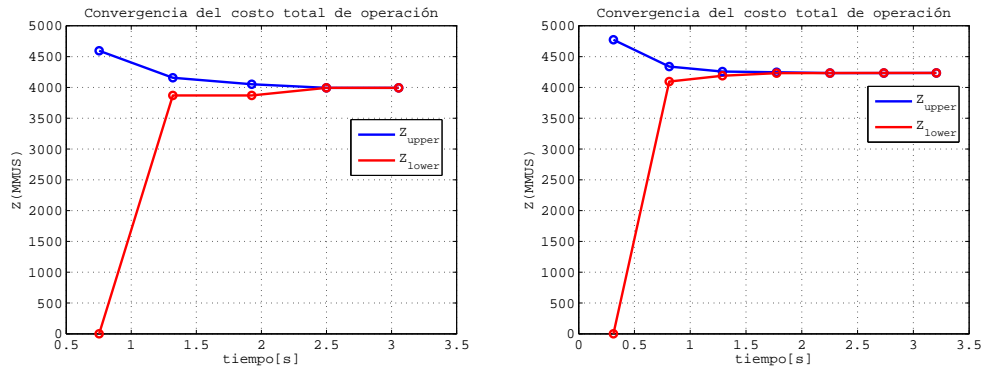


Figura 4.2: Resultados de la convergencia del modelo de operación, gráfico izquierda sin pérdidas y gráfico derecha con incorporar pérdidas.

De la figura 4.2 cabe mencionar:

- Fue necesario 5 iteraciones entre los procesos de *simulación-recursión* para lograr la convergencia al óptimo del problema general de 18 etapas.
- Los costos de operación total suben al considerar las pérdidas de 3992,23 *MMUS* a 4234,5 *MMUS*, lo que equivale a un 5,7% adicional por efecto de pérdidas en el sistema de transmisión.
- Cabe destacar que en el modelo de 3 barras se trató de simular en alguna medida de forma muy simplificada la operación del SIC en cuanto a costos variables de operación, generación instalada por tecnología, y demanda del sistema eléctrico con el fin de que los costos totales del sistema en un horizonte de 3 años no fueron tan lejanos a la realidad.

**Comparación modelo descompuesto con modelo de optimización completo** En la tabla 4.1 se presentan los resultados obtenidos al optimizar la operación en forma completa y mediante el modelo descompuesto (*Descomposición de Benders*). Dichos resultados se presentan utilizando el paquete LINPROG<sup>2</sup> de MATLAB, y CPLEX 12.2 compatible con MATLAB para resolver los sub-problemas de optimización lineal.

<sup>1</sup>Las pérdidas se consideran al ampliar la restricción de flujo de potencia en los nodos, desde considerar solo la matriz de admitancias de barra para el caso sin pérdidas, a considerar las matrices ampliadas de la ecuación(3.9). Detalles en anexoB

<sup>2</sup>Paquete linprog del Toolbox de optimización de MATLAB

Convergencia operación sistema de 3 barras (linprog)				Convergencia operación sistema de 3 barras (Cplex)			
k	$Z_{upper}$ (MMUS)	$Z_{lower}$ (MMUS)	tiempo (segundos)	k	$Z_{upper}$ (MMUS)	$Z_{lower}$ (MMUS)	tiempo (segundos)
1	4595.72	0.00	0.85	1	4711.89	0.00	0.85
2	4156.13	3870.41	1.50	2	4040.66	3361.38	1.50
3	4051.39	3870.41	2.15	3	4009.58	3992.23	2.15
4	3992.49	3992.23	2.77	4	3992.23	3992.23	2.77
5	3992.23	3992.23	3.40				

Modelo	Paquete de optimización	Etapas	Z (MMUS)	Optimizaciones	Variables por optimización	Restricciones fijas por optimización	optimizaciones por segundo	tiempo total (s)
Benders	Linprog	18	3992.23	180	24	13	53	3,4
Benders	Cplex	18	3992.23	180	24	13	65	2,77
Completo	Linprog	18	3992.23	1	430	234	2	0,55
Completo	Cplex	18	3992.23	1	430	234	2	0,2

Tabla 4.1: Resultados comparativos entre el modelo descompuesto y un modelo completo, utilizando paquetes de optimización LINPROG de MATLAB y CPLEX 12.2

Cabe destacar lo siguiente:

- Los resultados obtenidos al tratar el problema de optimización de la operación en forma descompuesta son equivalentes a los obtenidos al tratar el problema de optimización en forma completa.
- Los tiempos requeridos al optimizar el problema de optimización de la operación son mayores para el caso descompuesto que para el modelo completo. Sin embargo lo anterior se debe a que el problema general de optimización es demasiado pequeño en comparación a los problemas reales de sistemas eléctricos hidrotérmicos.
- En general los problemas reales son de gran envergadura y hay casos en que tratarlos de sin descomposición es prácticamente imposible. Más aún en el caso de que se consideren una gran número de hidrologías estocásticas el problema sin descomposición se torna imposible de resolver, debido a que existen miles de escenarios diferentes ( $N_{hidrologias}^{T_{etapas}}$ ), lo que implicaría un aumento exponencial de las variables y restricciones al aumentar las hidrologías y las etapas. Sin embargo al tratar el problema en forma descompuesta es posible desacoplar las etapas, y el problema de las hidrologías es tratado obteniendo valores esperados del recurso hidráulico para distintos niveles de cotas en los embalses, lo que implica que el problema puede ser resuelto independiente de las hidrologías ya que el esfuerzo computacional se reduce a resolver gran cantidad de veces problemas más pequeños.
- En general la velocidad de optimización es mayor para el software CPLEX 12.2, que para el paquete LINPROG de MATLAB.

**Resultados operacionales** Por último es necesario validar que los resultados del modelo de operación sean consecuentes con la topología y parámetros del sistema eléctrico. Para lo anterior se presentan a modo de ejemplo un bloque correspondiente a la optimización de la operación sin considerar pérdidas en el sistema de transmisión, y un bloque para el caso en que se consideran las pérdidas.

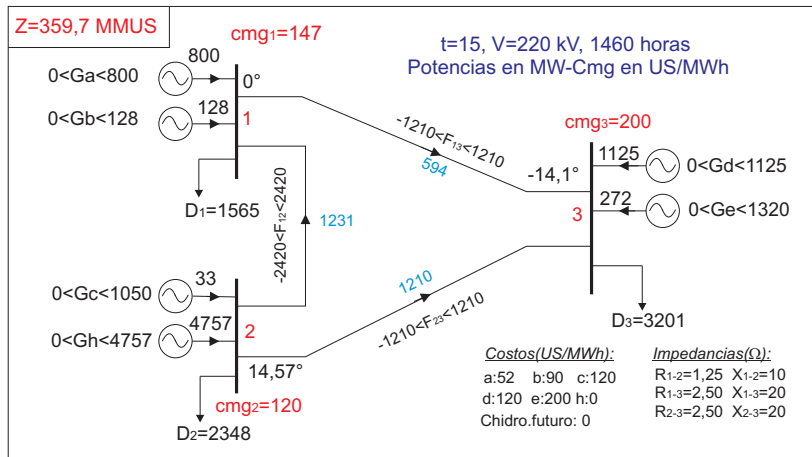


Figura 4.3: Flujo óptimo para la etapa 15, en el modelo sin pérdidas

En la figura 4.3, se verifica un bloque en el cual se presenta la saturación de una línea, con el fin de visualizar el efecto en los costos marginales, y poner a prueba el modelo.

Considerando que la barra 3 es la más cara del sistema y la barra 2 es la más barata, la máxima transferencia va desde la barra 2 a la barra 3 saturándose dicha línea de transmisión. Las unidades más baratas se encuentran al límite de su generación a excepción de la central c de la barra 2, lo anterior se debe a que la limitación en las transferencias entre la barra 2 y 3, a la vez limita las transferencias entre las barras 2-1 y 1-3. Si se aumentase la generación de la central c para transferir energía por el otro circuito(2-1-1-3) a la barra 3, sería necesario disminuir la generación de la barra 2, lo cual no es óptimo al ser las 2 centrales de la barra 1 más baratas que la central c de la barra 2. En consecuencia el resultado es el óptimo para la etapa a simular. Cabe destacar que en dicha etapa el costo de oportunidad del recurso hidráulico está valorizado en 0, lo que implica la máxima generación de dicho recurso en dicho bloque.

Finalmente los costos marginales son distintos en cada barra debido a la saturación de un circuito.

- En la barra 2 corresponde al costo de la central más cara en operación en dicha

barra (Central c - GNL) .

- En la barra 3 corresponde al costo de la central más cara en operación en dicha barra (Central e - Petróleo)
- En la barra 1 corresponde a un costo intermedio entre el costo marginal de la barra 2 y la barra 3. Lo anterior es consecuencia de que al aumentar en una unidad la demanda en dicha barra, sería necesario aumentar la generación de las barras 2 y 3 ya que sería necesario redistribuir las transferencias del circuito (2-1-3), aumentando en 0,66 MW la transferencia entre las barras 2-1 y disminuyendo en 0,34 MW la transferencia entre las barras 1-3. En consecuencia la transferencia entre las barras 1-3 condiciona las transferencias entre las barras 1-2 y 2-3.

Finalmente en la figura 4.4 se presenta el flujo óptimo correspondiente a un bloque temporal (etapa  $t=10$ ), para el caso en que se consideran las pérdidas en el sistema de transmisión.

- Cabe destacar que el costo de oportunidad del recurso hidráulico está valorizado en  $165\$/MWh$  (Valorización estimada en cada proceso de *Recurción*), por lo que para este bloque corresponde a la última central en ser despachada para abastecer la demanda.
- En este caso la diferencia en los costos marginales no se debe a la saturación de un tramo sino más bien a las pérdidas existentes en el sistema de transmisión.
- El costo marginal es mayor en la barra 3, la más cara del sistema, ya que para abastecer una unidad adicional de demanda en la barra 3, es necesario generar más de una unidad en la barra 2 para mitigar las pérdidas.
- Por último las pérdidas reflejan entre un 2 y un 3% de la potencia transmitida por las líneas. Además se refleja la similitud de proporcionalidad con el cuadrado del flujo presentada en el anexo B.

$$P_{loss_{ij}} = r_{ij} P_{ij}^2 \quad (pu)$$

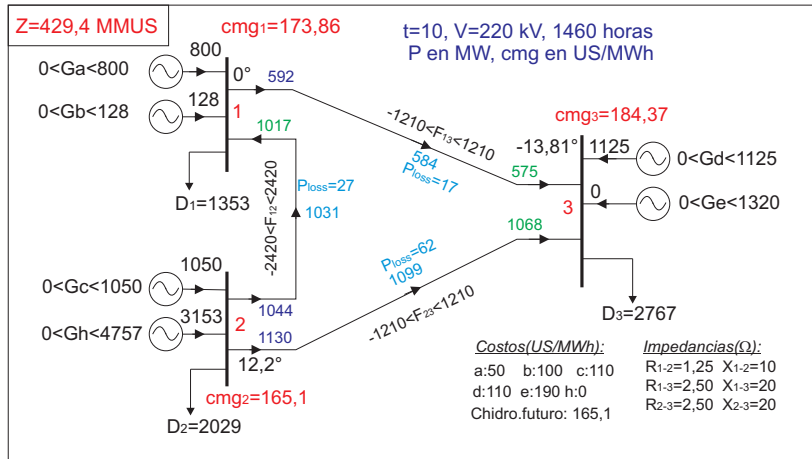


Figura 4.4: Flujo óptimo para la etapa 10, en el modelo con pérdidas

### 4.3. Validación para SIC simplificado de 12 barras

Con el fin de validar aún más la convergencia y los resultados del modelo de operación, se realizará la optimización de la operación para un modelo simplificado del SIC de 12 barras. El diagrama unilineal del SIC simplificado de 12 barras para el primer año del horizonte de planificación se presenta en la figura 4.5.

El modelamiento del SIC simplificado de 12 barras se presenta en detalle en el capítulo 6, ya que en dicho capítulo se trabajará en detalle sobre los resultados del modelo de planificación de la expansión de largo plazo, bajo distintos escenarios de expansión del sistema de transmisión. Sin embargo en este capítulo es utilizado solo para realizar la validación matemática del modelo de operación, y por tanto importa principalmente la convergencia del modelo y el resultado óptimo obtenido.

Los datos de entrada al modelo de operación correspondientes al SIC simplificado de 12 barras se presentan en el anexo E.1. Por otra parte el plan de expansión en transmisión utilizado para simular la operación a largo plazo se presenta en la figura 6.1 del capítulo 6.

#### 4.3.1. Unilineal SIC simplificado de 12 barras

Para validar la simulación de la operación del sistema simplificado de 12 barras se realizaron las siguientes consideraciones<sup>3</sup>:

<sup>3</sup>Más detalle en el capítulo 6

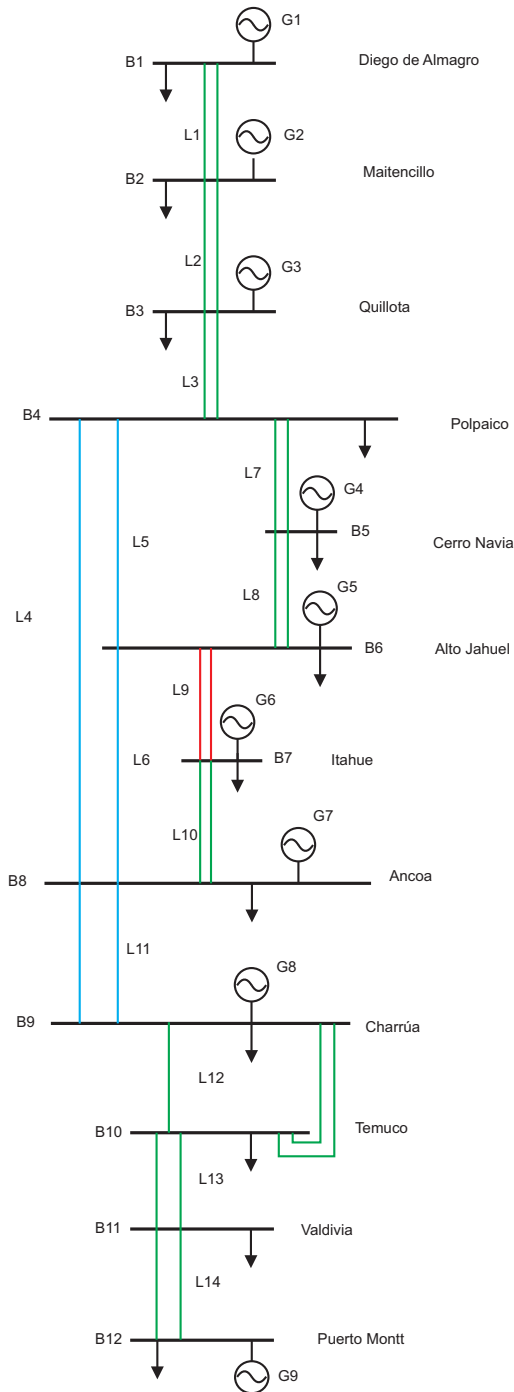


Figura 4.5: Diagrama unilineal simplificado del Sistema Interconectado Central

- No se consideran las pérdidas para efectos de la validación del modelo descompuesto con el modelo completo.
- No se consideran inversiones en generación durante el horizonte de planificación.
- El plan de transmisión utilizado para simular la operación es el caso *b* propuesto en el capítulo 6.
- Solo se considera una serie histórica de hidrología para validar la operación.

#### 4.3.2. Resultados de optimización de la operación

**Convergencia del modelo** La convergencia del modelo de optimización descompuesto se presenta en la figura 4.6. En la figura se presentan gráficos donde se muestra la convergencia del modelo de optimización descompuesto para distintos bloques temporales, donde se asegura la convergencia en todos los casos.

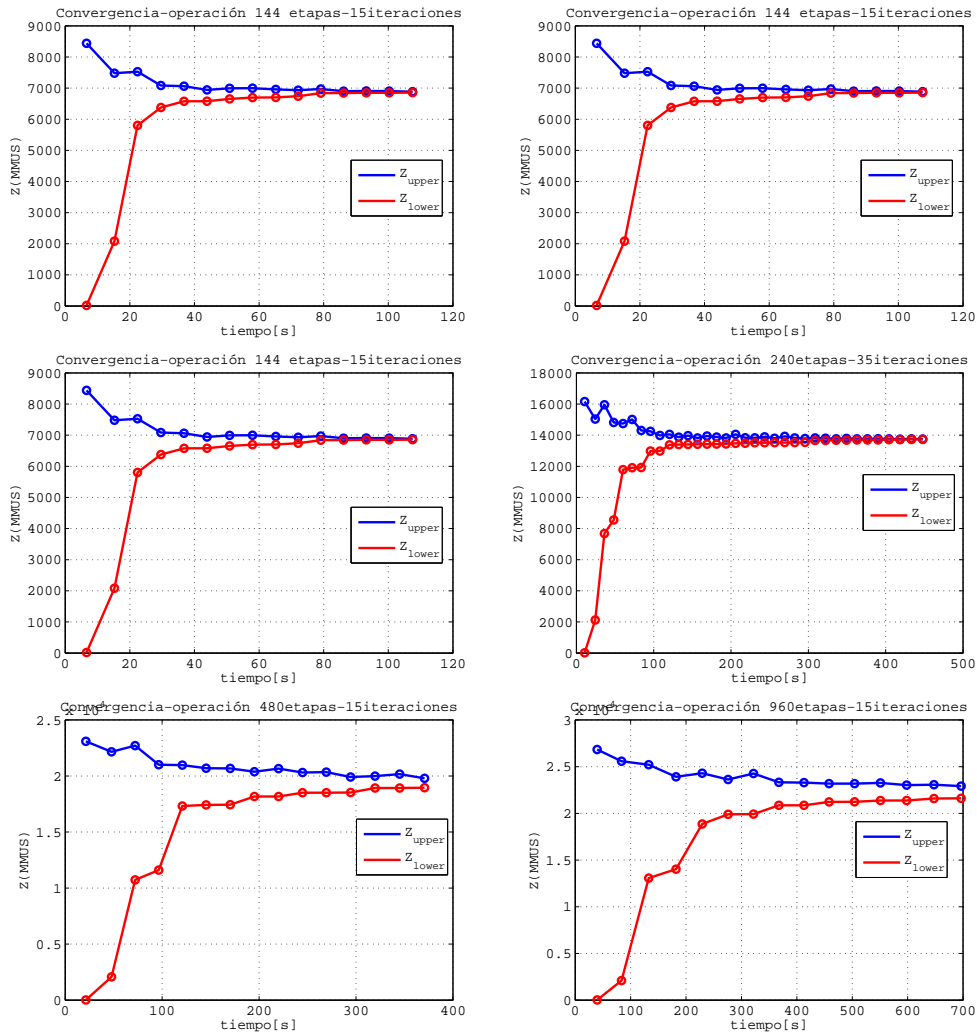


Figura 4.6: Convergencia del modelo de optimización de la operación para distinta cantidad de bloques temporales

**Comparación modelo descompuesto con modelo de optimización completo** Al igual que para el modelo de 3 barras se presentan los resultados obtenidos al optimizar la operación en forma completa y mediante el modelo descompuesto. En la tabla 4.2 se presentan los resultados para la simulación de la operación a largo plazo para un horizonte de planificación de 10 años, discretizando la demanda en 24 bloques anuales. Sin embargo, para la validación del modelo de operación se simuló la operación para horizontes de planificación desde 48 etapas hasta 960 etapas, donde los resultados

en detalle se presentan en el anexo G.

Modelo	Paquete de optimización	Etapas	Z (MMUS)	$Z_{Lower}$ (MMUS)	$Z_{Upper}$ (MMUS)	Optimizaciones	optimizaciones por segundo	tiempo total (s)
Benders	Linprog 15 iteraciones	240	-	13879.6	13431.9	7200	0.020	143.34
Benders	Linprog 35 iteraciones	240	-	13747.9	13728.4	16800	0.027	447.90
Benders	Cplex 15 iteraciones	240	-	13982.3	13233.54	7200	0.023	164.9
Completo	Linprog	240	13751.80	-	-	1	4.300	4.3
Completo	Cplex	240	13751.80	-	-	1	6.600	6.6

Etapas	tiempo (s)			
	Benders		Completo	
	Linprog	Cplex	Linprog	Cplex
48	32.59	35.66	0.92	0.54
96	75.26	72.36	1.66	1.07
144	107.51	102.08	2.42	2.02
192	143.34	144.71	3.10	3.34
240	143.34	164.90	7.50	6.60
480	370.81	369.81	35.30	32.97
960	700.60	696.73	150.40	134.20

Tabla 4.2: Resultados comparativos entre el modelo descompuesto y un modelo completo, utilizando paquetes de optimización LINPROG de MATLAB y CPLEX 12.2, para SIC simplificado de 12 barras

Cabe destacar lo siguiente:

- En la medida que aumentan el número de iteraciones *Simulación-recursión* del modelo descompuesto, la solución se acerca más al óptima general del problema completo. Es el caso del gráfico 4 de la figura 4.6 donde se realizaron 35 iteraciones para obtener la solución óptima de un problema de 240 etapas (10 años).
- En general para problemas de pocas etapas temporales la convergencia del modelo descompuesto es mucho más lenta que la del modelo completo.
- El modelo descompuesto asegura convergencia, y además que la solución a la que converge corresponde al óptimo general del problema.

Los detalles de tiempos de tiempo de convergencia y resultados de las optimizaciones se presentan en las tablas G.1 y G.2 del anexo G.

Finalmente en la figura 4.7 se presentan los resultados de los tiempos de convergencia del modelo de operación descompuesto frente a los tiempos del modelo completo, para problemas con distinto número de etapas a simular.

De las tablas de resultados y la figura se puede concluir que los tiempos de convergencia en estos casos son mayores para el modelo descompuesto que para el modelo completo. Sin embargo, los tiempos de convergencia del modelo descompuesto son

prácticamente lineales con el número de etapas a simular en el caso que las hidrologías sean consideradas determinísticas. Por su parte al resolver el problema compuesto bajo el mismo escenario, los tiempos de convergencia aumentan exponencialmente con el número de etapas a considerar, donde para un número pequeño de etapas los tiempos de convergencia son muy pequeños, y para un número de etapas considerable comienzan a ser del mismo orden de magnitud el modelo descompuesto con el modelo completo.

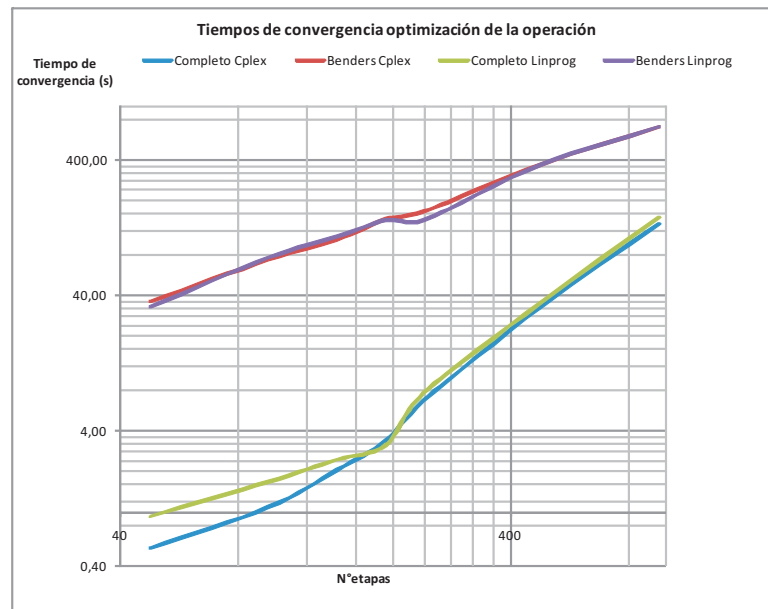


Figura 4.7: Tiempos de convergencia de los modelos de operación descompuesto y completo en función del número de etapas a optimizar

En la figura 4.8 se presenta una proyección de los tiempos de convergencia en función del número de etapas y se puede ver que para este problema, en que se simula un modelo simplificado del SIC de 12 barras los tiempos de convergencia del modelo descompuesto deberían ser menores para escenarios en que la demanda se discretize sobre los 4000 bloques. Considerando que los tiempos de convergencia del modelo completo dependen exponencialmente del número de variables a simular, en aquellos casos en que el modelo a simular sea de gran cantidad de barras, es de esperarse que los tiempos de convergencia del modelo descompuesto sean menores que para el modelo completo a partir de un número de etapas mucho menor.

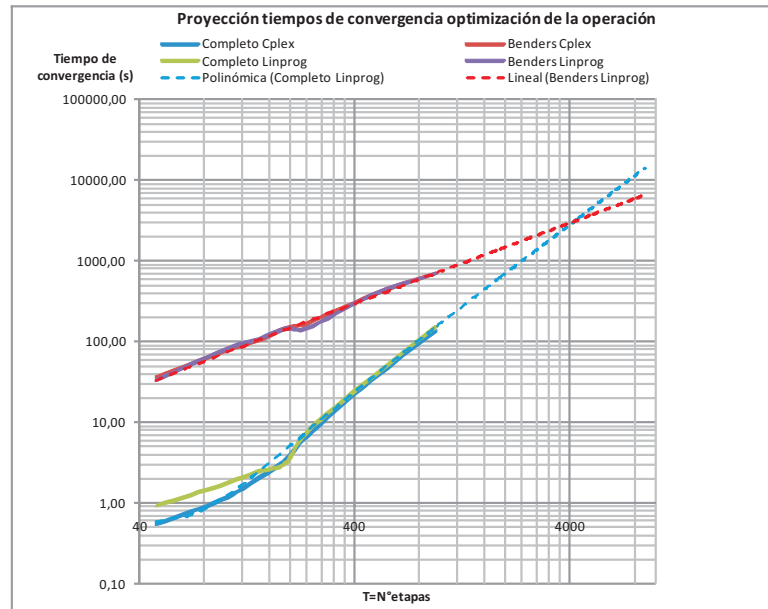


Figura 4.8: Tiempos de convergencia proyectados de los modelos de operación descompuesto y completo en función del número de etapas a optimizar

Más aún, en aquellos casos en que se consideren gran cantidad de escenarios hidrológicos, el problema a resolver es equivalente a resolver un problema de elevado número de bloques temporales. En consecuencia el solo hecho de considerar más escenarios hidrológicos aumenta considerablemente el número de bloques y por ende el número de variables del problema completo, aunque se quisiese simular una pequeña cantidad de años, lo que hace atractivo resolver el problema de operación en forma descompuesta.

En consecuencia según la envergadura del problema que se desee resolver, y el detalle en el modelamiento hidrológico es más o menos conveniente utilizar el modelo de operación descompuesto o el modelo completo.

#### Ventajas modelo descompuesto (*Programación dinámica dual*)

- Tiempos de convergencia lineales con el número de etapas a simular.
- Utilización de menor cantidad de recursos de memoria RAM, al trabajar temporalmente con matrices mucho más pequeñas que el modelo compuesto, lo que implica que no habría problemas al resolver problemas de gran envergadura.
- Posibilidad de calcular el costo de oportunidad del agua como una función lineal por tramos, en cada uno de los procesos de recursión. Más aún en los casos que

se consideran gran cantidad de escenarios hidrológicos, es posible determinar valores esperados del recurso hidráulico, sin necesidad de resolver todos los posibles caminos de escenarios hidrológicos. En un modelo completo no es posible determinar un costo de oportunidad del recurso hidráulico como una función lineal por tramos.

- Compatibilidad para resolver problemas de cualquier cantidad de etapas, hidrologías y embalses, ya que se resuelven una gran cantidad de problemas de pequeña envergadura.

## Capítulo 5

# Validación del modelo de inversión

### 5.1. Aspectos teóricos

Para realizar la validación del modelo de inversión es necesario tener en cuenta 2 aspectos:

- a) Verificar la convergencia del modelo de optimización de la inversión.
- b) Verificar que el valor de la solución óptima obtenida al resolver el problema en forma descompuesta, es equivalente a la solución óptima obtenida al resolver el problema completo (sin descomposición).

Dicha validación será realizada tanto para un sistema eléctrico de 3 barras, como para un sistema simplificado del SIC de 12 barras.

**Convergencia del modelo** Este punto se verifica realizando la comparación entre la cota superior e inferior presentada en el esquema de la figura 3.10.

$$|Z_{upper_{inv}} - Z_{lower_{inv}}| < \epsilon$$

**Optimización del problema completo** La optimización del problema completo consiste en resolver el problema de optimización de la inversión en forma compacta. Matemáticamente resolver el problema completo de inversión presentado a continuación:

$$Z_{total} = Min [\beta_{inv_1} D_1 \quad \beta_{inv_2} D_2 \quad \dots \quad \beta_{inv_{T_i}} D_{T_i} \quad \beta_1 C_1 \quad \beta_2 C_2 \quad \dots \quad \beta_T C_T] \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \vdots \\ Y_{T_i} \\ X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_T \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

sujeto a:

$$\begin{bmatrix} A_{yeq} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & A_{xeq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y \\ X \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_{yeq} \\ b_{xeq} \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

$$\begin{bmatrix} G_{xy1} & G_{xy2} \\ \mathbf{0} & A_{xineq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y \\ X \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ b_{xineq} \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

$$\begin{bmatrix} Y_{min} \\ X_{min} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} Y \\ X \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} Y_{max} \\ X_{max} \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

Donde

$A_{yeq}, b_{yeq}$ : Son matrices que representan las restricciones de inversión de igualdad que son independientes de las variables de operación. En específico, ellas incorporan las restricciones de inversión acumulada

$$y_{t_i n_j} = y_{t-1_i n_j} + \Delta y_{t_i n_j}$$

$A_{xeq}, b_{xeq}$ : Son matrices que representan las restricciones de operación de igualdad que son independientes de las variables de inversión. En específico las restricciones de demanda, energía hidráulica y flujos.

$A_{xineq}, b_{xineq}$ : Son matrices que representan los límites de transferencias en las líneas de transmisión

$C_t, D_{ti}$ : Costos de operación e inversión de las centrales, en las etapas  $t$  y  $t_i$  respectivamente .

$G_{xy1}, G_{xy2}$ : Son matrices que representan el acoplamiento entre las variables de inversión y operación. En este caso son las restricciones de generación máxima de las centrales.

$$G_{tnj} - fp_{tnj} y_{t_i n_j} \quad \forall t \in T_i$$

$X, Y$ : Vectores de variables de operación e inversión, respectivamente.

$\beta_t, \beta_{inv_{t_i}}$ : Factores de actualización del capital para las etapas  $t$  y  $t_i$  respectivamente.

Cabe destacar que el sub-problema de operación es un caso particular del problema general, ya que al considerar un plan de inversión en generación dado, las matrices  $D, A_{yeq}, G_{xy1}$  desaparecen, y las restricción común entre la inversión y operación pasa a ser parte de un límite máximo para las variables de operación correspondientes a la generación de las centrales. Más aún, las restricciones 5.3 representan el acoplamiento general entre las variables de inversión de transmisión-generación, con las variables de operación. En la medida que alguno de los planes sea definido, uno de las 4 submatrices será asignada con cero. Sin embargo, el problema general de planificación de la inversión en transmisión es no lineal, y en consecuencia para esta formulación necesariamente la tercera sub-matriz <sup>1</sup> será asignada con ceros.

<sup>1</sup>Sub-matriz {2,1} de la restricción (5.3)

## 5.2. Validación para sistema de 3 barras

### 5.2.1. Consideraciones

El sistema de 3 barras utilizado es el mismo que el presentado en la figura 4.1 del capítulo 4. Los datos correspondientes a dicho sistema se presentan en el anexo F. La optimización de la inversión para el sistema de 3 barras considera:

- Optimización de la operación para un horizonte de 3 años, cuyos bloques de demanda son discretizados en 6 bloques anuales de igual duración.
- Las inversiones son anuales.
- Se considera solo una hidrología con afluente determinístico para el embalse del nodo 2.
- No se consideran inversiones en el sistema de transmisión en el horizonte de planificación. Sin embargo el modelo admite un sistema de transmisión flexible en el horizonte de planificación, siendo posible tener una matriz de admitancia variable en el horizonte de planificación.

### 5.2.2. Resultados de optimización de la inversión

**Convergencia del modelo** En la figura 5.1 se verifica la convergencia del modelo de optimización descompuesto, donde la figura de la izquierda representa la convergencia del modelo al utilizar CPLEX 12.2 como paquete de optimización, y en la de la derecha se representa la convergencia del modelo al utilizar el paquete LINPROG de MATLAB.

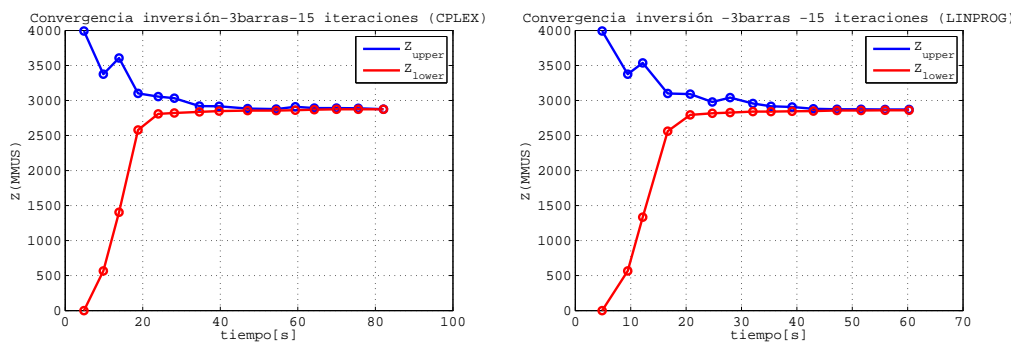


Figura 5.1: Resultados de la convergencia del modelo de optimización de la inversión para el sistema de 3 barras

De la figura 5.1 cabe mencionar:

- Se presentan las primeras 15 iteraciones del modelo de optimización de la inversión, sin embargo para la convergencia real del modelo fueron necesarias 18 iteraciones.
- Al resolver el problema descompuesto haciendo uso de LINPROG de MATLAB, los tiempos de convergencia son levemente menores a los requeridos por CPLEX, debido a que CPLEX independientemente de la envergadura del problema utiliza tiempo en reordenar las matrices de optimización lineal, sin embargo dicho proceso se hace irrelevante cuando se resuelven problemas de gran envergadura, y por tanto en aquellos casos CPLEX tiene una convergencia más rápida.

**Comparación modelo descompuesto con modelo de optimización completo** Finalmente en la tabla 5.1 se presenta una comparación entre los tiempos de convergencia del modelo completo y el modelo descompuesto. Cabe destacar que en este caso, los tiempos de convergencia del modelo completo son mucho menores que el problema descompuesto. Lo anterior es consecuencia de que el problema resuelto es de muy pequeña envergadura.

Otro aspecto relevante que se debe mencionar, es que en este caso el problema resuelto es de variables continuas, sin embargo en la realidad las variables de inversión son discretas, y por lo tanto el problema general de optimización de la inversión y operación, se transforma en un problema de variables entero-mixtas. En consecuencia, al resolver el problema en forma completa, los tiempos de convergencia serían muchísimo mayores, más aún si se considera un sistema real con gran cantidad de barras y bloques de discretización de la demanda.

Modelo	Paquete de optimización	Etapas operación	Z (MMUS)	Optimizaciones inversión	Optimizaciones totales	Variables por optimización aprox.	Restricciones fijas por optimización aprox.	optimizaciones por segundo	tiempo total (s)
Benders	Linprog	18	2862.00	18	3240	24	13	53	60.7
Benders	Cplex	18	2875.00	18	3240	24	13	36	91
Completo	Linprog	18	2861.89	-	1	430	500	1	0.77
Completo	Cplex	18	2861.89	-	1	430	500	5	0.2

Tabla 5.1: Resultados de la convergencia de la optimización de la inversión, para el modelo descompuesto y el modelo completo

El detalle de las iteraciones se presenta en la tabla G.3.

**Resultados de inversión** Los resultados de las potencias a instalar se presentan en la tabla siguiente:

Año \ Nodo	Potencia (MW)		
	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3
1	-	-	1065 MW Carbón
2	-	137 MW Carbón	1240 MW Carbón
2	-	556 MW Hidro	-
3	-	-	-

Tabla 5.2: Resultados de centrales a instalar para el sistema de 3 barras

Gráficamente las centrales a instalar se presentan en las figuras 5.2 y 5.3.

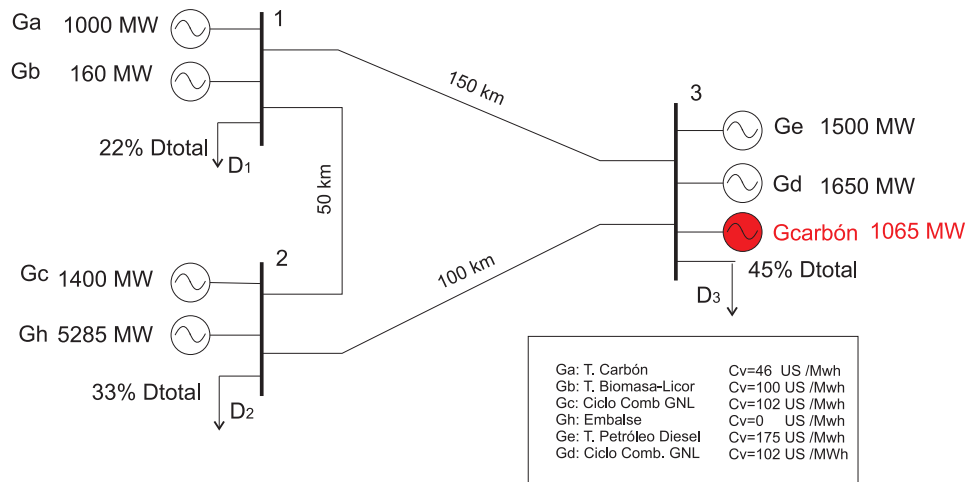


Figura 5.2: Resultados de inversión para el año 1

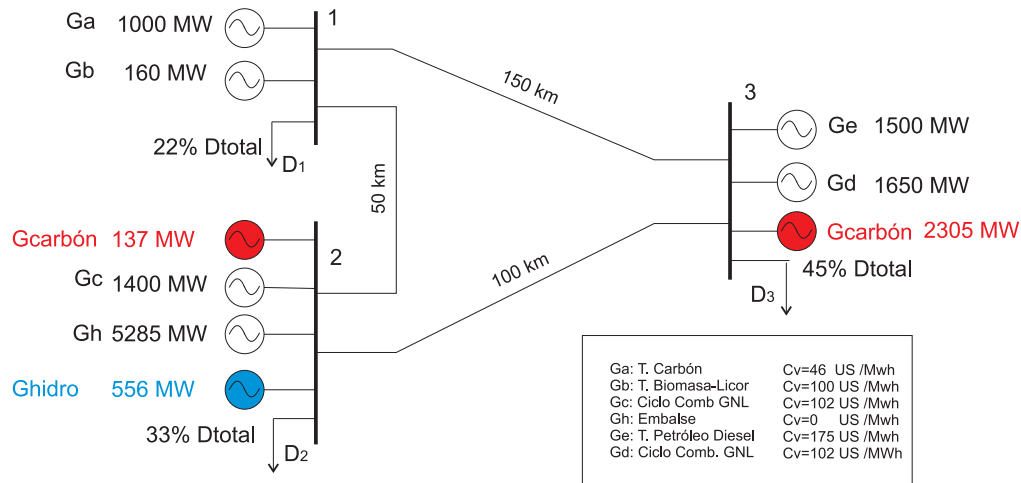


Figura 5.3: Resultados de inversión para el año 2

### 5.3. Validación para sistema de 12 barras

Con el fin de validar aún más la convergencia y los resultados del modelo de inversión, se realizará la optimización de la inversión para un modelo simplificado del SIC de 12 barras, al igual que en el caso que se validó el modelo de operación. El diagrama unilineal del SIC simplificado de 12 barras para el primer año del horizonte de planificación es el que se presenta en la figura 4.5 del capítulo 4, y para los siguientes años del horizonte de planificación las expansiones de transmisión se presentan en la figura 6.1 del capítulo 6 <sup>2</sup>.

#### 5.3.1. Consideraciones

Para validar el modelo de optimización de la inversión aplicado al sistema simplificado de 12 barras se realizaron las siguientes consideraciones<sup>3</sup>:

- No se consideran las pérdidas para efectos de la validación del modelo descompuesto con el modelo completo.
- Las inversiones en generación se consideran anuales durante el horizonte de planificación.

<sup>2</sup>Ver índice de figuras

<sup>3</sup>Más detalle en el capítulo 6

- El plan de transmisión utilizado para simular la operación es el caso *b* propuesto en la sección 6.5 del capítulo 6.
- Solo se considera una serie histórica de hidrología para validar el modelo de optimización de la inversión.

### 5.3.2. Resultados de optimización de la inversión

**Convergencia del modelo** La convergencia del modelo de optimización descompuesto se presenta en la figura 5.4. En la figura se presentan gráficos donde se muestra la convergencia del modelo de optimización descompuesto para distintos bloques temporales, donde se asegura la convergencia en todos los casos.

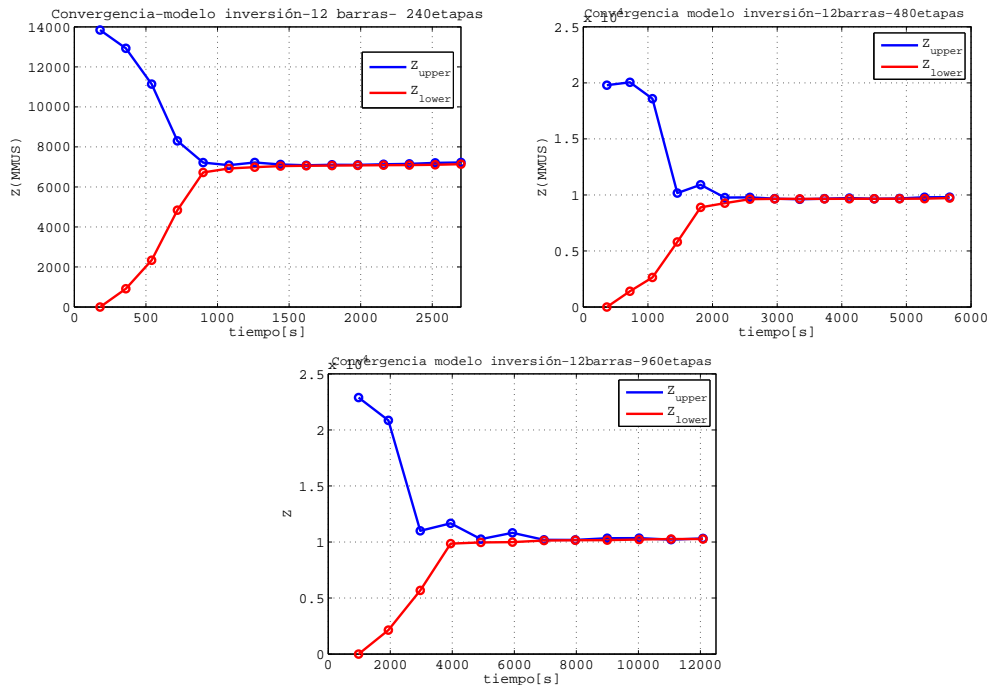


Figura 5.4: Convergencia del modelo de optimización de la inversión para distinta cantidad de bloques temporales

**Comparación modelo descompuesto con modelo de optimización completo** Al igual que para el modelo de 3 barras se presentan los resultados obtenidos al optimizar la inversión en forma completa y mediante el modelo descompuesto. En la tabla 5.3 se presentan los resultados para la optimización de la inversión a largo

plazo para un horizonte de planificación de 10 años, discretizando la demanda en 24 bloques anuales. Sin embargo, para la validación del modelo de inversión se optimizó la inversión para horizontes de planificación desde 240 etapas hasta 960 etapas, donde los resultados en detalle se presentan en el anexo G.

Paquete de optimización	Etapas	Z (MMUS)	ZL (MMUS)	ZU (MMUS)	tiempo total (s)	tiempo (s)		
						Etapas	Benders Linprog	Completo Cplex
Linprog 10 iteraciones	240	-	7109.3	7069.4	1810			
Linprog 15 iteraciones	240	-	7223.8	7136.8	2715	240	2715	19
Linprog 20 iteraciones	240	-	7115.2	7156.3	3610	480	5670	115
Cplex	240	7119.0	-	-	19	960	12083	605

Tabla 5.3: Resultados comparativos entre el modelo de inversión descompuesto y un modelo completo, utilizando paquetes de optimización LINPROG de MATLAB y CPLEX 12.2, para SIC simplificado de 12 barras

Cabe destacar lo siguiente:

- En la medida que aumentan el número de iteraciones *inversión-operación* del modelo descompuesto, la solución se acerca más al óptima general del problema completo.
- En general para problemas de pocas etapas temporales la convergencia del modelo descompuesto es mucho más lenta que la del modelo completo.
- El modelo descompuesto asegura convergencia, y además que la solución a la que converge corresponde al óptimo general del problema.

Los detalles de tiempos de convergencia y resultados de las optimizaciones se presentan en las tablas G.4 y G.5 del anexo G.

Finalmente en la figura 5.5 se presentan los resultados de los tiempos de convergencia del modelo de inversión descompuesto frente a los tiempos del modelo completo, para problemas con distinto número de etapas.

De las tablas de resultados y la figura se puede concluir que los tiempos de convergencia en estos casos son mayores para el modelo descompuesto que para el modelo completo. Sin embargo, los tiempos de convergencia del modelo descompuesto son prácticamente lineales con el número de etapas a simular. Por su parte al resolver el problema compuesto, los tiempos de convergencia aumentan exponencialmente con el número de etapas a considerar, donde para un número pequeño de etapas los tiempos de convergencia son muy pequeños, y para un número de etapas considerable comienzan a ser del mismo orden de magnitud el modelo descompuesto con el modelo completo.

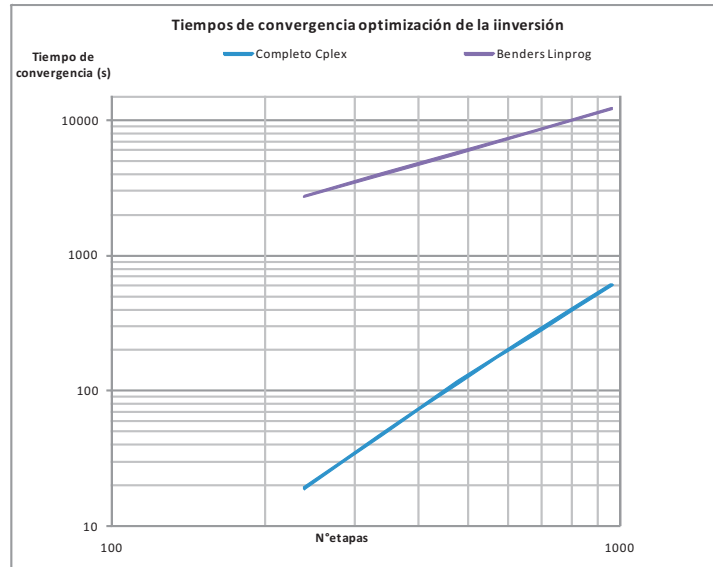


Figura 5.5: Tiempos de convergencia de los modelos de inversión descompuesto y completo en función del número de etapas a optimizar

Cabe destacar que el problema que se está resolviendo es muy pequeño considerando que solo se desea validar el modelo de inversión descompuesto desde el punto de vista de su convergencia, y de que los resultados coincidan con el óptimo real del problema general. Dichas simplificaciones son:

- Se considera solo un sistema simplificado del SIC de 12 barras.
- Se simula solo 1 hidrología, y determinística.
- Las variables de inversión se consideran continuas.

Todas las simplificaciones anteriores, permiten que el problema completo de optimización siga siendo pequeño en comparación con los problemas que en la realidad se resuelven. En consecuencia el número de variables a optimizar es muy pequeño en comparación con la realidad, y por tanto solo en estos casos de pocas variables no se justifica utilizar una técnica de descomposición.

Sin embargo, considerando que los tiempos de convergencia de un modelo completo aumentan exponencialmente con el número de variables, en la medida que dichas variables aumentan se hace razonable utilizar las técnicas de descomposición.

Con el fin de simular el efecto de aumentar el número de variables en el problema general de optimización de la inversión, se adicionan etapas temporales, con el fin de

emular el efecto que tendría un aumento de número de variables del problema, ya sea por disponer de un sistema eléctrico de mayor envergadura (real), o por disponer de un número mayor de escenarios hidrológicos.

Dado lo anterior, en la figura 5.6 se presenta una proyección de los tiempos de convergencia en función del número de etapas y se puede ver que desde cierto punto se hace razonable utilizar las técnicas de descomposición.

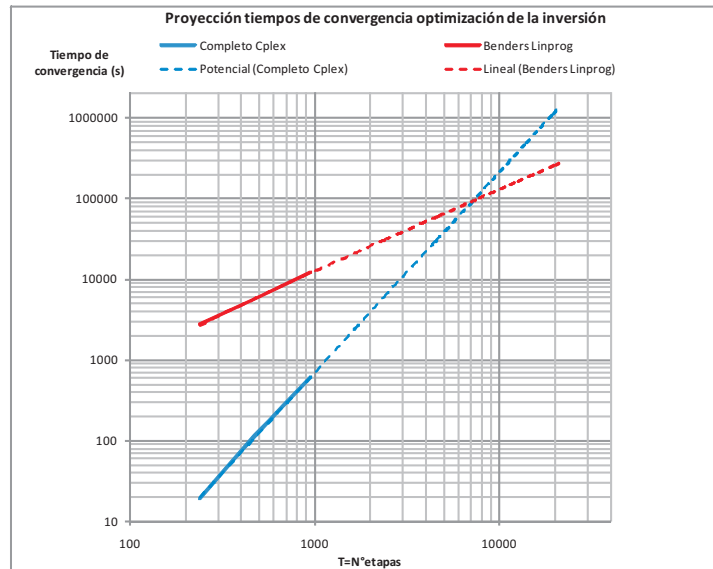


Figura 5.6: Tiempos de convergencia proyectados de los modelos de inversión descompuesto y completo en función del número de etapas a optimizar

Por último si se considera que las variables de inversión reales son discretas, la descomposición entre los sub-problemas de inversión y operación se hace más evidente, con el fin de no resolver un solo problema entero-mixto de elevada cantidad de variables.

Los resultados y efectos sistémicos producto de la optimización de la inversión se presentan y discuten en el capítulo 6, y no se entrará en más detalle en este capítulo.

#### 5.4. Validación para variables de inversión discretas-sistema de 3 barras

En general los problemas reales de planificación de la expansión del parque generador consideran variables de inversión discretas. Es por ello que se presentará una

alternativa de solución para aquellos casos en que se pretenda resolver el problema discreto. Sin embargo en este trabajo, la aplicación del modelo para variables de inversión discretas será realizada solo para el sistema de 3 barras, y no entrará en el detalle en el algoritmo genético utilizado con el fin de simplificar el contenido del trabajo de Tesis, y quedará como trabajo futuro su aplicación a un sistema más complejo.

En consecuencia esta sección se incorpora con el fin de presentar una de las grandes ventajas que trae resolver el problema general de optimización de la operación e inversión en forma descompuesta. Dicha ventaja se refiere al hecho que al resolver el problema relajado (variables de inversión continuas) en forma descompuesta, en cada una de las iteraciones se van generando cortes de Benders que permiten construir la función lineal por tramos que estima la operación. Y en consecuencia dichas estimaciones serán invariantes con el tipo de variable (discreto o continuo). Lo anterior permite optimizar las inversiones con variables discretas después de haber generado suficientes cortes de Benders continuos, y en consecuencia resolver un problema discreto bastante más relajado que el original (inversión-operación) logrando resultados satisfactorios.

#### **5.4.1. Optimización para variables de inversión discretas**

En la figura 5.7 se presenta la metodología utilizada para resolver el sub-problema de inversión.

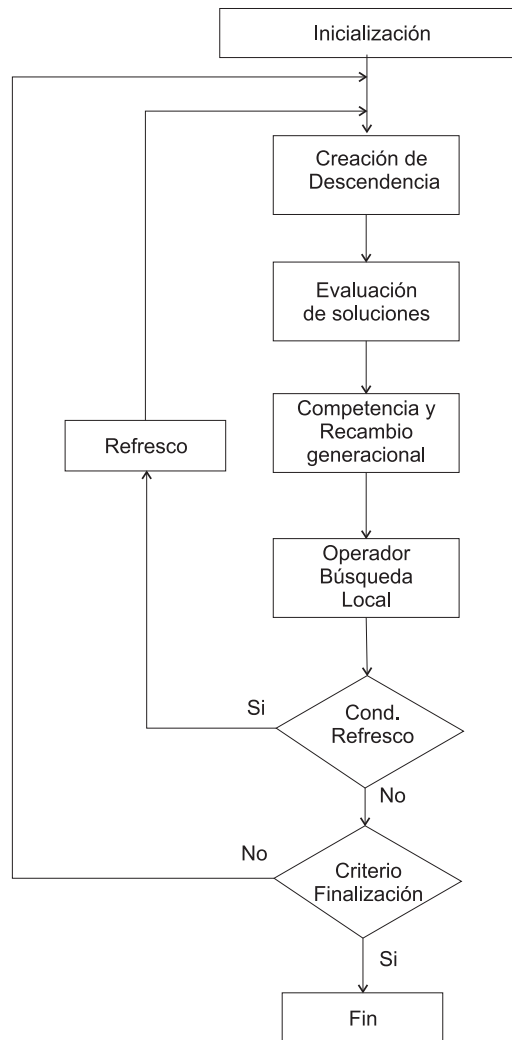


Figura 5.7: Diagrama de flujos algoritmo genético

#### 5.4.1.a. Descripción

Para el caso de variables de inversión discretas, se utilizó en el caso de la segunda etapa (sub-problema de operación) la programación dinámica dual determinística, y en la primera etapa dada la característica discreta de las variables se utilizaron algoritmos genéticos.

#### Consideraciones

- Las inversiones se realizan anualmente (En la primera etapa del año correspondiente).
- Cada año de inversión consta de 6 etapas temporales de operación (Discretización de la curva de duración de la demanda en 6 bloques).

#### 5.4.1.b. Resultados

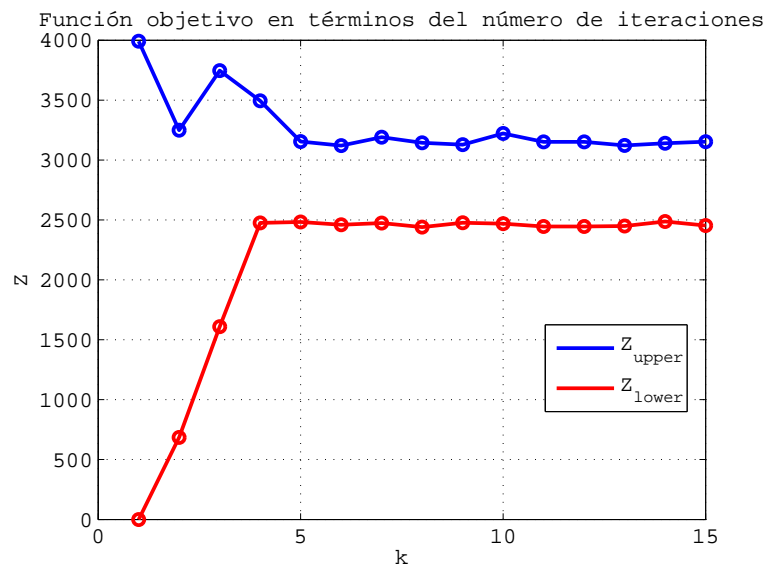


Figura 5.8: Resultado general algoritmos genéticos

En la figura 5.8, se presentan los resultados de la convergencia del problema descompuesto para variables de inversión discretas. En dicho caso el *Master Problem* consiste en un problema de variables discretas, el cual requiere de un gran esfuerzo computacional para optimizar las variables de inversión en cada iteración. Más aún, en este caso se utilizó un método de búsqueda local para acelerar la convergencia del *Master Problem* (Algoritmos genéticos), lo que indujo problemas en la convergencia general del problema descompuesto de *inversión-operación*, ya que al no disponer del óptimo general para cada iteración en las variables de inversión, los *cortes de Benders* generados en cada iteración no son los adecuados para lograr la convergencia rápida del problema general.

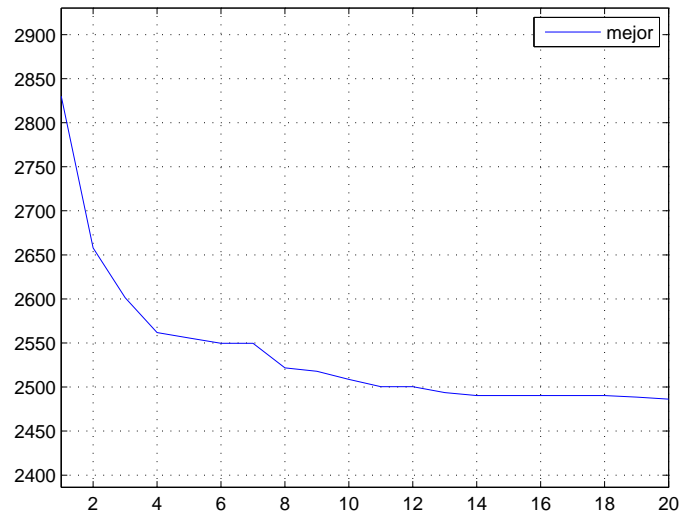


Figura 5.9: Resultado ultima iteración sub-problema de inversión

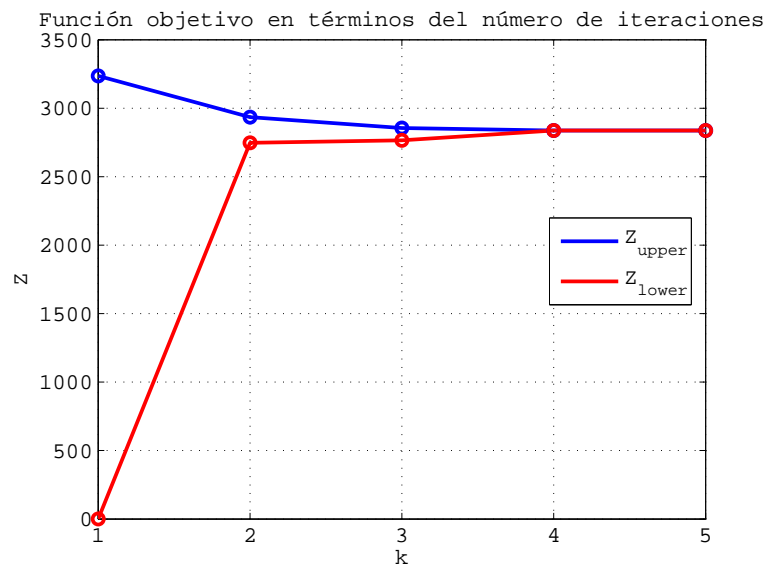


Figura 5.10: Resultado ultima iteración sub-problema de operación

En las figuras 5.9, y 5.10, se presenta la convergencia de las variables de inversión

discretas y las variables de operación continuas para la última iteración *inversión-operación*, respectivamente <sup>4</sup>.

## 5.4.2. Variante en optimización para variables de inversión discretas

### 5.4.2.a. Descripción

Dado que con algoritmos genéticos no es posible encontrar los óptimos globales para la etapa de inversión, cuando se resuelve el sub-problema de operación con el parque generador estimado en la primera etapa se generan cortes de Benders de menor calidad (Referente a la búsqueda de la solución completa del problema descompuesto) que en el caso en que se utiliza el método Simplex en la etapa de inversión.

Para solucionar dicho problema, se utilizarán los cortes de Benders obtenidos en la solución del problema continuo, para finalmente solo resolver la última iteración haciendo uso de la técnica de los algoritmos genéticos.

En la figura 5.11 se presenta la metodología utilizada.

---

<sup>4</sup>Para resolver la optimización de las variables de inversión discretas se utilizó algoritmos genéticos, y para la optimización de las variables de operación continuas se utilizó programación dinámica dual determinística.

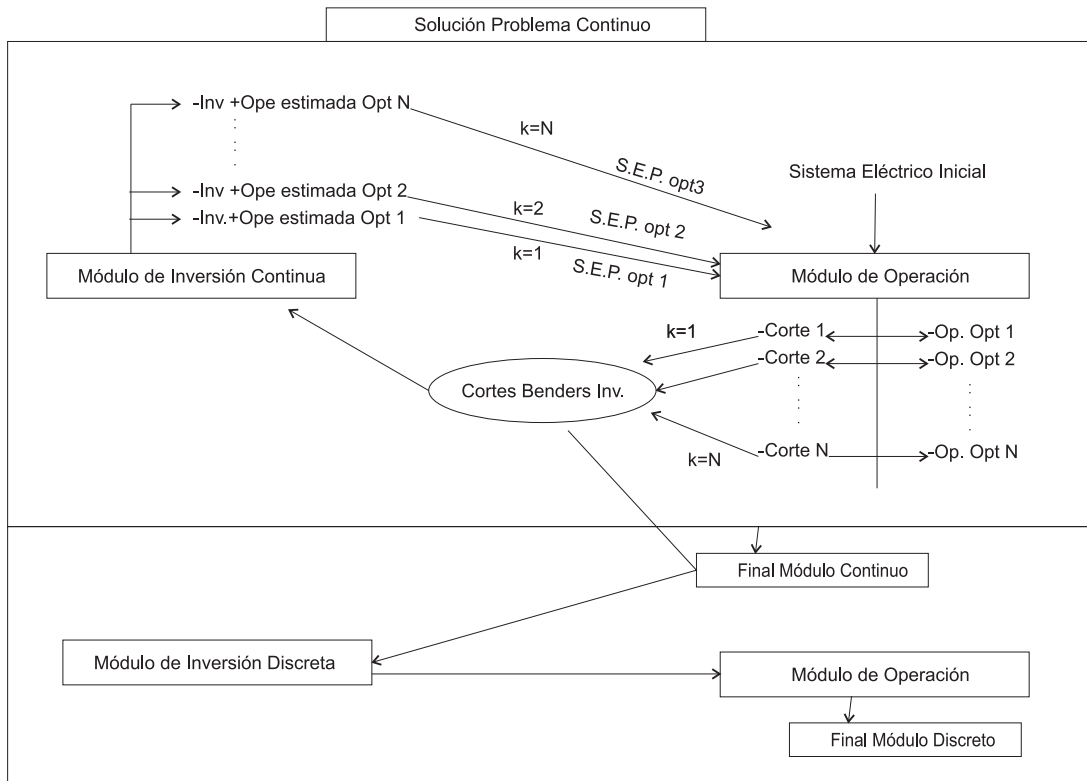


Figura 5.11: Variante para solución del problema con variables de inversión discretas, utilizando algoritmos genéticos en la última iteración

En la sub-sección siguiente se presentarán los resultados al aplicar la variante en el método, para el sistema de 3 barras utilizado, con el fin de ver las ventajas de dicha variante en el tratamiento de problemas con variables de inversión discretas.

## 5.4.2.b. Resultados

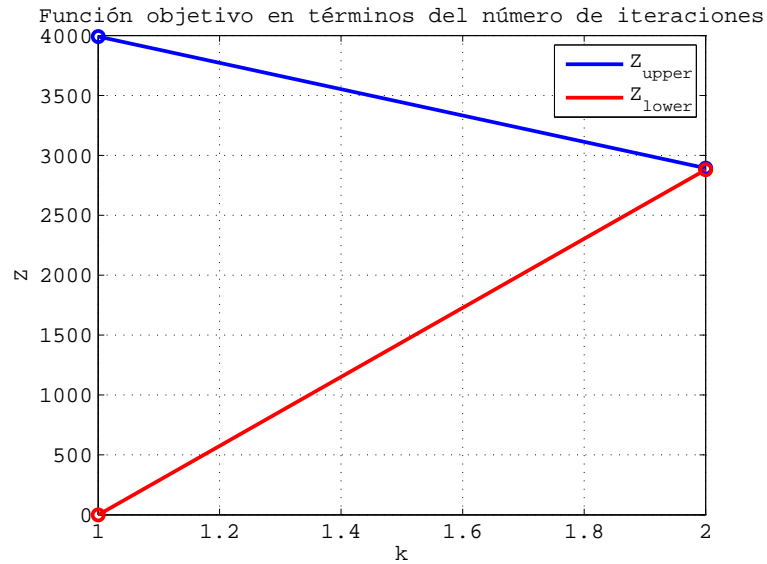


Figura 5.12: Resultado general algoritmos genéticos en última iteración

En la figura 5.12 se presentan los resultados de la convergencia del problema descompuesto *Master Problem* al resolver el problema de variables discretas después de haber resuelto el problema con variables de inversión continua, y haciendo uso de los *cortes de Benders* de inversión generados al resolver el problema de variables continuas para estimar los costos de operación. De los resultados de convergencia se confirma dicha variante en el algoritmo como una manera atractiva de resolver problemas de inversión cuyas variables sean discretas.

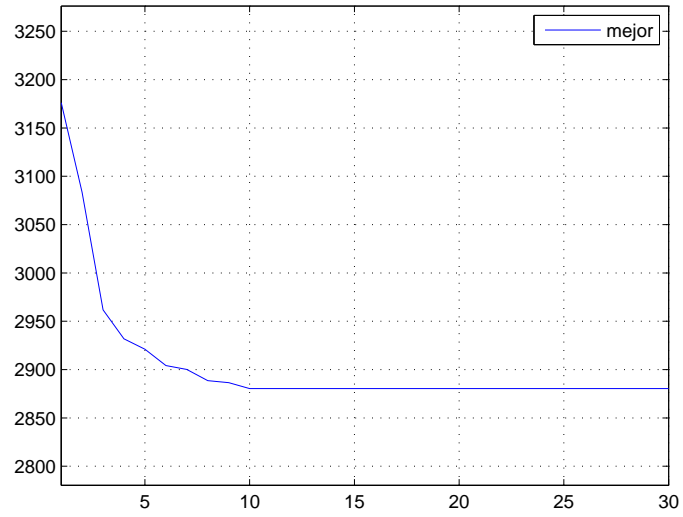


Figura 5.13: Resultado sub-problema de inversión, con cortes de Benders previamente calculados

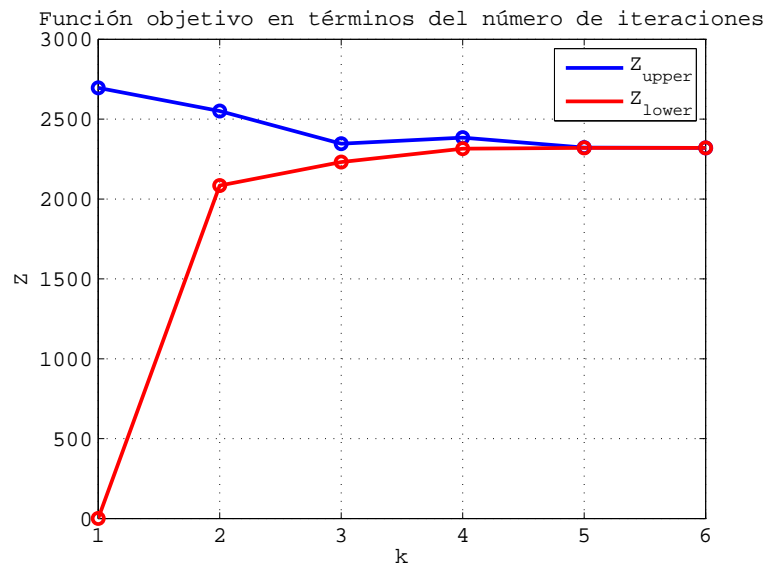


Figura 5.14: Resultado sub-problema de operación

En las figuras 5.13, y 5.14, se presenta la convergencia de las variables de inversión discretas y las variables de operación continuas para la última iteración *inversión-operación*, respectivamente

Año	Potencia (MW)		
	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3
1	100 MW Carbón-	100 MW Carbón	700 MW Carbón
2	-	200 MW Carbón	1300 MW Carbón
3	-	400 MW Hidro -	-

Tabla 5.4: Resultados de centrales a instalar

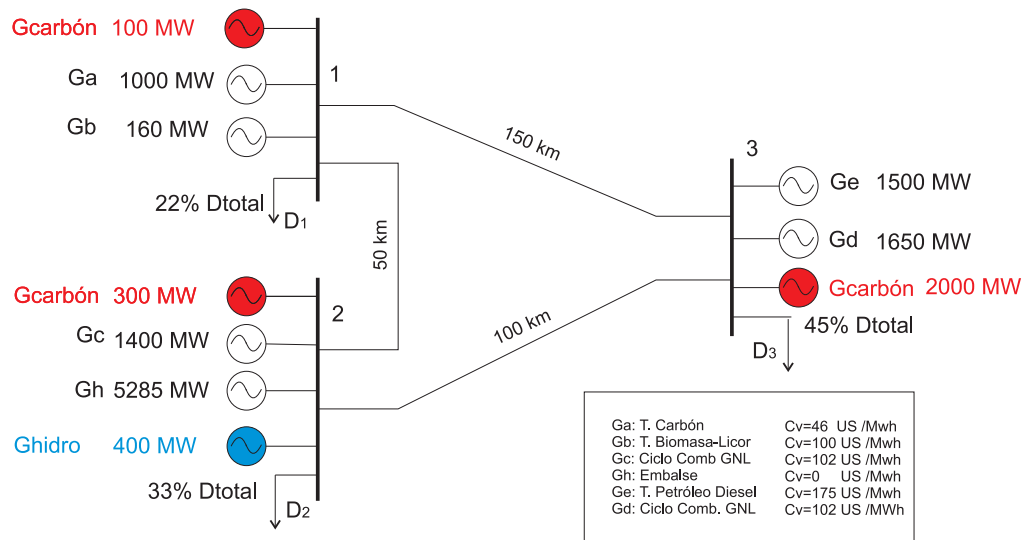


Figura 5.15: Resultados de inversión al final del horizonte de planificación año 3

Finalmente en la figura 5.15 se presentan en forma esquemática los resultados de la tabla 5.4.

## Capítulo 6

# Aplicación a modelo del SIC de 12 barras

### 6.1. Metodología utilizada

El esquema de la metodología utilizada para resolver el problema de optimización de la expansión del parque generador se explica en la sección 3.1 y se presenta en forma esquemática en la figura 3.1.

**Optimización para variables de inversión continua** Para el caso de variables de inversión continua, se utilizó como método de optimización en ambas etapas la programación lineal. En el modelo de operación se utilizó programación dinámica dual determinística (Programación lineal con cortes de Benders), y en la primera etapa (etapa inversión) la programación lineal.

### 6.2. Modelamiento del SIC: Unilineal simplificado de 12 barras

#### 6.2.1. Diagrama unilineal simplificado del SIC

En la figura 4.5 del capítulo 4, se presenta el diagrama unilineal simplificado del SIC a utilizar, donde se simplifica el modelo real a un modelo de 12 barras. Sin embargo en dicho modelo solo se presenta el diagrama unilineal utilizado al primer año del horizonte de planificación. En consecuencia, cuando se realice el análisis de resultados del modelo de inversión en generación (que se realizará sobre distintos escenarios de

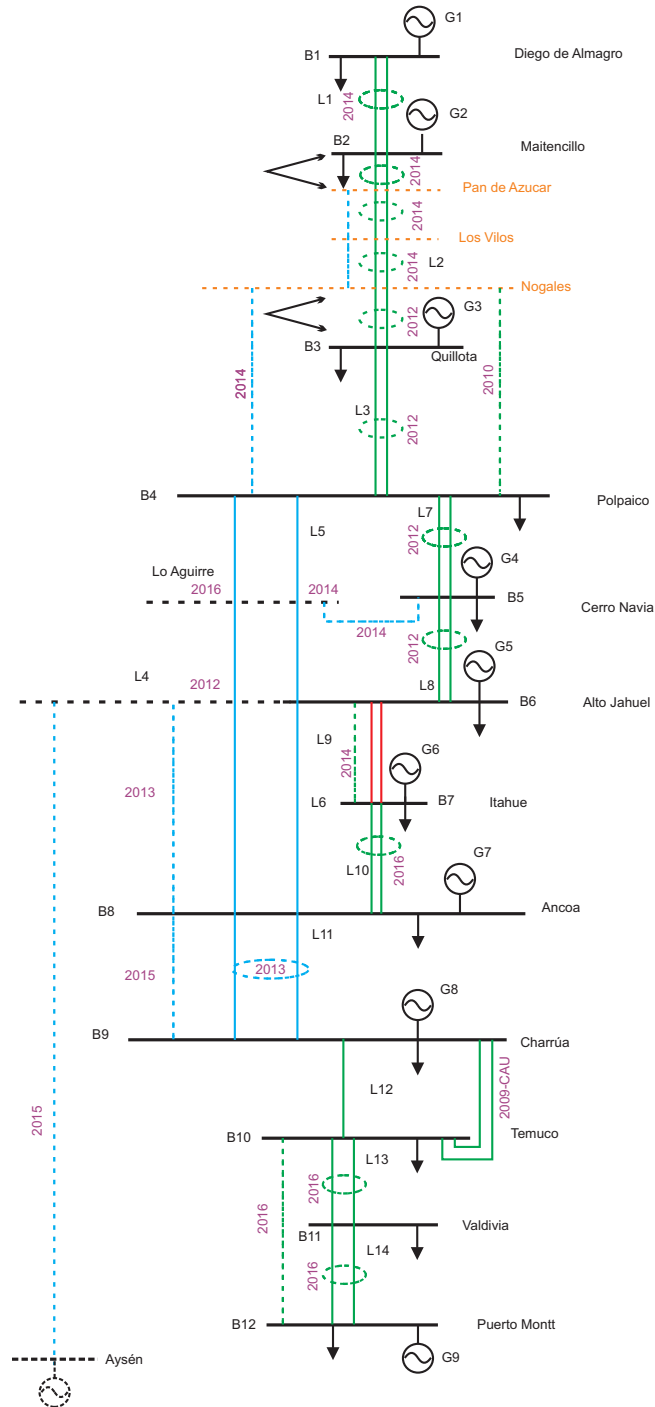


Figura 6.1: Diagrama unilineal simplificado del Sistema Interconectado Central

la red de transmisión) se tomará como base las expansiones propuestas por la CNE presentadas en la figura 6.1.

Los datos utilizados para modelar el Sistema Interconectado Central, se presentan en el anexo. Para la obtención de dichas tablas fue necesario utilizar información de la página web de la cne y del cdec-sic<sup>1</sup>, además de utilizar datos de entrada al programa OSE2000 los cuales se encuentran en los archivos de entrada para la realización de los Informes de Precio de Nudo de la CNE. Considerando que la etapa de optimización del OSE2000 se realiza con 24 nudos troncales, fue necesario integrar demandas y generaciones en nudos comunes para el modelo simplificado del SIC de 12 barras. Por otra parte no se consideró el acoplamiento hidráulico y los afluentes de los embalses se integraron de tal manera de disponer de un embalse equivalente por nodo (para el caso del modelo simplificado del SIC de 12 barras se consideraron en total 6 embalses del total de 10).

### 6.2.2. Demanda

La curva de carga anual en cada nodo se discretiza en 12 bloques de punta y 12 bloques de valle correspondientes a los 12 meses del año. Por lo tanto en la simulación de la operación se dispone de 24 bloques anuales, con lo que para un horizonte de planificación de 10 años dicha discretización se traduce en 240 bloques temporales o etapas.

---

<sup>1</sup>Los datos necesarios para el modelamiento del SIC fueron obtenidos directamente desde las páginas web de la Comisión Nacional de Energía CNE, y del Centro de Despacho Económico de Carga del SIC CDEC-SIC. Fuentes:

<http://www.cne.cl/>

<http://www.cdec-sic.cl>

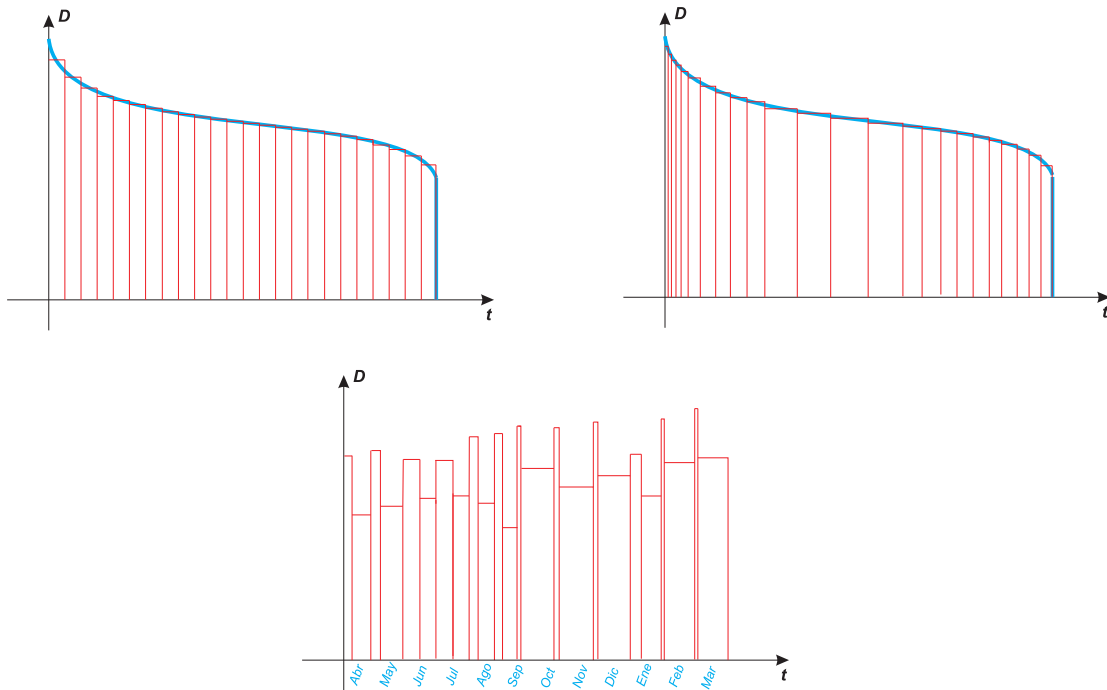


Figura 6.2: Curvas de carga discretas

En la figura 6.2, se presenta la discretización de la curva de carga donde, en la primera imagen se presenta la curva de carga anual con bloques temporales discretos de igual duración, en la segunda imagen se presenta la curva de carga anual con bloques temporales discretos de distinta duración, y en la última imagen se presenta la demanda ordenada en términos de los meses del año, y con bloques temporales discretos de distinta magnitud (Intervalos de tiempo variable para bloques de punta y valle).

Los datos de demanda integrada para cada nodo y cada bloque del horizonte de planificación utilizados, corresponden a las proyecciones de demanda utilizadas como entradas para el informe de fijación de precios de nudo de la CNE de Octubre de 2010. En las entradas para el modelo de optimización del OSE2000 se utilizan 24 nudos troncales, por consiguiente fue necesario integrar demandas de algunos nodos para poder representar la demanda total en el modelo simplificado del SIC de 12 barras.

En las tablas E.7 y E.8 del anexo se presentan los datos de demanda utilizados para simular la operación del sistema eléctrico<sup>2</sup>.

<sup>2</sup>Fuente: Base de datos de entrada para la fijación de precios de Nudo de Octubre de 2010 <http://www.cne.cl/>

### 6.2.3. Sistema de generación

El parque generador del SIC está compuesto por centrales térmicas, hidráulicas y eólicas, cada una de las cuales se trata de manera diferente en la resolución del sub-problema de operación, y en el de inversión.

Desde el punto de vista de los costos operación, las funciones de costo variable de las centrales se modelarán por una recta para poder tratar el problema de operación como un problema de programación lineal. No se considerarán los costos de encendido y apagado, ni los tiempos de subida y bajada de las centrales los cuales no son relevantes en la planificación de largo plazo. Los niveles continuos de generación de las centrales van desde cero hasta su potencia máxima.

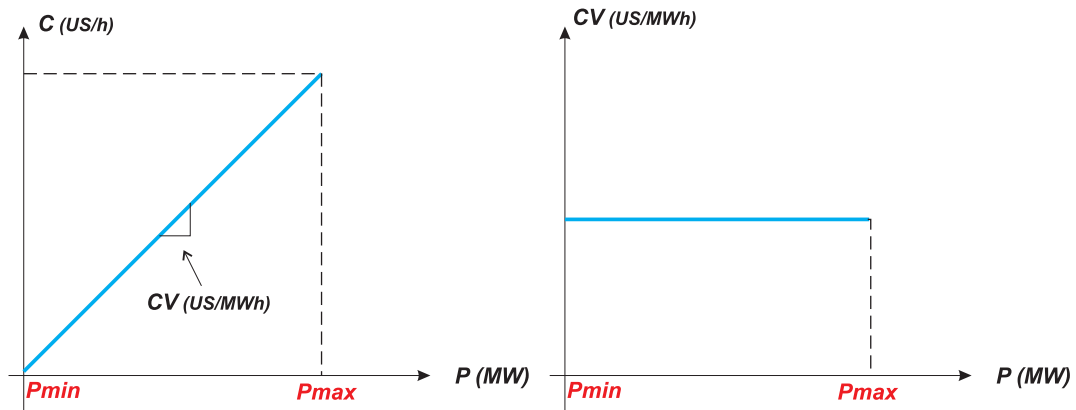


Figura 6.3: Costos variables de generación de centrales térmicas, hidráulicas y eólicas

En la figura 6.3 se describe la forma de representar los costos variables de las centrales térmicas, hidráulicas y eólicas. Si bien las centrales hidráulicas y eólicas no tienen *costos variables combustibles*, si tienen *costos variables no combustibles*.

#### 6.2.3.a. Centrales térmicas

En cuanto a la operación,

- Generación mínima: Corresponde a cero.
- Generación máxima: Corresponde a un nivel menor que la generación instalada, y está dada por:

$$G_{max} = G_{inst} \cdot (1 - tasa_{s.forzada}/100); \quad (6.1)$$

- Generación real: Corresponde a la generación real en cada etapa del horizonte de planificación de la operación a largo plazo, y es una salida del proceso de optimización.

Donde la tasa de salida forzada de las unidades térmicas no se considera de manera estocástica sino que más bien se considera constante a lo largo del horizonte de planificación. De esta manera la generación máxima de las centrales térmicas se ve atenuada por motivos de salida forzada.

#### 6.2.3.b. Centrales hidráulicas de embalse

En cuanto a la operación,

- Generación mínima: Corresponde a cero.
- Generación máxima: Corresponde a la generación instalada.
- Generación real : Corresponde a la generación real en cada etapa del horizonte de planificación de la operación a largo plazo, es determinada por las hidrologías presentes en cada año del horizonte y por lo tanto es una salida del proceso de optimización del uso del recurso hidráulico. Considerando que las centrales hidráulicas de embalse tiene un *Costo variable combustible* cero son llamadas centrales de base, y por consiguiente su operación será más bien determinada por la correcta administración del recurso hidráulico total disponible, que por otro motivo. En lo posible se trata de generar la mayor cantidad de energía eléctrica posible haciendo uso de este tipo de recurso. Para la correcta administración del recurso hidráulico se optimiza haciendo uso de la técnica de *Programación dinámica dual determinística*.

#### 6.2.3.c. Centrales hidráulicas de pasada

En cuanto a la operación,

- Generación mínima: Corresponde a cero.
- Generación máxima: Corresponde a la generación instalada multiplicada por el factor de planta de la central según el tipo de hidrología.
- Generación real: Corresponde a la generación máxima disponible para este recurso. Las centrales de pasada no pueden almacenar energía, y por lo tanto generan la energía disponible por los afluentes, los cuales serán mayores o menores dependiendo del año hidrológico.

### 6.2.3.d. Centrales eólicas

En cuanto a la operación,

- Generación mínima: Corresponde a cero.
- Generación máxima: Corresponde a la generación instalada multiplicada por el factor de planta de la central eólica que en general corresponde a un 30% .
- Generación real: Corresponde a la generación máxima disponible para este recurso. Las centrales eólicas no pueden almacenar energía, y por lo tanto generan la energía total disponible por los vientos, los cuales serán mayores o menores dependiendo la hora del día.

Una mejor modelación de las centrales eólicas involucraría incorporar el recurso eólico de manera intermitente en la curva de carga funcionando a potencia nominal.

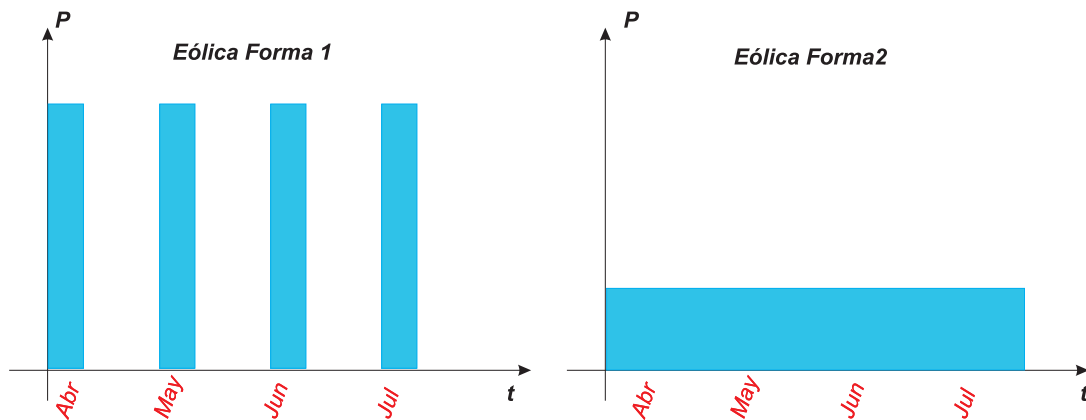


Figura 6.4: Integración de la generación de centrales eólicas en la curva de carga

En la figura 6.4, se presentan las 2 formas en que se puede integrar la generación eólica en la curva de carga.

La forma 1 corresponde al modelamiento de la generación eólica de manera intermitente, la cual será aplicada en los casos e y f simulados en la sección 6.5. La forma 2 corresponde al modelamiento de la generación eólica de forma constante, la cual será aplicada en los casos a,b,c y d simulados en la sección 6.5.

### 6.2.3.e. Comentario

En la operación de un sistema eléctrico hidrotérmico, las centrales del tipo hidráulicas y eólicas serán siempre despachadas en la medida que los recursos tanto hidráulicos y eólicos lo permitan. Luego la demanda que no es satisfecha por dichos recursos renovables se satisfecerá haciendo uso de las centrales térmicas. En otras palabras la curva de carga integrada se llenará en primera medida con las centrales hidráulicas y eólicas, y luego con las térmicas.

### 6.2.3.f. Sistema de generación utilizado: tablas de datos

**6.2.3.f1. Centrales térmicas y renovables no convencionales** En la tabla E.2 se presentan las centrales térmicas y renovables no convencionales correspondientes al SIC junto con sus costos variables combustibles y no combustibles y su potencia instalada. Considerando que el modelo simplificado del SIC está conformado por solo 12 barras, los generadores conectados a barras que no fueron modeladas se representarán como si estuvieran conectados a la barra más cercana que si fue considerada en el modelo simplificado del SIC de 12 barras.

Con el fin de reducir el número de centrales conectadas a las barras, y además minimizar las variables de inversión (Cada variable de inversión tiene un costo variable de operación fijo), se agruparon las centrales conectadas a una misma barra en términos de la tecnología utilizada para generar y el nivel de costo variable que presentaba, en aquellos casos que centrales de la misma tecnología y conectadas a la misma barra presentaban un costo variable cercano, dichas centrales eran agrupadas en una central equivalente cuya potencia instalada era la suma de las potencias individuales, y su costo variable corresponde al promedio ponderado de los costos variables de las centrales integradas. En la tabla E.1 se presentan las centrales finalmente utilizadas para simular la operación del sistema eléctrico.

**6.2.3.f2. Centrales hidráulicas** En la tabla E.3 se presentan las centrales hidráulicas correspondientes al SIC junto con su potencia instalada. Considerando que el modelo simplificado del SIC está conformado por solo 12 barras, los generadores conectados a barras que no fueron modeladas se representarán como si estuvieran conectados a la barra más cercana que si fue considerada en el modelo simplificado del SIC de 12 barras.

Con el fin de reducir el número de centrales conectadas a las barras, y además minimizar el número de variables, se agruparon las centrales de embalse conectadas a una misma barra, y también se agruparon las centrales de pasada conectadas a una misma barra. Para el caso de centrales de embalse conectadas a un mismo nodo, su energía máxima almacenable corresponde a la suma de las energías máximas almacenables de

los embalses. En cuanto a las centrales de pasada, la potencia total instalada corresponde a la suma de las potencias instaladas individuales en cada nodo. En la tabla E.4 se presentan las centrales hidráulicas finalmente utilizadas para simular la operación del sistema eléctrico.

#### 6.2.4. Sistema de transmisión

El sistema de transmisión considerado para el diagrama unilineal simplificado del SIC de 12 barras de la figura 6.1, considera solamente las líneas con tensión igual o superior a 154  $kV$ .

##### Consideraciones

- En el caso de nudos existentes entre 2 barras que no han sido considerados, se tomará una reactancia y una resistencia equivalente a la suma de las líneas de ambos tramos.
- La potencia máxima de las líneas para el caso de 2 tramos que hayan sido agrupados en uno equivalente, corresponde a la potencia máxima de la línea con mayor capacidad, dado que la demanda integrada y la generación del nudo intermedio se integrarán al nudo más cercano de los extremos.
- Para simular la operación del sistema completo, esta será realizada con un flujo de potencia lineal (Flujo en continua dc) en el que se utilizará como base para los cálculos un sistema de 220  $kV$ , con lo cual las impedancias de las líneas de 500  $kV$  y líneas de 154  $kV$  deben ser reflejadas a un sistema de 220  $kV$  (Sistema de ohm reducido con base de 220  $kV$ ).

Finalmente el sistema de transmisión utilizado para el modelo simplificado del SIC de 12 barras corresponde al de la figura 6.1, y los datos utilizados respecto a tensión nominal, potencia nominal, reactancia y resistencia se presentan en las tablas E.5 y E.6. En dicha tabla se presenta el sistema de transmisión existente al año 2010 de manera simplificada, donde los datos corresponden a los mismos utilizados como entradas para el informe de fijación de precios de nudo de octubre de 2010, sin embargo se tomó las consideraciones previamente mencionadas para el caso de tramos que no fueron representados en el modelo simplificado del SIC. Por otra parte, como el problema final a resolver es la expansión del parque generador tomando como dato de entrada el sistema de transmisión, se consideró inicialmente el mismo sistema de transmisión para el horizonte completo de planificación de 10 años. En otras palabras en primera instancia se determina el plan óptimo de expansión en generación sin realizar inversión en el sistema

de transmisión de tal manera de analizar como se comporta el programa que genera el plan de expansión.

### 6.2.5. Afluentes

En cuanto al recurso hidráulico del SIC, se dispone de la información histórica de los afluentes asociados a las cuencas donde existe la presencia de embalses. Dicha información histórica contiene registros desde el año 1960. Para efectos de la simulación de la operación, los registros históricos de los caudales ( $m^3/s$ ) en los embalses serán representados en términos de potencia generable por la central hidráulica (MW). Consecuencia de lo anterior, los caudales deben ser multiplicados por la eficiencia de la central hidráulica. Lo anterior se presenta en la ecuación (6.2):

$$P_i = Q_i \cdot \eta_i \quad (6.2)$$

Donde:

$P_i$ : Potencia generada en el embalse  $i$  (MW).

$Q_i$ : Caudal afluente al embalse  $i$  ( $m^3/s$ ).

$\eta_i$ : Eficiencia del embalse  $i$  ( $\frac{MW}{(m^3/s)}$ ).

Por lo tanto si deseamos expresar el caudal afluente en términos de potencia generable, se debe multiplicar por la eficiencia de la central de embalse:

$$A_i(MW) = \eta_i \cdot a_i \left( \frac{m^3}{s} \right) \quad (6.3)$$

Finalmente la ecuación que modela las variables hidráulicas y la de generación está expresada en términos de energía(GWh) :

$$E_{i,t+1} = E_{i,t} + h_t \cdot (A_{i,t} - G_{i,t} - V_{i,t}) \cdot 10^{-3} \quad (6.4)$$

Donde:

$E_{i,t}$ : Energía almacenada del embalse  $i$  en el período  $t$ (GWh).

$A_{i,t}$ : Caudal afluente al embalse  $i$  en el período  $t$  en (MW).

$G_{i,t}$ : Potencia generada por la central de embalse  $i$  en el período  $t$  (MW).

$V_{i,t}$ : Vertimiento del embalse  $i$  en el período  $t$  (MW).

$h_t$ : Duración del bloque de demanda  $t$  en (horas).

Finalmente en las tablas E.9 y E.10 se presentan los afluentes a los embalses en MW para cada año hidrológico. Los registros históricos corresponden desde el año 1960 en adelante.

### 6.2.6. Centrales de embalse

La optimización de la operación de las centrales de embalse se realizará haciendo uso de la *Programación dinámica dual determinística*, donde se optimizará el uso del agua de los embalses, en otras palabras la variable de decisión  $G_{i,t}$  de la ecuación 6.4 se optimizará en función de minimizar los costos de generación térmica totales a lo largo del horizonte de planificación. Dado lo anterior en dicha decisión influirán las hidrologías presentes en el horizonte de planificación, las cotas máximas y mínimas de los embalses, y los costos actualizados de generación térmica de todas las etapas del horizonte de planificación (Existirá un acoplamiento temporal completo entre las variables de decisión de generación hidráulica).

No se considerará el acoplamiento hidráulico en las cuencas de los embalses, y en el caso de la existencia de más de un embalse, sus energías afluentes se integrarán en un solo embalse equivalente cuya cota máxima corresponderá a la suma de las energías máximas almacenables por dichos embalses, y la cota mínima corresponderá a la del embalse más representativo en cuanto a cantidad de energía capaz de almacenar.

En el caso particular en que embalses de la misma cuenca se conecten a distintos nodos, dichos embalses no será necesario integrarlos y se tratarán de manera independiente en cada nodo. En el caso del SIC, ésta situación ocurre en la cuenca del Maule, donde las centrales de embalse [Colbún-Machicura](#) se conectan en la barra de [Alto-Jahuel](#), las central de embalse [Cipreses](#) se conecta en la barra de [Itahue](#), y la central de embalse de [Pehuenche](#) se conecta en la barra de [Ancoa](#).

Por último se considerará a lo más 1 embalse equivalente por nodo. En el caso del SIC, se generará este situación para la barra de Charrúa, donde se deberá integrar los embalses de [Ralco y Pangué](#) de la cuenca del Bío-Bío, con los embalses de [Antuco y El Toro](#) de la cuenca del Laja.

### 6.2.7. Centrales de pasada

En el caso de las centrales de pasada, su operación será determinada en base a sus factores de planta para hidrologías media, húmeda y seca. Siendo estos:

Hidrología Húmeda	0.90
Hidrología Media	0.60
Hidrología Seca	0.35

Tabla 6.1: Factores de planta para centrales de pasada

### 6.2.8. Hidrologías

En el caso del SIC, se dispone de los registros históricos de los afluentes y generación hidráulica de los últimos 50 años en Chile. En la figura 6.5 se presenta la energía afluente total del SIC en función de los años, ordenadas de mayor a menor.

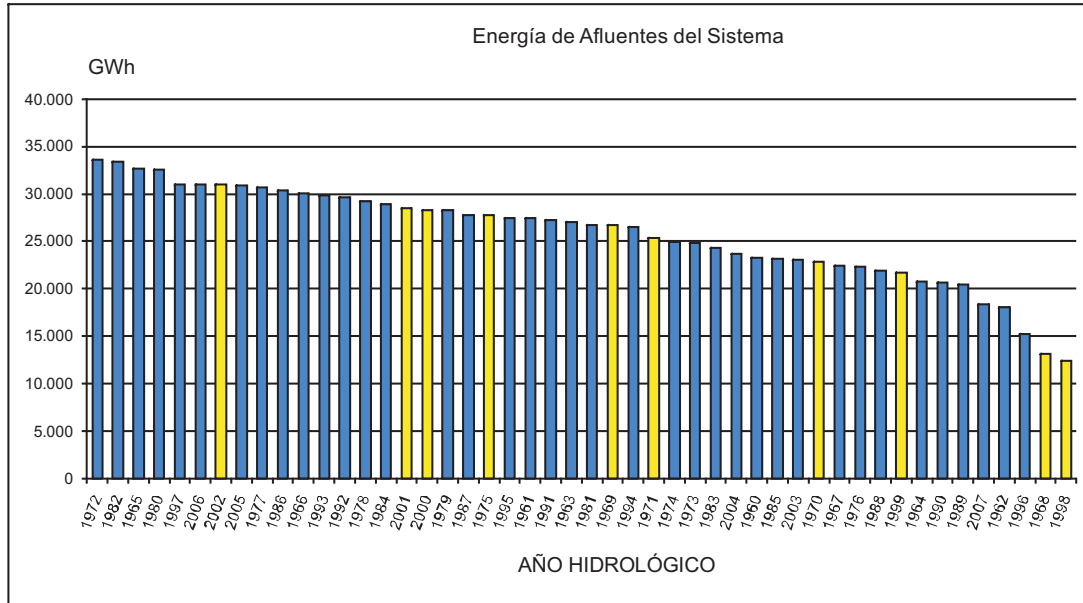


Figura 6.5: Gráfico de energías afluentes del SIC

Existen 3 maneras de considerar la naturaleza estocástica de las hidrologías:

- Hacer uso de series históricas anuales de afluentes del SIC, luego simular dichas series históricas y obtener los costos esperados (*Programación dinámica dual determinística-Series históricas*). Se pueden escoger varias series históricas de 10 años, donde cada año de cada serie se elige aleatoriamente (Hidrologías equiprobables). Éste método finalmente es el de Monte-Carlo, donde mientras mayor es la cantidad de series simuladas, mejores son los resultados, y mejor la convergencia de los costos esperados a un valor fijo.
- Hacer uso de modelos para tratar las variables estocásticas (afluentes) como las series de tiempo (Referencia Memoria de A.Varas de Kas [26]) (*Programación dinámica dual determinística-Series históricas con aperturas*).
- Realizar las simulaciones completamente estocásticas, donde existe una forma de tratar el problema de manera estocástica en cada etapa. Donde en cada etapa se

puede dar cualquier hidrología (Ver referencia [4]). Este método es de convergencia muy lenta y utiliza mucho esfuerzo computacional (*Programación dinámica dual estocástica*).

Para este trabajo se considerará solo una serie histórica para evitar esfuerzos computacionales, donde dicha serie considera años con hidrologías húmedas, medias y secas. La idea es elegir hidrologías que abarquen en la mayor medida posible el rango de hidrologías de la figura 6.5, sin dejar de lado la tendencia hidrológica actual.

La serie de 10 años escogida para simular la operación será:

1998	1999	2000	2001	2002	1968	1969	1970	1971	1975
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Dichos años hidrológicos se presentan de color amarillo en la figura 6.5.

La elección de dicha serie se justifica en lo siguiente:

- El promedio de la serie hidrológica escogida debe ser cercano al promedio de la serie histórica completa.
- El promedio de la serie hidrológica escogida debe ser con una mayor tendencia a los años secos, debido a la tendencia actual de las hidrologías.

$$\begin{aligned}
 \text{Media}(E_{afluente}) &= 25790 \text{ GWh} \\
 \text{Desviacion}(E_{afluente}) &= 5080 \text{ GWh} \\
 \text{Media}(E_{serie-elegida}) &= 23760 \text{ GWh} \\
 \text{Media}(E_{serie-elegida}) &\approx \text{Media}(E_{afluente}) - 0,4 \cdot \text{Desviacion}(E_{afluente})
 \end{aligned} \tag{6.5}$$

En la ecuación (6.5) se presenta que el promedio de la serie escogida equivale al promedio de la serie histórica completa menos el 40 % de la desviación estándar de la serie histórica completa, con el fin de emular una tendencia hacia años secos en los próximos años.

### 6.2.9. Salida forzada de las unidades térmicas

La tasa de salida forzada de las unidades térmicas no se considera de manera estocástica sino que más bien se considera constante a lo largo del horizonte de planificación. De esta manera la generación máxima de las centrales térmicas se ve atenuada por motivos de salida forzada, en un porcentaje equivalente a la salida forzada anual de la unidad a modelar. En la mayoría de las centrales térmicas la salida forzada es cercana al 5 %. En las tablas E.1 y E.2 se presentan las probabilidades de salida forzada de las unidades generadoras.

### 6.2.10. Bloques de duración de la demanda

Los bloques de duración de la demanda de la curva de carga discreta presentados en la figura 6.2, corresponden a los utilizados para la ejecución del informe de precios de nudo del SIC, y se presentan en la tabla 6.2.

Mes	Bloque Punta (Horas)	Bloque Valle (Horas)	Total ( Horas)
Abril	288	432	720
Mayo	298	446	744
Junio	312	408	720
Julio	340	404	744
Agosto	296	448	744
Septiembre	258	462	720
Octubre	42	702	744
Noviembre	44	676	720
Diciembre	46	698	744
Enero	240	504	744
Febrero	86	610	696
Marzo	69	675	744

Tabla 6.2: Bloques de duración de la demanda

Los bloques de duración utilizados para modelar la curva de carga, son los mismos utilizados en la fijación de precios de nudo por la CNE, y por consiguiente corresponden a intervalos de tiempo que permiten modelar lo más fielmente posible la curva de duración de la demanda del SIC.

### 6.2.11. Costos de operación e inversión

#### 6.2.11.a. Costos etapa de operación

**6.2.11.a1. Costos variables de combustible** Los costos variables de combustible se consideran constantes para cada nivel de generación, en otras palabras las curvas de costo de combustible de las centrales térmicas corresponden a una recta.

Si bien en la tabla E.2 se presentan los costos variables combustibles correspondientes al año 2010, dichos costos deben ser actualizados durante el horizonte de planificación en base a las proyecciones de precio de los combustibles. Para poder realizar dicha actualización se utilizan los factores de modulación presentados en la tablaE.14.

**6.2.11.a2. Costos variables no combustibles** Los costos variables no combustibles también se consideran constantes para cada nivel de generación, y por consiguiente las curvas de costo total combustible y no combustible de las centrales corresponden a una recta en función de la potencia generada (Ver figura6.3).

**6.2.11.a3. Falla** El costo de falla utilizado es independiente de la profundidad de la falla y corresponde a:

Costo Falla	500 (US/MWh)
-------------	--------------

#### **6.2.11.b. Costos etapa de inversión**

**6.2.11.b1. Costos unitarios de Inversión** Para cada tipo de central se debe disponer de un costo unitario de inversión en (US/kW). Cuando la metodología a utilizar para resolver la etapa de inversión es la programación lineal (variables continuas de inversión), la única forma de considerar el costo de inversión es en términos de un costo unitario de inversión, perdiéndose la noción de las economías de escala existentes en la construcción de una central de generación eléctrica.

Sin embargo en el caso que la técnica utilizada para resolver la optimización de la etapa de inversión son los algoritmos genéticos (Variables de inversión discretas), el costo de inversión es de manera discreta y no continuo, y por lo tanto es posible integrar la noción de economía de escala. Para centrales cuya potencia instalada es pequeña, como el caso de las centrales mini-hidro , los costos de inversión unitarios son mayores que para centrales de gran potencia hidráulica, lo que es evidente si se tiene en cuenta las economías de escala en la ejecución de un proyecto de generación.

En la figura 6.6 se presenta el efecto de las economías de escala, y como si es posible integrarlo cuando el problema de inversión se modela de manera discreta.

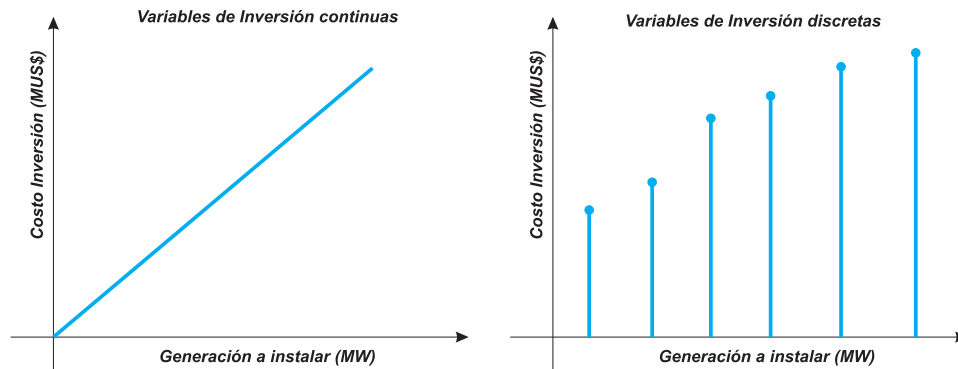


Figura 6.6: Costos de inversión de centrales

En la tabla E.11 se presentan los costos unitarios de inversión utilizados para generar el plan de expansión. Los datos de costos unitarios fueron extraídos del informe para la fijación de precios de nudo de Octubre de 2010.

**6.2.11.b2. Costos fijos de operación y mantenimiento** Los costos fijos de operación y mantenimiento se considerarán como un costo unitario de operación y mantenimiento (US/kW) adicional al costo unitario de inversión. En el caso de variables de inversión discretas, no es necesario que los costos de operación y mantenimiento se consideren como un costo unitario de inversión constante, sino más bien independiente para cada valor discreto de inversión.

**6.2.11.b3. Función costo de peajes por uso del sistema de transmisión** Una función simple de peajes podría incorporarse a futuro dentro de los costos fijos de inversión, dicha función debería determinarse para cada barra de generación, y debería tener una dependencia lineal con la potencia esperada por cada central, para que de ésta manera no haya inconvenientes con el método de resolución del problema de optimización (Optimización lineal). El costo de peajes dependerá del tamaño de la central, su eficiencia, y localización en la red.

### 6.2.12. Tasa de descuento

Para poder realizar de manera correcta la optimización se debe considerar la tasa de actualización del capital. Para el modelo de operación se necesita una tasa de descuento mensual, ya que las etapas para simular la operación son mensuales, dicha tasa de descuento mensual es aplicada solo 1 vez para ambos bloques de cada mes (Bloque

punta y Bloque Valle). La tasa de descuento mensual se escoge de tal manera de obtener una tasa de descuento acumulada anual de un 10 %.

Para el modelo de inversión, considerando que las inversiones se realizan anualmente, se utilizará una tasa de descuento anual.

Tasa de descuento mensual	0,7974 %
Tasa de descuento anual	10 %

### 6.2.13. Método para valorizar la inversión

La valorización de los costos de inversión se puede realizar mediante dos métodos distintos, el primero es considerar la inversión como anualidades, y el segundo es considerando la inversión en una sola etapa del horizonte y descontando el valor residual actualizado de inversión al final del horizonte de planificación.

#### 6.2.13.a. Método de la anualidad

En el método de la anualidad de la inversión se considera un valor actual neto (VAN) igual a cero al final de la vida útil del proyecto de inversión, la anualidad corresponderá a la cuota fija de ingresos que asegurará una tasa interna de retorno igual a la tasa de descuento (En este caso 10 %). Las ecuaciones que modelan lo anterior son las siguientes:

$$Inversion - \frac{A_{inv}}{(1+i)} - \frac{A_{inv}}{(1+i)^2} - \frac{A_{inv}}{(1+i)^3} + \dots + \frac{A_{inv}}{(1+i)^{T_u}} = 0 = VAN \quad (6.6)$$

Donde:

- $A_{inv}$ : Corresponde a la anualidad de la inversión
- $T_u$ : Corresponde a la vida útil de la central
- $i$ : Corresponde a la tasa de descuento

Luego la anualidad de la inversión actualizada estará dada por:

$$A_{inv} = Inversion \cdot \left( \frac{1 - \frac{1}{(1+i)}}{1 - \frac{1}{(1+i)^{T_u}}} \right) \quad (6.7)$$

Finalmente los costos totales de inversión de una central instalada en el período  $t$  durante el horizonte de planificación estarán dados por (Se considera que  $t = 0$  al inicio del horizonte de planificación):

$$C_{inv_t} = \sum_t^T \frac{A_{inv}}{(1+i)^t} \tag{6.8}$$

En la ecuación (6.8), se utiliza el valor de la anualidad calculado en valor presente (Al inicio del horizonte de planificación), dado lo anterior la sumatoria de las anualidades debe ser actualizada haciendo uso de la tasa de descuentos.

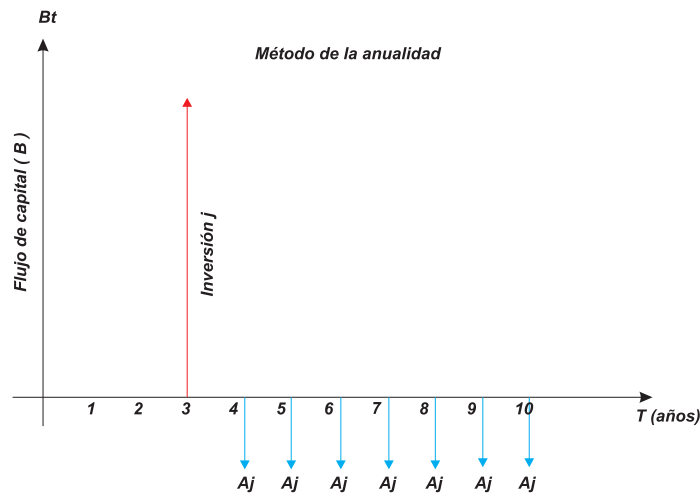


Figura 6.7: Costos de inversión valorizados como anualidad

En la figura 6.7 se representa la inyección de capital dada una inversión en el período 3, y como no existe un valor residual al final del período, el costo equivalente de la inversión en el horizonte de planificación corresponde a la suma de las anualidades durante el horizonte de planificación (En este caso 10 años).

En la tablaE.12 se presentan los costos unitarios de inversión en función del año en que se realizó la inversión y el tipo de central a conectar utilizando el método de la anualidad.

**6.2.13.b. Método del valor residual**

El método del valor residual consiste en considerar la inversión total en el instante en que se realiza la inversión durante el horizonte de planificación, y para valorizar el costo total de inversión se debe descontar el valor residual al final del horizonte de planificación.

Las ecuaciones que representan lo anterior son las siguientes:

$$Inversion_t = \frac{1}{(1+i)^t} \cdot Inversion \tag{6.9}$$

$$Vresidual_t = \frac{1}{(1+i)^T} \cdot \left( \frac{T_u - T + t}{T_u} \right) \cdot Inversion \tag{6.10}$$

$$C_{inv_t} = Inversion_t - Vresidual_t \tag{6.11}$$

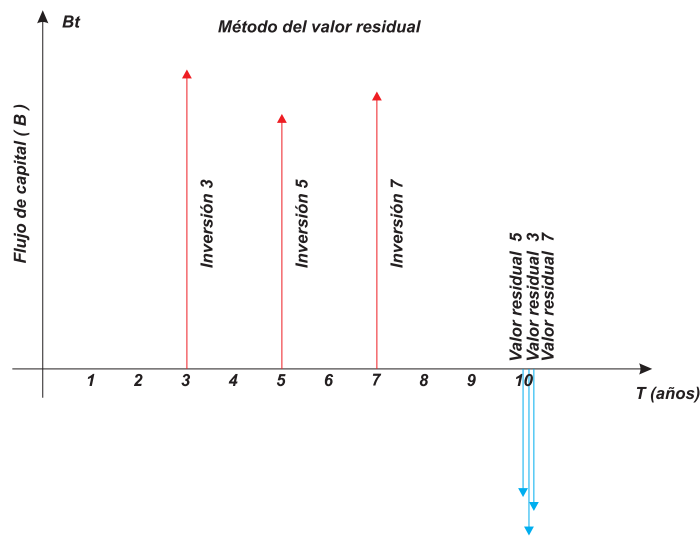


Figura 6.8: Costos de inversión valorizados al instante de la inversión descontando el valor residual

En la figura 6.8 se representan inyecciones de capital por inversiones en el período 3,5 y 7, y a la vez se representan los valores residuales de dichas inversiones representados como un retiro de capital. Lo anterior permite valorizar el costo total de inversión durante el horizonte de planificación como la diferencia entre los valores actualizados de inversión y residual (Ver ecuación (6.11)).

En la tablaE.13 se presentan los costos unitarios de inversión en función del año en que se realizó la inversión y el tipo de central a conectar utilizando el método del valor residual.

#### 6.2.14. Restricciones de inversión y recursos disponibles

En el modelo se incorporan restricciones de inversión para cada tipo de central a conectar en cada nodo. Dichas restricciones son en base a los recursos energéticos disponibles en las regiones cercanas a los nudos de conexión, un caso particular de lo anterior sería el proyecto Hidroaysén en el cual se conectarían grandes centrales hidráulicas en un nodo particular<sup>3</sup> lejano al lugar geográfico donde se encuentra emplazado el recurso hidráulico.

Las restricciones corresponden a límites máximos de potencias a instalar anualmente para cada tecnología y en cada nodo, además de restricciones de límites máximos de potencia total a instalar durante el horizonte de planificación, para cada tecnología y para cada nodo.

Dentro de la gama de alternativas posibles de inversión destacan:

- a) Proyectos de generación hidráulica en la región de Aysén puestos en marcha partir del año 2015, proyectados en una capacidad máxima a instalar de 2700 MW a conectar en el nudo de Alto Jahuel, lo que involucra considerar dentro de los costos de inversión el costo asociado a las líneas de transmisión. Dichos proyectos consideran costos unitarios de inversión de 2.100 US\$/kW.
- b) Proyectos de generación geotérmicas a conectar a partir del año 2015 en las barras de Ancoa y Charrúa con módulos tipo de 40 y 25 MW respectivamente, con costos unitarios de inversión de 3.550 US\$/kW.
- c) Proyectos de generación eólica en la región de Coquimbo, a conectar en la barra de Maitencillo para el modelo simplificado del SIC, para niveles tipo de 50 MW, con costos unitarios de inversión de 2.000 US\$/kW.
- d) Proyectos de centrales a carbón de potencias entre 100 y 400 MW factibles de ser localizado en las regiones de Atacama, Coquimbo, Valparaíso, del Biobío y de los Lagos, con costos unitarios de inversión de 2.350 US\$/kW.

Finalmente en las tablas E.15 y E.16 se presentan las centrales consideradas para el modelo simplificado del SIC, y sus respectivas restricciones de inversión.

Si se observan las tablas anteriores, en todos los nodos del sistema se consideran todas las tecnologías disponibles para invertir. En aquellos casos en que algún tipo

---

<sup>3</sup>Para efectos de esta Tesis se considerará una posible conexión en el nudo de Alto Jahuel, siendo posible su conexión en el nudo de Lo Aguirre que no es representado en el modelo de 12 barras, pero se conecta directamente al nudo de Alto Jahuel por un sistema de transmisión de 500 kV. El costo de transporte de energía está considerado en el proyecto de inversión en generación

de tecnología de central no esté actualmente conectada en un nodo, se introduce una central ficticia de dicha tecnología en dicho nodo con una potencia instalada de 0.1 *MW*, el objetivo de lo anterior es poder obtener los cortes de Benders de inversión asociados a la variable en cuestión. Notar que las variables de inversión son la potencia a instalar de todos los tipos de tecnologías de centrales existentes en todos los nodos y en cada período de inversión, consecuencia de lo anterior es necesario tener factores de sensibilidad de que centrales a instalar son las que logran minimizar en mayor medida los costos de operación a largo plazo.

En el caso que algún recurso no sea factible de ser conectado en algún determinado nodo, o que simplemente dicho recurso no se encuentre disponible, simplemente las restricciones de máxima potencia a instalar asociada a dicha variable se lleva a valor cero (En la práctica se considerará 0.1 *MW* para no tener problemas de convergencia numérica).

### 6.3. Variables y parámetros

#### 6.3.1. Modelo de operación

##### 6.3.1.a. Datos de entrada

Los parámetros de entrada al modelo son:

- Generaciones instaladas (Variable de salida del subproblema de Inversión).
- Sistema de Transmisión a lo largo del horizonte de planificación.
- Afluentes históricos para los embalses (Estadísticas hidrológicas).
- Proyecciones de demanda por nodo y por bloque de carga.
- Costos variables de las centrales térmicas, hidráulicas, y renovables no convencionales.

##### 6.3.1.b. Variables

- Generaciones de las centrales por barra y por período.
- Flujos en las líneas de transmisión.
- Potencias de Falla.
- Ángulos en las barras.
- Energías almacenadas en los embalses por período.
- Vertimiento en los embalses.

##### 6.3.1.c. Salidas

- Costos marginales por barra y por período.
- Generaciones de las centrales por barra y por período.
- Flujos en las líneas de transmisión.
- Cortes de Benders necesarios para la inversión (multiplicadores de Lagrange asociados a las restricciones de generación máxima por central por nodo).
- Potencias de Falla.

- Ángulos en las barras.
- Energías almacenadas en los embalses por período, y costos de oportunidad del agua embalsada.
- Costos futuro de operación estimado vía cortes de Benders en cada etapa del horizonte de planificación.

### 6.3.2. Modelo de inversión

#### 6.3.2.a. Datos de entrada

Los parámetros de entrada al modelo son:

- Generaciones instaladas al comienzo del período de planificación.
- Costos de inversión y vida útil de centrales.
- Generaciones máximas a instalar por nodo (restricciones de inversión), por tipo de central, y por período, en base a la localización de los recursos disponibles. (Por ejemplo sería ilógico considerar una conexión de 1000 MW de hidráulica en Diego de Almagro).
- Cortes de Benders de inversión, provenientes del sub-problema de operación.

#### 6.3.2.b. Variables

- Potencia adicional a instalar de cada tecnología de central, en cada barra, y en cada período de inversión (Inicialmente inversiones anuales).
- Potencia total instalada de cada central, en cada barra, al final de cada período de inversión .
- Costo total de operación a largo plazo estimado vía cortes de Benders de inversión.

#### 6.3.2.c. Salidas

En cada nodo uno define cuales son las centrales que se pueden instalar y las tecnologías disponibles, y el programa entrega las centrales a instalar más convenientes, en cuanto a cantidad de potencia, tecnología y punto de conexión. En general, se pueden dejar todas las alternativas posibles de generación en todos los nodos, pero con las restricciones de inversión que uno desee ingresar al programa.

- Generaciones a instalar por año, por nodo, y por tecnología utilizada.
- Generaciones totales instaladas por año, por nodo, y por tecnología utilizada.
- Costos de Inversión.
- Costos de Operación estimados con los cortes de Benders.

## 6.4. Consideraciones

### 6.4.1. Consideraciones para el modelo de operación

- Para esta simulación si se consideró la tasa de actualización entre etapas. Para el modelo de operación la tasa de actualización utilizada será mensual y corresponde a un 0.79 %, con el fin de lograr una tasa acumulada anual de 10 %.
- Se consideran también los crecimientos del precio de los combustibles obtenidos de las proyecciones de precio utilizadas para el informe de fijación de precios de nudo de Octubre de 2010. Cada costo variable combustible se modula por la proyección de los precios de combustibles en función del tiempo.
- No se consideró en este punto el costo fijo de las centrales sino solo su costo variable. A posterior se incorporará dentro de los costos de inversión.
- No se consideraron los peajes de transmisión. Sin embargo para mejores resultados debería incorporarse una función simple de peajes dado que representan una señal de localización de la Inversión.
- En esta parte se consideraron intervalos de tiempo del bloque valle y punta de distinta duración para cada mes. De esta manera los 24 bloques anuales son de distinta duración (12 bloques de punta, 12 bloques de valle).
- No se considera el acoplamiento hidráulico en las cuencas, y los embalses se modelan como un embalse equivalente por nodo, con un afluente equivalente y una energía máxima almacenable correspondiente a la suma de las energías máximas embalsables.
- Las pérdidas en el sistema de transmisión serán consideradas solamente en los casos e y f de la sección siguiente.
- La generación eólica será considerada en forma de factor de planta en los casos a, b, c, y d analizados (Como en el gráfico derecho de la figura 6.4). Sin embargo, para los casos e y f la generación eólica será considerada de forma intermitente con el fin de ver el impacto sobre los proyectos de inversión óptimos.

- Para el caso de las centrales de pasada, se consideró un factor de planta para hidrologías media, seca y húmeda de 0.6, 0.35, 0.9 respectivamente, con el fin de generar los indicadores necesarios para generar los cortes de Benders de inversión, en el caso que se consideraran los afluentes históricos para las centrales de pasada, se complica el modelo de inversión teniendo una convergencia aún más lenta.
- Para la operación a largo plazo de las centrales de embalse (modelo de operación multinodal-multiembalse) se utilizó la programación dinámica dual determinística. En este caso para poder acelerar la convergencia del modelo se consideró solo una serie de 10 años histórica, en la cual están presentes 3 hidrologías secas, 6 hidrologías medias y 1 hidrologías húmeda. Dado lo anterior los años hidrológicos utilizados en esta serie histórica es la siguiente.

1998	1999	2000	2001	2002	1968	1969	1970	1971	1975
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

- En el modelo de operación multinodal si se consideran los límites de flujo por las líneas de transmisión con el fin de simular congestiones del sistema, las cuales representan una señal muy importante de localización de la Inversión.
- En el modelo de operación también son consideradas las potencias no suministradas o potencias de falla, con el fin de dar mayor holgura al tratamiento del problema de expansión, pudiendo evaluarse planes que no satisfagan del todo la demanda.
- Se incorporan al modelo de operación centrales geotérmicas con probabilidad de ser instaladas a partir del año 2015 en los nudos de Ancoa y Charrúa.

#### 6.4.2. Consideraciones para el modelo de inversión

- Las inversiones se realizan anualmente, pudiéndose realizar a la vez trimestralmente en el caso que se requiera, simplemente aumentaría el número de variables para el sub-problema de inversión.
- Cada año de inversión consta de 24 etapas temporales de operación (Discretización de la curva de duración de la demanda anual en 24 bloques, de los cuales son 2 bloques mensuales correspondientes a los bloques valle y punta).
- Se utiliza una tasa de descuento anual de un 10% para las inversiones.
- Los costos de inversión totales son calculados haciendo uso del método de la anualidad.
- A futuro se incorporarían los costos fijos.

- Las centrales de embalse, se consideran como centrales de pasada para efectos del modelo de inversión, y para lo anterior se le asignan los factores de planta respectivos según la hidrología.
- Las centrales del proyecto Hidroaysén son centrales de pasada, y para lo anterior se le asignan los factores de planta respectivos según la hidrología.
- En el modelo se incorporan restricciones de inversión para cada tipo de central a conectar en cada nodo. Dichas restricciones son en base a los recursos energéticos disponibles en las regiones cercanas a los nudos de conexión. Las restricciones corresponden a límites máximos de potencias a instalar anualmente para cada tecnología y en cada nodo, además de restricciones de límites máximos de potencia total a instalar durante el horizonte de planificación, para cada tecnología y para cada nodo.
- Se consideran proyectos de inversión en centrales geotérmicas posibles a conectar en las barras de Ancoa y Charrúa a partir del año 2015.
- Se consideran proyectos de inversión en centrales hidráulicas posibles a conectar en Alto Jahuel a partir del año 2015, con una potencia total a instalar de 2100 MW en los 5 años restantes del horizonte de planificación.

## 6.5. Generación de planes de obra óptimos de generación para distintos escenarios de expansión de la red de transmisión

Los principales objetivos del desarrollo de una herramienta computacional capaz de generar el plan de obras óptimo de generación considerando distintos escenarios de expansión del sistema de transmisión son:

- Verificar el impacto de la red de transmisión sobre la obtención de planes de obra óptimos de generación. En otras palabras analizar el grado de influencia que tiene el sistema de transmisión sobre las políticas de expansión en generación.
- Lograr planes de obra óptimos tanto desde el punto de vista social como privado. El plan óptimo social se logra al minimizar el costo de operación e inversión a largo plazo simulando distintos planes de expansión en transmisión. Para una política de tarificación a costo marginal, donde el plan de expansión óptimo corresponde al de menor costo, la rentabilidad de las inversiones que son resultado de las simulaciones están garantizadas.

En consecuencia se deben generar planes de obras óptimos de generación para distintos escenarios de expansión de la red de transmisión, con el fin de identificar cuales proyectos son rentables en general, y cuales son rentables solo en algunos escenarios.

En ésta sección se presentarán los resultados de las simulaciones para 6 casos, 4 casos que corresponden a distintos escenarios de expansión del sistema de transmisión, y 2 casos que consideran pérdidas en la red de transmisión, junto con generación eólica en forma intermitente.

- **Caso a:** Sin expansión del sistema de transmisión durante el horizonte de planificación, el sistema de transmisión correspondiente al año 2010 se repite durante todo el período del horizonte de planificación.
- **Caso b:** Expansión del sistema de transmisión en base a lo proyectado por la CNE. El sistema de transmisión corresponde al presentado en las tablas E.5 y E.6 para cada año del horizonte de planificación.
- **Caso c:** Expansión del sistema de transmisión en base a lo proyectado por la CNE, considerando sólo expansión desde Alto Jahuel al Norte. El sistema de transmisión considera sólo las expansiones de los tramos que se encuentran desde Alto Jahuel hacia el norte, por lo tanto de las tablas E.5 y E.6 solo se debe considerar las expansiones en los tramos respectivos.

- **Caso d:** Expansión del sistema de transmisión en base a lo proyectado por la CNE, considerando sólo expansión desde Alto Jahuel al sur. El sistema de transmisión considera solo las expansiones de los tramos que se encuentran desde Alto Jahuel hacia el Sur, por lo tanto de las tablas E.5 y E.6 solo se debe considerar las expansiones en los tramos respectivos.

Los últimos 2 casos consideran las pérdidas del sistema de transmisión, y la entrada de las centrales eólicas en los bloques de punta (generación intermitente con un valor esperado cercano al 20 % de la potencia nominal).

- **Caso e:** Expansión del sistema de transmisión en base a lo proyectado por la CNE (caso base b), considerando pérdidas del sistema de transmisión y generación intermitente para las centrales eólicas.
- **Caso f:** Expansión del sistema de transmisión en base a lo proyectado por la CNE (caso base b), considerando pérdidas del sistema de transmisión, generación intermitente para las centrales eólicas, e ingresos esperados por ERNC y bonos por CO<sub>2</sub>.

### 6.5.1. Resultados de las optimizaciones: convergencia y función objetivo

#### 6.5.1.a. Resultado convergencia del programa maestro inversión-operación: Generación de planes de obra óptimos

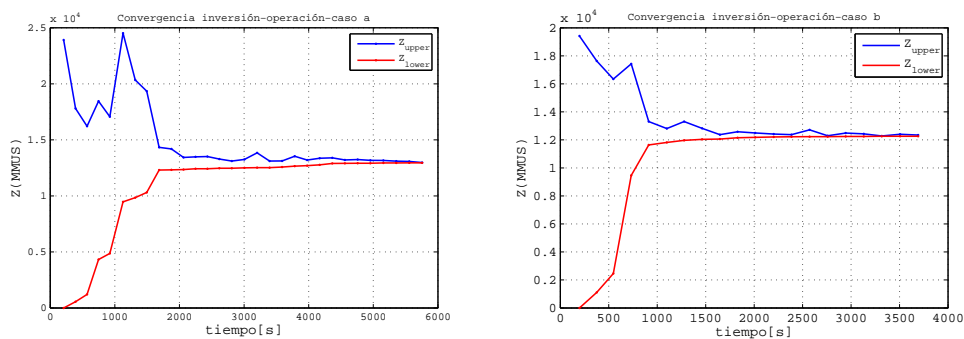


Figura 6.9: Resultado iteraciones de planes de expansión, casos a y b

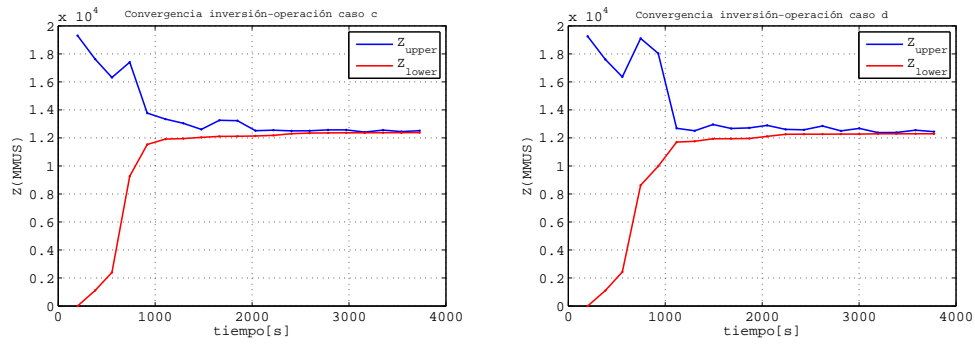


Figura 6.10: Resultado iteraciones de planes de expansión, casos c y d

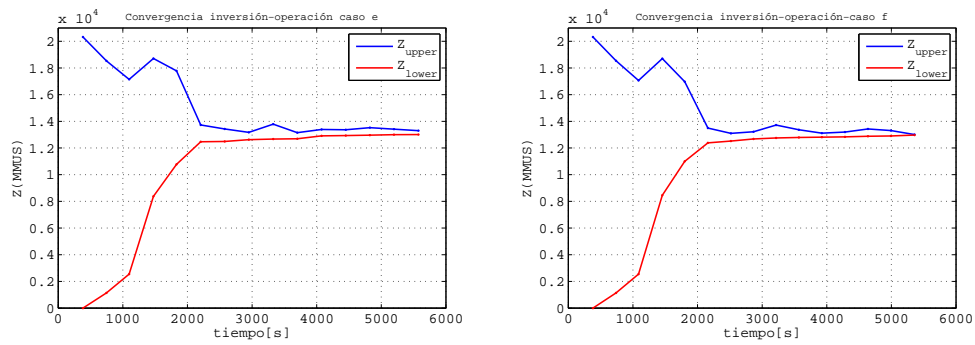


Figura 6.11: Resultado iteraciones de planes de expansión, casos e y f

6.5.1.b. Resultado convergencia del sub-programa operación: Optimización de la operación para los últimos planes a evaluar

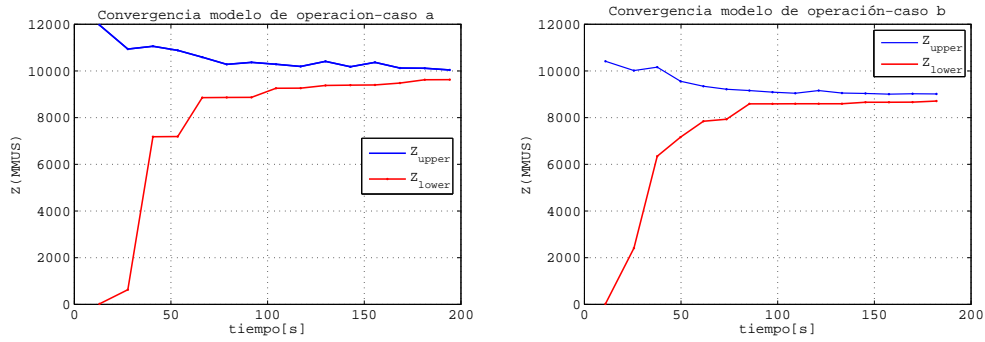


Figura 6.12: Resultado iteraciones para optimización de la operación, casos a y b

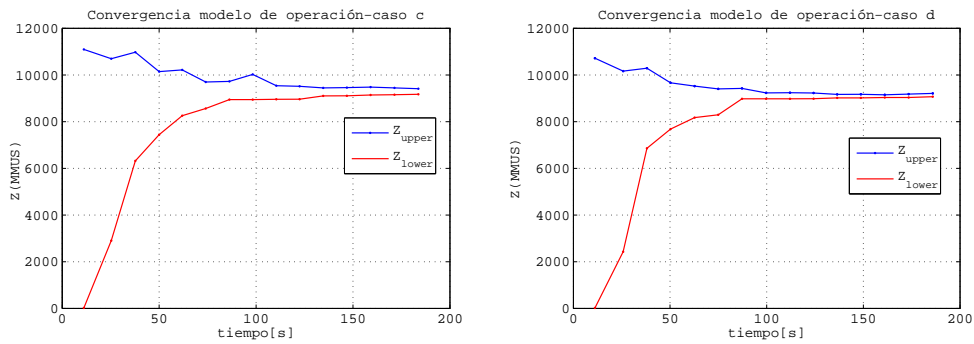


Figura 6.13: Resultado iteraciones para optimización de la operación, casos c y d

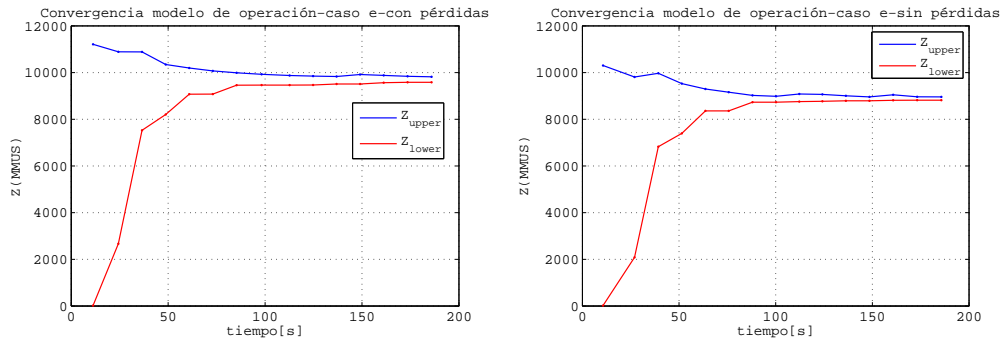


Figura 6.14: Resultado iteraciones para optimización de la operación, casos e con y sin pérdidas

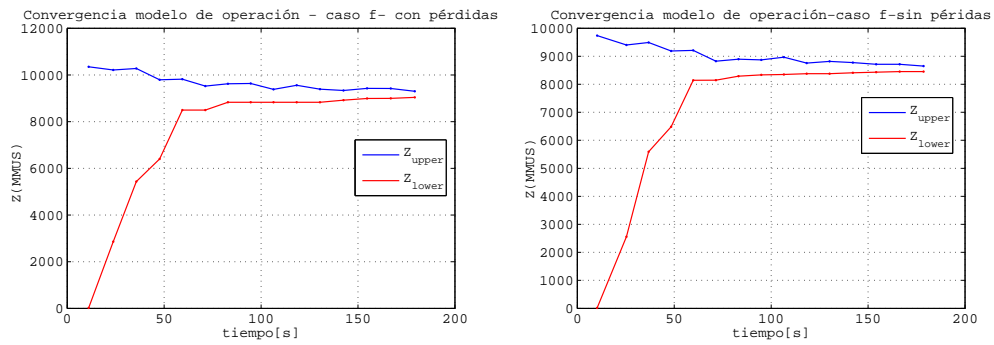


Figura 6.15: Resultado iteraciones para optimización de la operación sin pérdidas, casos f con y sin pérdidas

Casos	Descripción	Costo inversión + Costo operación		Costo operación		Costo Operación promedio	Costo Inversión promedio
		$Z_{upper}$	$Z_{lower}$	$Z_{upper}$	$Z_{lower}$		
Caso a	Sin expansión transmisión	12970	12950	10040	9630	9835	3330
Caso b	Expansión transmisión, plan CNE	12340	12260	9014	8710	8862	3590
Caso c	Expansión transmisión Norte, plan CNE	12520	12380	9400	9180	9290	3270
Caso d	Expansión transmisión Sur, plan CNE	12440	12340	9209	9070	9140	3320
Caso e	Expansión transmisión, plan CNE, pérdidas, eólica 1	13300	13100	9817	9590	9704	3610
Caso f	Expansión transmisión, plan CNE, pérdidas,eólica 2	13010	12970	9300	9050	9175	3940

Tabla 6.3: Tabla de resultado de las optimizaciones

En la tabla 6.3, se presentan un resumen de los costos asociados a cada caso simulado.

**6.5.1.c. Comentarios**

- En las figuras 6.9, 6.10 y 6.11 se presenta el resultado general de la convergencia del modelo en la obtención del plan de obras óptimo de generación, para distintos escenarios de transmisión y generación eólica. Los escenarios de transmisión son los que fueron mencionados previamente.
- En la tabla 6.3 se presentan los resultados de los costos de operación e inversión resultado para el plan de expansión óptimo, considerando los distintos escenarios de expansión del sistema de transmisión.
- De los resultados se verifica que al considerar más restricciones en el sistema de transmisión, mayor es el costo total de operación e inversión para el plan óptimo en el horizonte de planificación, lo anterior es consecuencia de que las inversiones se concentran puntualmente en los nodos en que hay demanda, y en consecuencia se invierte solo sobre recursos de generación disponibles en los nodos.
- Al comparar el plan de expansión con pérdidas, se verifica que los costos totales de operación e inversión son mayores que para el caso sin pérdidas, y además el plan de expansión óptimo se diferencia del sin pérdidas, dado la señal de localización que significan las pérdidas.
- Otro aspecto a considerar, es que a mayor cantidad de restricciones en el sistema de transmisión, mayor es el tiempo necesario y la cantidad de planes a simular para obtener el plan óptimo, lo anterior es consecuencia de que los cortes de Benders de inversión son solo estimadores del costo de operación, y por ende no discriminan si en la realidad es posible despachar la energía que se considera al resolver en detalle la simulación de la operación, es por ello que la convergencia es más lenta hasta obtener un plan candidato óptimo que encaje dentro de las restricciones de transmisión, y así lograr la convergencia del modelo.

6.5.2. Resultados de inversiones: plan de obras óptimo para cada caso

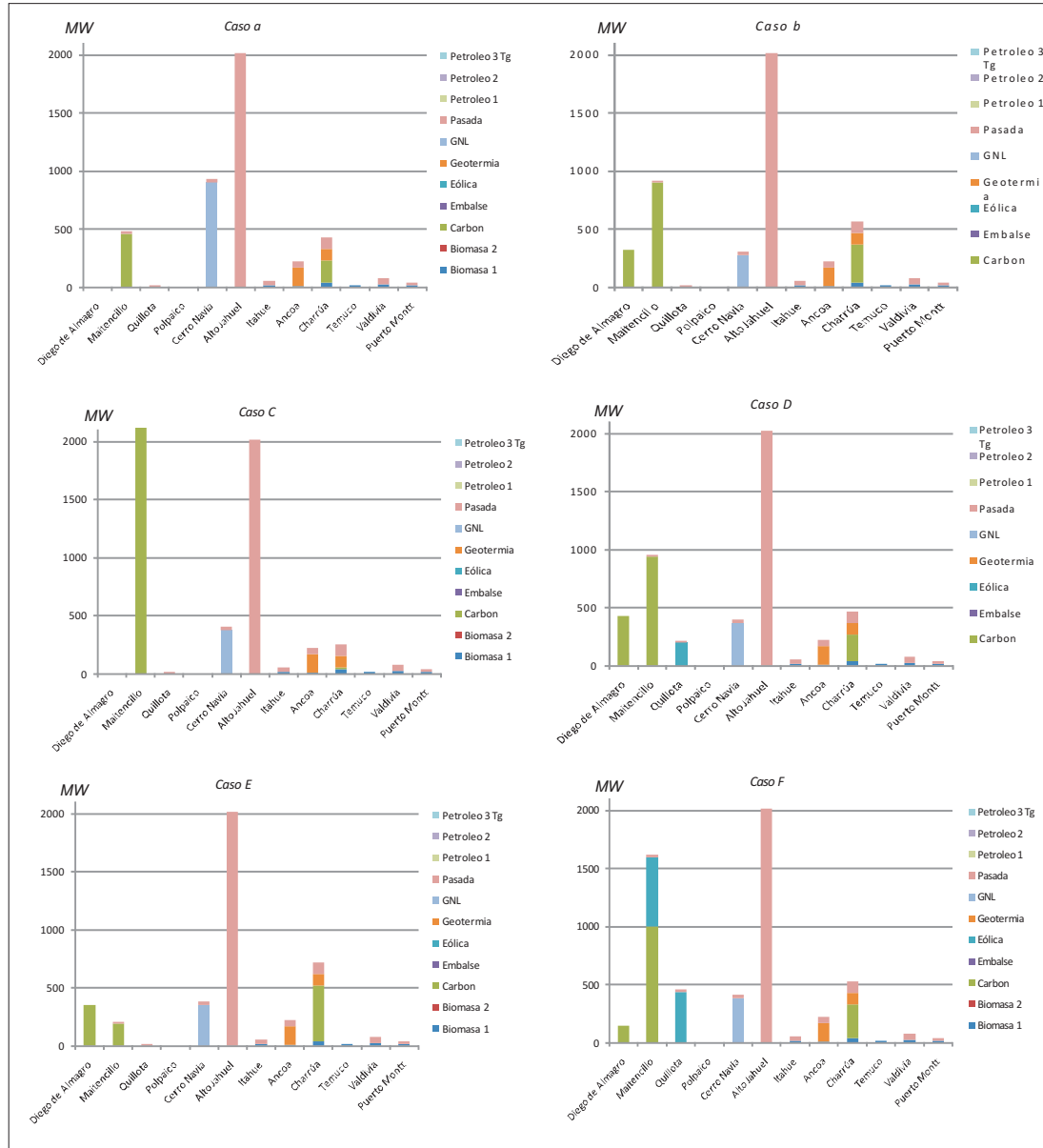


Figura 6.16: Resultados de generación a instalar para los distintos casos de expansión del sistema de transmisión (Gráfico de barras)

**Comentarios** En las figuras 6.16 y 6.17 se presentan en forma gráfica los resultados de las centrales a instalar por nodo en el horizonte completo de planificación, para cada uno de los casos de expansión del sistema de transmisión. El detalle de las centrales a instalar por etapa del horizonte de inversión se encuentra en los informes de salida obtenidos del proceso de simulación en cada caso, y se adjunta un resumen en las tablas E.22, E.23, E.24 y E.25 del anexo E.3. Los resultados más destacados son los siguientes:

- El proyecto Hydroaysen para efectos de inversión se considera como central de pasada con factores de planta para cada hidrología, y en todos los casos simulados de expansión del sistema de transmisión su incorporación es factible económicamente, tanto desde el punto de vista social como privado. Para todos los escenarios simulados, los resultados arrojan que es factible de ser instalado el total de la potencia considerada en las restricciones de inversión (En este caso solo 2000 MW durante los próximos 10 años).
- Al comparar el escenario en que no hay expansión del sistema de transmisión (caso a) con el escenario base de expansión del sistema de transmisión (caso b), se verifica que las centrales a GNL entran con mayor potencia a instalar en Cerro-Navia (Centro de carga del SIC), ya que debido a las limitaciones de la red de transmisión no es posible realizar transferencias de potencia hacia el centro de carga, por medio de alternativas de generación más económicas existentes en otros puntos del sistema. Sin embargo, en el caso base la potencia a instalar de GNL en Cerro-Navia disminuye debido a que es posible satisfacer la demanda incorporando mayores inversiones en centrales a Carbón tanto en el Norte (Diego de Almagro-Maitencillo) como en el Sur (Charrúa).
- Al comparar el caso c con el caso base b, se verifica que al realizar expansiones del sistema de transmisión solo al Norte<sup>4</sup>, las inversiones en Carbón correspondientes a Diego de Almagro y Charrúa se desplazan a Maitencillo, ya que el tramo Maitencillo -Quillota- Polpaico se encuentra liberado en cuanto a sus transferencias de potencia, y en consecuencia es posible llevar dicha energía de menor costo al centro de carga del SIC. Dado que no hay expansión del sistema de transmisión desde Jahuel al sur, las inversiones en el sur orientadas a satisfacer la demanda del centro de carga se ven atenuadas.
- Al comparar el caso d con el caso base b, se verifica que al realizar expansiones del sistema de transmisión solo al Sur (restringiendo las transferencias en el Norte

---

<sup>4</sup>Expansión sistema de transmisión al Norte: Expansión desde Alto-Jahuel hacia el Norte (Diego de Almagro), considerando el caso base de la CNE  
Expansión sistema de transmisión al Sur: Expansión desde Alto-Jahuel hacia el Sur (Valdivia), considerando el caso base de la CNE

del SIC), parte de las inversiones en Carbón vuelven a ser desplazadas hacia el sur, en específico al nodo de Charrúa. Por otra parte, para satisfacer la demanda en el Norte del SIC, es necesario redistribuir las inversiones en los nodos Diego de Almagro-Maitencillo y Quillota, siendo rentable en este caso centrales eólicas a conectar en Quillota, y centrales a Carbón de menor tamaño que en el caso c para los nodos de Maitencillo y Diego de Almagro.

- Al comparar el caso e con el caso base b, se verifica que al considerar las pérdidas en la red de transmisión, ya no es tan factible realizar grandes inversiones en generación de carbón lejos del punto de carga del SIC, de esta manera se ven atenuadas las inversiones de carbón en los nodos de Diego de Almagro y Maitencillo, y a su vez aumentan en alguna medida las inversiones en GNL en Cerro Navia. Por su parte también aumenta la inversión en centrales de carbón en Charrúa, dado que dicho nodo también representa un punto de gran consumo.
- Al comparar el caso f con el caso base b, se verifica que al considerar los bonos por CO<sub>2</sub> e ingresos por ERNC a centrales eólicas, es factible la instalación de dichas centrales en los nodos de Maitencillo y Quillota, por su parte dichas inversiones traen consigo la necesidad de inversiones en centrales con factores de planta alto. Lo anterior es consecuencia de la generación intermitente de centrales eólicas.
- En todos los casos los recursos de biomasa forestal para generación de energía eléctrica son factibles de ser instalados. Dicho recurso considera una inversión elevada (2750 US/kW), sin embargo tienen un costo variable de operación muy bajo (Aprox. 15 US/MWh).
- Finalmente, en todos los casos es factible que las centrales geotérmicas consideradas para Ancoa y Charrúa sean instaladas, dado su alto factor de planta y prácticamente nulo costo variable de operación. Si bien los costos de inversión son mayores que para otros tipos de tecnología, sus costos de operación son muy bajos, haciendo atractiva dicha alternativa para invertir.

El detalle de las salidas del modelo de inversión para los distintos escenarios simulados se presentan en el anexo E.3.

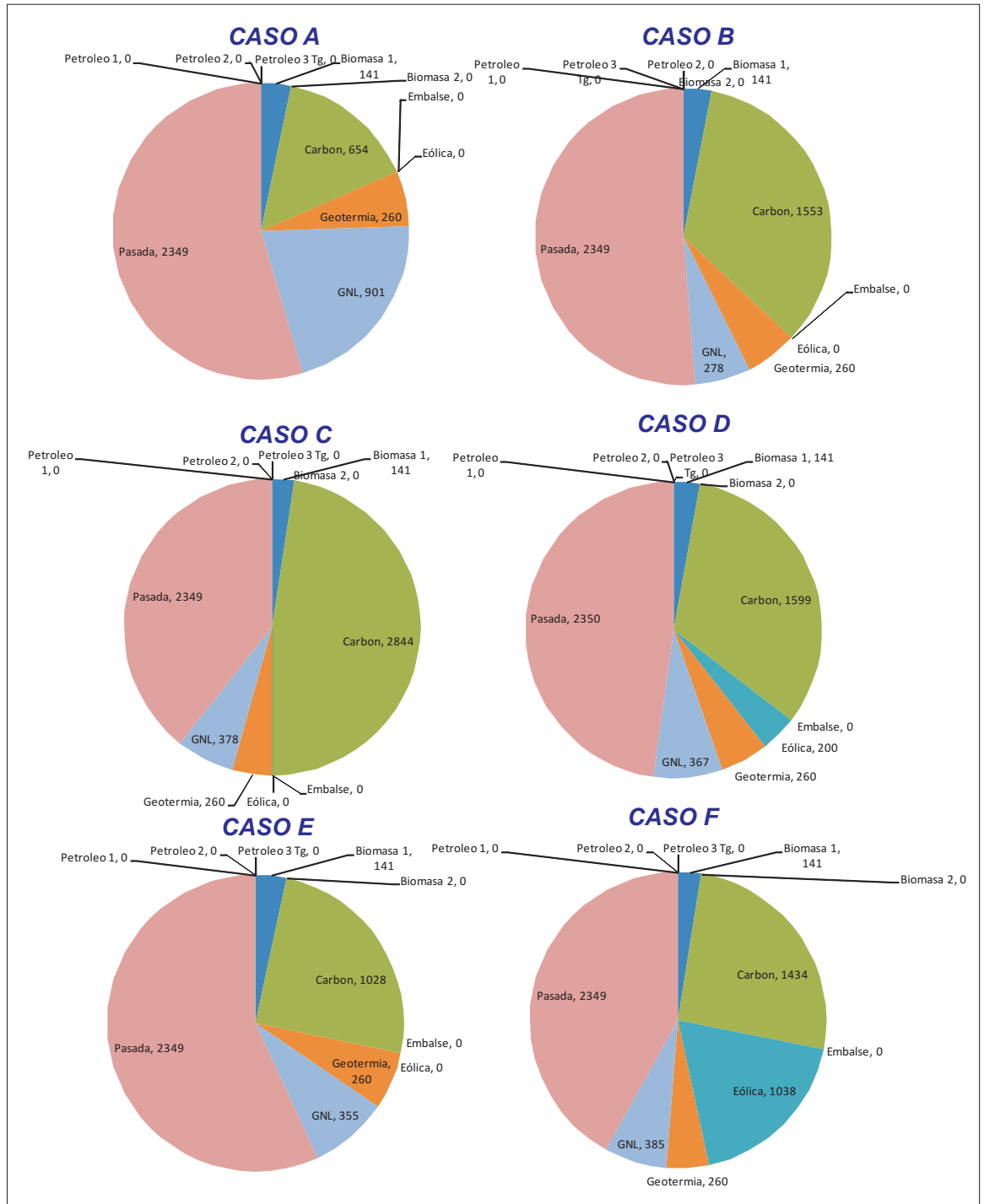


Figura 6.17: Resultados de generación a instalar para los distintos casos de expansión del sistema de transmisión (Diagramas circulares)

6.5.3. Resultados de operación económica del sistema

Los detalles de resultados del modelo de operación para los distintos escenarios simulados se presentan en el anexo E.2.

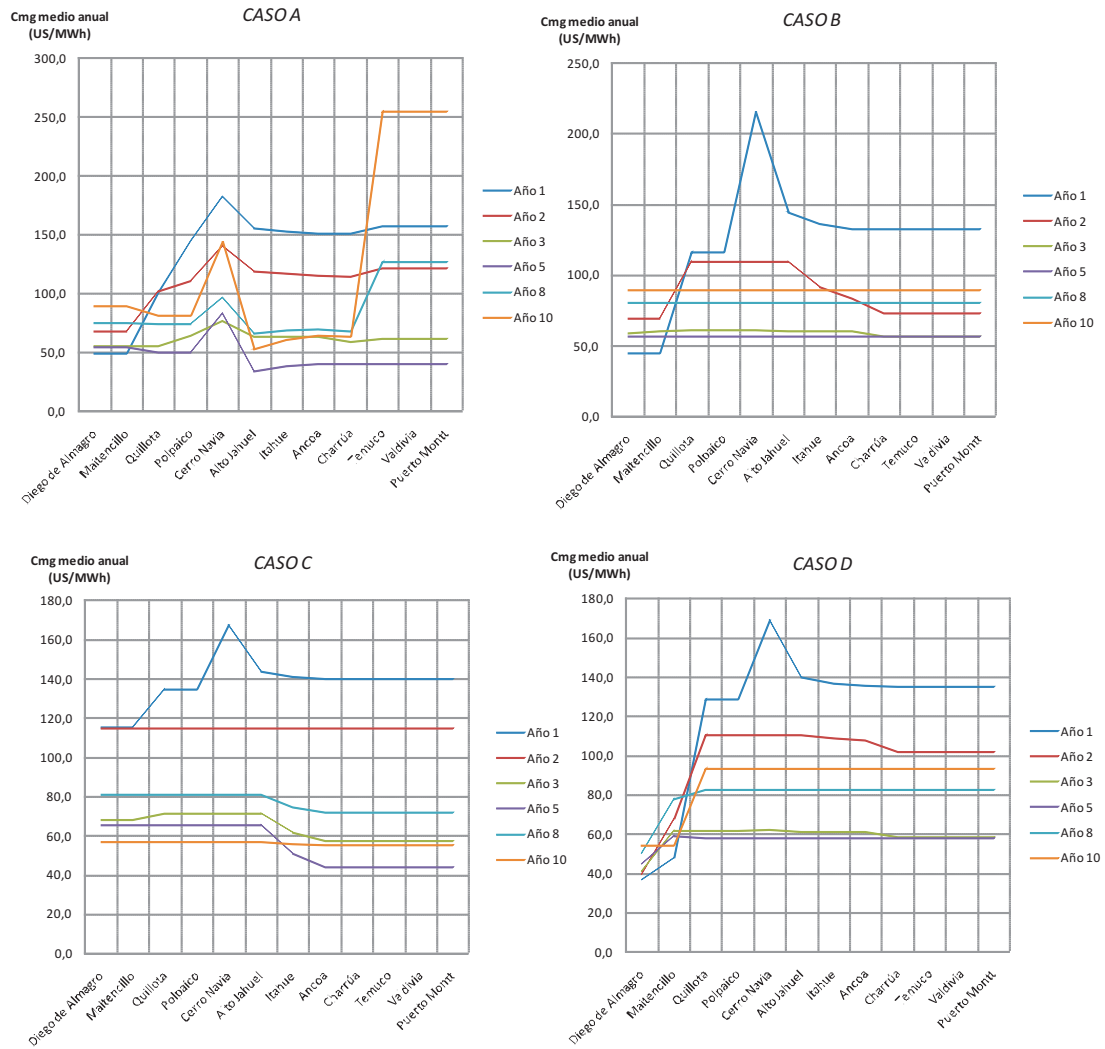


Figura 6.18: Resultados de los costos marginales medios anuales por nodo, para casos a-b-c y d

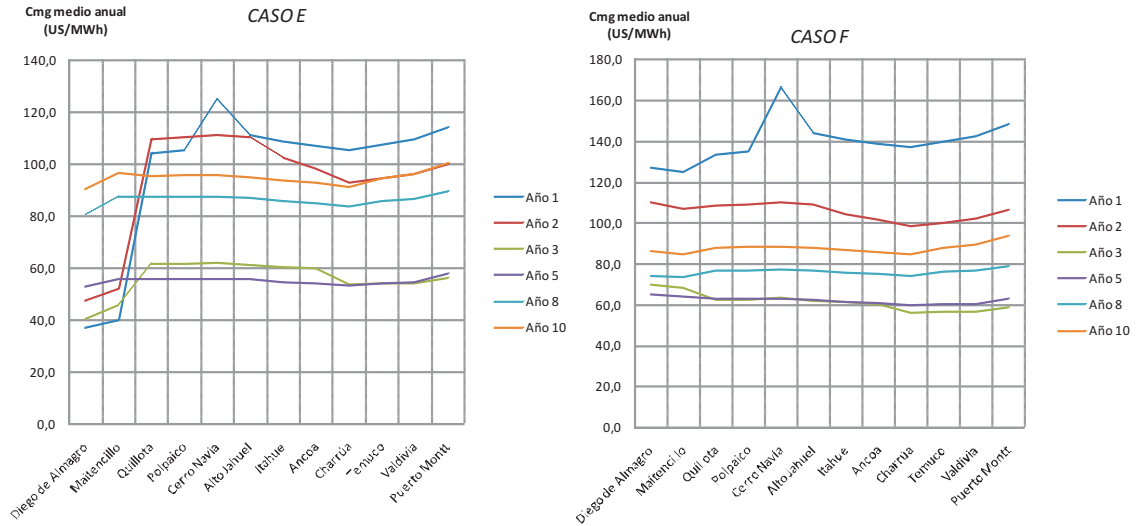


Figura 6.19: Resultados de los costos marginales medios anuales por nodo, para casos d y e

En las figuras 6.18 y 6.17, se presentan gráficamente los costos marginales medios anuales para cada nodo del sistema simplificado del SIC. Dichos gráficos fueron para los distintos escenarios simulados.

Cabe destacar lo siguiente:

- En el caso a, en el cual no se consideran expansiones en la red de transmisión, los costos marginales son muy elevados tanto en el centro de carga del SIC, como en el Sur. A pesar de haber inversiones en generación, dichas inversiones permiten atenuar solo localmente los costos marginales, dado a que no es posible realizar grandes transferencias de potencia entre distintos puntos del sistema, y por lo tanto la demanda debe ser satisfecha prácticamente por generación propia en cada nodo.
- En el caso base b, en que si se considera expansión de la red de transmisión, se verifica que el costo marginal baja en el centro de carga del SIC en el año 2, debido a que hay una liberación de las transferencias entre Polpaico-Cerro Navia y Alto Jahuel-Cerro Navia. En la medida que pasan los años dentro del horizonte de planificación, las inversiones tanto en generación como transmisión permiten equiparar los costos marginales a lo largo del sistema eléctrico. Sin embargo,

a partir del año 5, luego de estabilizarse las inversiones comienzan a subir en sintonía los costos marginales a lo largo del sistema eléctrico debido al aumento de los costos variables de operación de centrales a GNL y carbón, en base a la proyección de sus precios.

- Para el caso c, en el que se considera expansión al Norte de la red de transmisión, se puede apreciar la misma tendencia a la baja de los costos marginales que en el caso b, sin embargo, existe una clara diferencia entre los costos marginales del Norte y el Sur. Considerando que los recursos renovables de menor costo se encuentran en mayor medida en el Sur, la generación de energía en dichos puntos del sistema es de menor costo, y por tanto, al verse saturadas las transferencias de potencia desde el Sur hacia el centro de carga del SIC, es necesario abastecer la demanda del centro y Norte con centrales de mayor costo de operación. Lo anterior justifica la presencia de costos marginales menores en el Sur del SIC para el caso c.
- En el caso d, en que se consideran expansiones de la red de transmisión hacia el Sur de Alto Jahuel, ocurre lo contrario que en el caso c. En la medida que se estabilizan las inversiones en generación como en transmisión, los costos marginales hacia el Sur del SIC se equiparan al costo marginal del centro del SIC, sin embargo los costos marginales hacia el Norte son del orden de magnitud de las centrales del costo variable de las centrales de carbón, y dada las saturaciones de las líneas del Norte del SIC, no es posible llevar esa energía al centro de carga a ese costo, y por tanto el costo marginal del centro es gobernado en parte por generación hidráulica y GNL.
- Para los casos e y f, lo que los diferencia es que en el primero no se realizan inversiones en centrales eólicas, y en el segundo si se realizan inversiones en dichas centrales. Lo anterior trae como consecuencia que una vez estabilizados los costos marginales a lo largo del SIC, sean levemente menores para el caso f que para el caso e. Lo anterior es consecuencia directa de que los costos variables de las centrales eólicas son prácticamente nulos. Dado lo anterior el costo marginal a largo plazo del SIC, para el caso e bordea los 100 ( $US/MWh$ ), a diferencia del caso f en que bordea los 90 ( $US/MWh$ ).

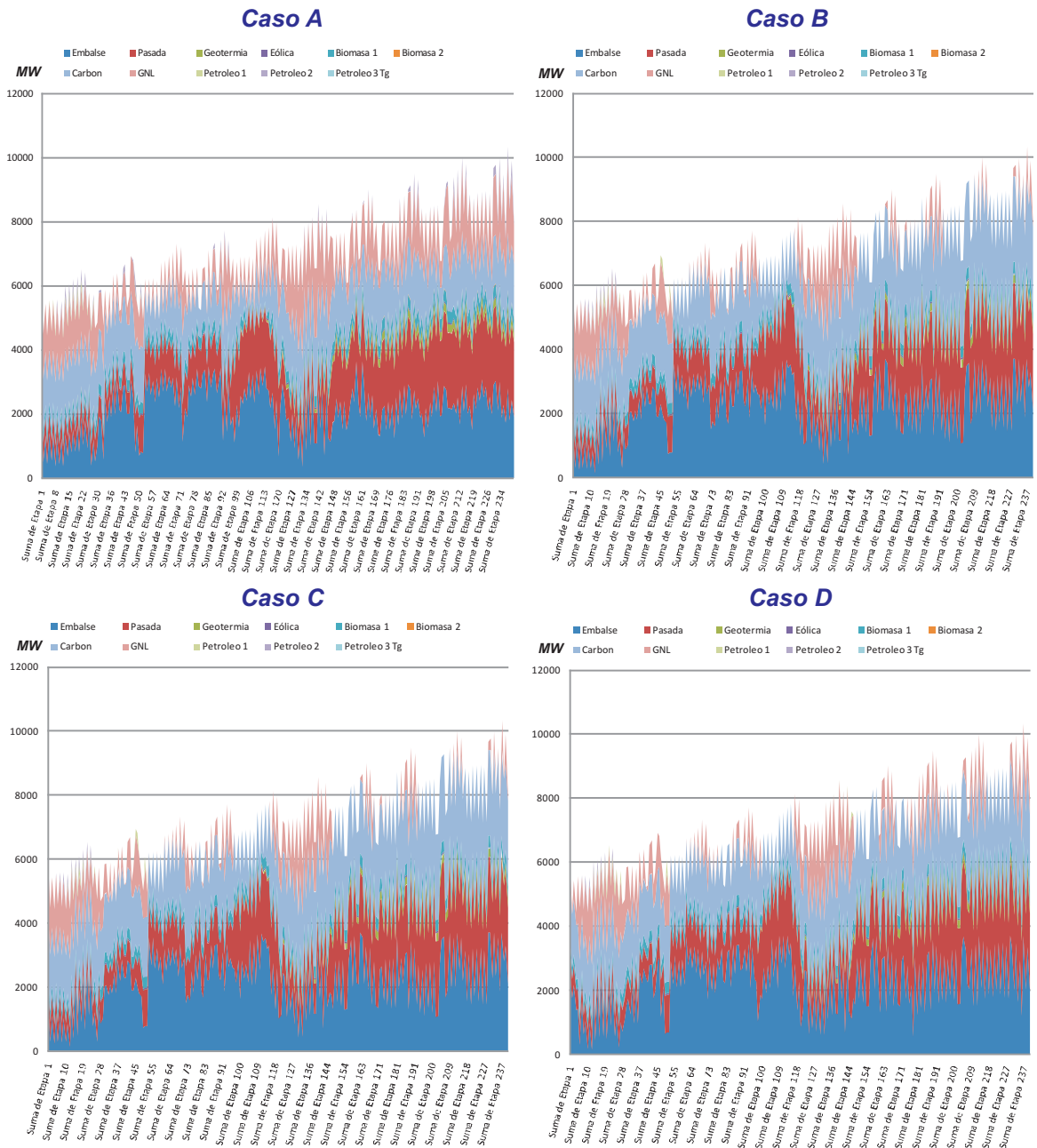


Figura 6.20: Resultados 1 de la integración de la curva de demanda de los 10 años

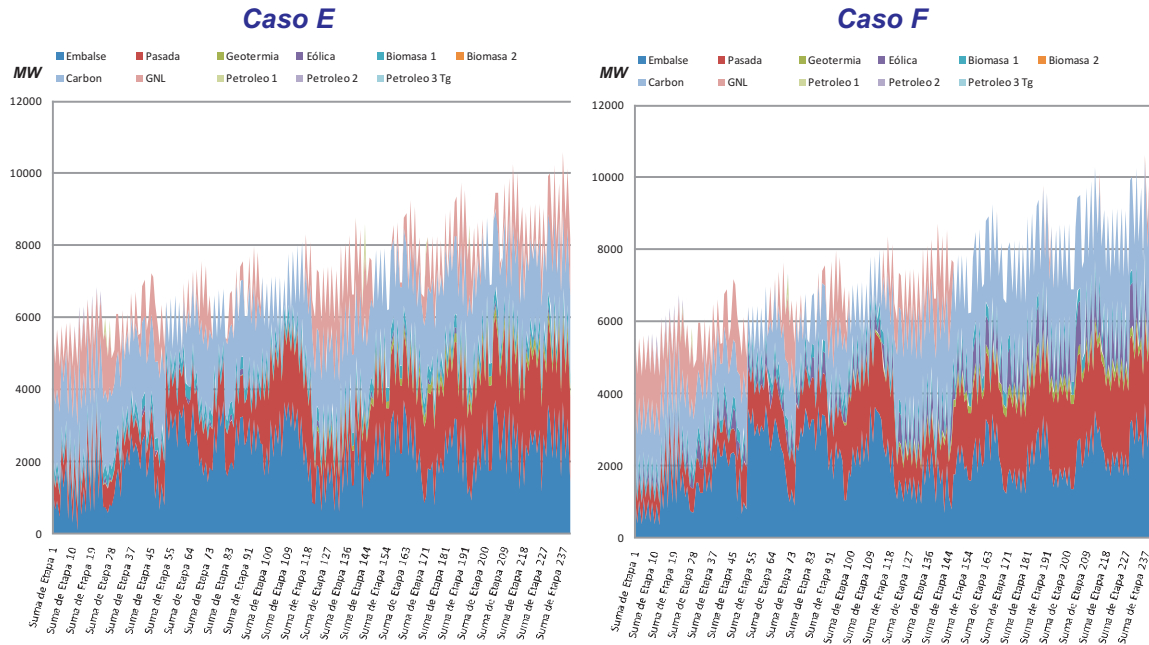


Figura 6.21: Resultados 2 de la integración de la curva de demanda de los 10 años

Finalmente en las figuras 6.20 y 6.21 se presentan en forma gráfica los resultados de las potencias generadas por tipo de central, para las distintas etapas del horizonte de planificación. En dichas figuras se agrupa la generación de las centrales de los distintos nodos del sistema con el fin de representar como es integrada la curva de demanda para el modelo de operación multinodal-multietapa-multiembalse.

### 6.5.4. Informes de salida flujos de caja

En la tabla 6.4, se presentan el principal resultado (TIR) de los informes de salida de flujos de caja de las centrales factibles de ser instaladas. Se presentan los resultados para las simulaciones de los casos a-b-c-d-e y f.

El detalle de las potencias generadas, costos marginales, flujos, inversiones en generación, y flujos de caja para cada uno de los casos se encuentra en los informes de salida obtenidos al simular cada uno de los casos. Sin embargo en los anexos E.2 y E.3 se presentan un poco más de detalle de los resultados.

CASO A			CASO B			CASO C		
Central		TIR	Central		TIR	Central		TIR
Nodo	Tipo	(%)	Nodo	Tipo	(%)	Nodo	Tipo	(%)
Maitencillo	Carbón	8.5	Diego de Almagro	Carbón	9.87	Maitencillo	Carbón	8.8
Mitencillo	Pasada	17.0	Maitencillo	Carbón	11.2	Maitencillo	Pasada	18.9
Quillota	Pasada	18.1	Maitencillo	Pasada	18.4	Quillota	Pasada	19.0
Cerro Navia	GNL	45.1	Quillota	Pasada	18.5	Cerro Navia	GNL	29.3
Cerro Navia	Pasada	24.0	Cerro Navia	GNL	49.3	Cerro Navia	Pasada	19.5
Alto Jahuel	Pasada	15.7	Cerro Navia	Pasada	19.8	Alto Jahuel	Pasada	18.1
Itahue	Biomasa 1	19.3	Alto Jahuel	Pasada	19.9	Itahue	Biomasa 1	18.8
Itahue	Pasada	17.3	Itahue	Biomasa 1	19.2	Itahue	Pasada	17.3
Ancoa	Biomasa 1	22.8	Itahue	Pasada	18.0	Ancoa	Biomasa 1	21.3
Ancoa	Geotermia	13.3	Ancoa	Biomasa 1	21.5	Ancoa	Geotermia	13.2
Ancoa	Pasada	17.2	Ancoa	Geotermia	16.2	Ancoa	Pasada	16.5
Charrúa	Carbón	12.2	Ancoa	Pasada	17.9	Charrúa	Carbón	11.1
Charrúa	Biomasa 1	12.3	Charrúa	Carbón	10.6	Charrúa	Biomasa 1	12.1
Charrúa	Geotermia	13.0	Charrúa	Biomasa 1	13.3	Charrúa	Geotermia	13.1
Charrúa	Pasada	16.7	Charrúa	Geotermia	16.0	Charrúa	Pasada	16.4
Temuco	Biomasa 1	21.7	Charrúa	Pasada	17.1	Temuco	Biomasa 1	13.5
Valdivia	Biomasa 1	24.7	Temuco	Biomasa 1	13.2	Valdivia	Biomasa 1	17.4
Valdivia	Pasada	22.0	Valdivia	Biomasa 1	17.1	Valdivia	Pasada	16.2
Puerto Montt	Biomasa 1	25.6	Valdivia	Pasada	17.1	Puerto Montt	Biomasa 1	17.8
Puerto Montt	Pasada	21.9	Puerto Montt	Biomasa 1	17.6	Puerto Montt	Pasada	16.3
			Puerto Montt	Pasada	17.0			

CASO D			CASO E			CASO F		
Central		TIR	Central		TIR	Central		TIR
Nodo	Tipo	(%)	Nodo	Tipo	(%)	Nodo	Tipo	(%)
Diego de Almagro	Carbón	1.2	Diego de Almagro	Carbón	7.5	Diego de Almagro	Carbón	15.4
Maitencillo	Carbón	5.1	Maitencillo	Carbón	9.0	Maitencillo	Carbón	8.9
Maitencillo	Pasada	19.3	Maitencillo	Pasada	18.5	Maitencillo	Eólica	8.1
Quillota	Eólica	10.5	Quillota	Pasada	18.7	Maitencillo	Pasada	18.6
Quillota	Pasada	19.4	Cerro Navia	GNL	18.1	Quillota	Eólica	9.6
Cerro Navia	GNL	34.2	Cerro Navia	Pasada	19.2	Quillota	Pasada	18.7
Cerro Navia	Pasada	20.2	Alto Jahuel	Pasada	20.8	Cerro Navia	GNL	26.2
Alto Jahuel	Pasada	21.5	Alto Jahuel	Pasada	20.8	Cerro Navia	Pasada	19.3
Itahue	Biomasa 1	21.6	Itahue	Biomasa 1	19.1	Alto Jahuel	Pasada	19.3
Itahue	Pasada	19.1	Itahue	Pasada	18.0	Itahue	Biomasa 1	19.5
Ancoa	Biomasa 1	24.2	Ancoa	Biomasa 1	20.8	Itahue	Pasada	18.1
Ancoa	Geotermia	18.5	Ancoa	Geotermia	16.8	Ancoa	Biomasa 1	22.1
Ancoa	Pasada	19.2	Ancoa	Pasada	17.9	Ancoa	Geotermia	15.1
Charrúa	Carbón	14.4	Charrúa	Carbón	9.9	Ancoa	Pasada	17.9
Charrúa	Biomasa 1	16.6	Charrúa	Biomasa 1	13.3	Charrúa	Carbón	11.0
Charrúa	Geotermia	18.3	Charrúa	Geotermia	16.3	Charrúa	Biomasa 1	12.8
Charrúa	Pasada	18.5	Charrúa	Pasada	16.9	Charrúa	Geotermia	14.7
Temuco	Biomasa 1	16.2	Temuco	Biomasa 1	13.6	Charrúa	Pasada	17.1
Valdivia	Biomasa 1	19.8	Valdivia	Biomasa 1	17.5	Temuco	Biomasa 1	13.9
Valdivia	Pasada	18.5	Valdivia	Pasada	17.9	Valdivia	Biomasa 1	17.7
Puerto Montt	Biomasa 1	20.6	Puerto Montt	Biomasa 1	19.0	Valdivia	Pasada	18.1
Puerto Montt	Pasada	18.4	Puerto Montt	Pasada	17.8	Puerto Montt	Biomasa 1	19.8
						Puerto Montt	Pasada	18.1

Tabla 6.4: Resultados informes de evaluación económica

### 6.5.5. Conclusión general

El plan de expansión en transmisión tiene una gran influencia sobre las inversiones en generación, en específico distintos planes de expansión en transmisión tiene como resultados distintos planes de expansión en generación.

- Desde el punto de vista de los costos, liberar las inversiones en transmisión permite disminuir considerablemente los costos de inversión y operación del sistema.

- Desde el punto de vista de la inversión, el plan de transmisión es una fuerte señal de localización de la generación, y del grado de inversión de cada tecnología factible de ser instalado en cada nodo del sistema.

## Capítulo 7

# Comentarios finales y conclusiones

En este capítulo se desarrollan las conclusiones generales del trabajo de Tesis, y además se agregan los posibles trabajos futuros.

### 7.1. Conclusiones

#### 7.1.1. Conclusiones para los modelos de optimización

- Las técnicas de descomposición de Benders se presentan como una alternativa válida para resolver problemas de optimización lineales de gran envergadura. En este trabajo, además de validar la convergencia de los modelos descompuestos tanto de inversión y operación, se valida que dicha convergencia sea sobre el óptimo del problema general sin descomponer.
- Se confirma además que la variante propuesta en el capítulo 3 para la determinación de los cortes de Benders, es una alternativa válida y simple de aplicar en aquellos casos que las variables que acoplen etapas temporales sean claramente identificadas, logrando obtener los hiperplanos para cada iteración de forma más rápida que aplicando el método tradicional. Además permite hacer abstracción de la estructura del resto de las restricciones que no contengan variables comunes entre etapas, y permite poner énfasis solo en aquellas restricciones que acoplen sub-problemas de optimización. De esta manera, se logra identificar que el único nexo existente entre cada sub-proceso de optimización, son los *multiplicadores de Lagrange* de las restricciones que poseen variables comunes.

- Desde el punto de vista de la flexibilidad para resolver problemas complejos de optimización, las técnicas de descomposición se presentan como una alternativa viable con la cual se puede resolver cualquier tipo de problema de optimización lineal. En específico, para problemas en los cuales se logre identificar claramente los bloques de descomposición (como en el caso del modelo de operación), es recomendable utilizar la técnica de descomposición en la medida que el número de bloques a considerar sea elevado, de esta manera se elimina la dependencia exponencial en los tiempos de convergencia y se logra dependencia lineal entre el número de bloques y los tiempos de convergencia.

**Comentarios para el modelo matemático de operación** Del modelo de optimización de la operación se puede comentar lo siguiente:

- Los tiempos de convergencia son lineales con el número de etapas a simular, si se considera un número similar de variables y restricciones entre los bloques de optimización.
- Se requiere de la utilización de menor cantidad de recursos de memoria RAM, al trabajar temporalmente con matrices mucho más pequeñas que con el modelo completo, lo que implica que no habría problemas al resolver problemas de gran envergadura.
- Posibilidad de calcular el costo de oportunidad del agua como una función lineal por tramos, en cada uno de los procesos de recursión. Más aún en los casos que se consideran gran cantidad de escenarios hidrológicos, es posible determinar valores esperados del recurso hidráulico, sin necesidad de resolver todos los posibles caminos de escenarios hidrológicos. En un modelo completo no es posible determinar un costo de oportunidad del recurso hidráulico como una función lineal por tramos.
- Compatibilidad para resolver problemas de cualquier cantidad de etapas, hidrologías y embalses, ya que se resuelven una gran cantidad de problemas de pequeña envergadura.

**Comentarios para el modelo matemático de optimización de la inversión y operación** La alternativa de descomposición del modelo general de optimización de la inversión y la operación se presenta como una alternativa viable para resolver problemas de planificación en que los sistemas eléctricos sobre los cuales se debe realizar la planificación sean de naturaleza hidrotérmica. En general cuando los sistemas son de naturaleza hidrotérmica, simular la operación a largo plazo involucra agregar un alto grado estocástico a los problemas de optimización, lo que hace poco viable

realizar la optimización mediante modelos completos de optimización. Por su parte si las variables de inversión se incorporaran dentro del modelo de operación sería poco clara la distinción entre ambos sub-problemas, y los nexos de acoplamiento temporal entre etapas aumentarían dado el acoplamiento temporal de las inversiones.

Más aún la principal ventaja de desacoplar el problema general de planificación de la expansión, es que en general las variables de inversión son de naturaleza discreta, y las variables de operación se consideran continuas. En consecuencia, el problema discreto a resolver, sería un problema relajado en que se estima la operación, a diferencia del modelo completo en que debería resolverse un problema de variables entero-mixtas de gran envergadura.

### 7.1.2. Conclusiones de los resultados de los modelos de optimización

Considerando que la red de transmisión se considera como dato de entrada a la herramienta de planificación de la expansión del parque generador, la principal conclusión que se logra de los resultados es el gran impacto que tiene la red de transmisión sobre las decisiones óptimas de inversión y la rentabilidad de los proyectos de generación. Más aún, el solo hecho de considerar las pérdidas en el sistema de transmisión, para un mismo escenario de expansión de la red, implica distintos resultados en los planes de obra óptimos. En general, la red de transmisión juega un rol fundamental en la localización temporal y espacial de los planes de obra óptimos de inversión en generación, más aún si se considera que no existen todo tipo de recursos energéticos en todos los nodos, la solución también varía desde el punto de vista los recursos sobre los cuales se debería invertir.

Para una red de transmisión relajada, en la que se libera la limitación de capacidad de la red de transmisión y no se consideran las pérdidas, el problema a resolver es equivalente a resolver un problema de optimización uninodal, en el cual las decisiones de inversión serían netamente influenciadas por la proyección de precios de los combustibles, las hidrologías y los costos de inversión para la integración de la curva de demanda. Sin embargo, la red de transmisión se presenta como un cuello de botella para realizar las inversiones en el parque generador.

Más aún, si se desea llevar a cabo una política energética de generación por medio de energías renovables no convencionales, la red de transmisión seguiría siendo un cuello de botella para las inversiones en dichas tecnologías, ya que en general la presencia de recursos renovables como el viento o la energía hidráulica, se encuentran distantes del centro del carga del sistema eléctrico. En consecuencia, aunque las alternativas de inversión por medios de energía renovables no convencionales sean competitivas con las actuales tecnologías de generación, todavía sería necesario eliminar el cuello de botella que representa la red de transmisión para poder hacer rentables esos proyectos de in-

versión, sin embargo, dichas inversiones en generación inducirían mayores inversiones en transmisión, y por tanto mayores costos de peajes que disminuirían la rentabilidad, por lo tanto sería necesario bonificar además los costos de transporte. Lo anterior es el principal motivo por el cual se elaboró una herramienta computacional que permitiese simular la operación e inversión del mercado eléctrico considerando la red de transmisión y las energías renovables no convencionales. Lo anterior permite simular distintos escenarios de expansión de la red de transmisión, con el fin de determinar cuales proyectos son óptimos para cada escenario.

Finalmente, en la política de tarificación a costo marginal, todos las centrales que resultan de la herramienta de planificación de la expansión son rentables. En general, si dicha herramienta se aplicara para generar un sistema eléctrico desde cero y con una red de transmisión relajada, los resultados teóricos de la optimización implicarían una rentabilidad equivalente para cada central correspondiente a una tasa de retorno igual a la tasa de descuento (en situaciones reales dicha rentabilidad no es equivalente, y va a depender de los costos de operación e inversión reales de cada tecnología). Sin embargo, en este caso existe una red de transmisión que no está relajada (límites en las transferencias), y además se parte de un sistema eléctrico base para el año cero en que las inversiones no representan necesariamente un modelo óptimo para el escenario de mercado actual, es por ello que en general la mayoría de las inversiones propuestas por el modelo de inversión poseen rentabilidades distintas entre uno y otro proyecto, pero la gran mayoría rentabilidades superiores al 10 %. Cabe destacar que dichas rentabilidades no corresponden a las rentabilidades reales esperadas para cada proyecto de inversión, debido a que no se están considerando los costos de peajes por uso del sistema de transmisión, en consecuencia para obtener proyectos rentables considerando costos de inversión y transmisión, sería necesario resolver el problema completo de expansión que considere optimización de los planes de generación y transmisión. Sin embargo para este caso, en que se considera la red de transmisión como dato de entrada, sería necesario incorporar los costos de peajes esperados en los informes de flujo de caja de salida del modelo.

Por último cabe destacar que como resultado de la planificación de la expansión del parque generador, se logra obtener mayor estabilidad temporal en los precios de nudo para los últimos años del horizonte de planificación, una considerable disminución de sus valores, y valores estables espacialmente a lo largo del sistema eléctrico.

## 7.2. Trabajos futuros

Se proponen los siguientes trabajos futuros con el fin de mejorar la herramienta computacional:

**Mejoras modelo de operación**

- a) Ampliar la base de datos del SIC simplificado de 12 barras, a una base de datos que incorpore mayor cantidad de barras del sistema de transmisión, con el fin de simular el mercado eléctrico en el SIC de forma más real.
- b) Incorporar el acoplamiento hidráulico entre las centrales de pasada y embalses correspondientes a una misma cuenca.
- c) Luego de incorporar las mejoras 1) y 2) al modelo de operación, simular gran cantidad de hidrologías con el fin de comparar los resultados con los modelos actuales utilizados para simular la operación a largo plazo.

**Mejoras al modelo de inversión**

- a) Ampliar la metodología para resolver problemas con variables de inversión discreta. En general la metodología no se considera en la herramienta de planificación de la inversión que se encuentra parametrizada, sino más bien se encuentra aplicada a un caso particular.
- b) Incorporar una función de costo de peajes por uso del sistema de transmisión que permita incorporar el impacto de los costos de transmisión (costos de inversión, operación, mantenimiento y administración de la red de transmisión), sobre la localización de las centrales.
- c) Finalmente incorporar al modelo las variables de inversión del sistema de transmisión, las cuales agregarían una cuota de no-linealidad al problema de planificación de la expansión del sistema eléctrico.

# Anexos

## Anexo A

# Simulación de la operación: modelo uninodal

### A.1. Programación dinámica dual: “*Modelación de un problema determinístico de 2 etapas*”

En el anexo C se analiza la metodología utilizada para resolver problemas de optimización mediante la programación dinámica dual. Con el fin de verificar la validez y la velocidad de convergencia de la metodología en la solución de problemas de planificación, en este caso se plantea un problema muy simplificado de planificación de la operación con un horizonte temporal de 2 etapas, sin considerar la red de transmisión (modelo uninodal), y con una hidrología determinística para las 2 etapas. Para más información respecto de las técnicas matemáticas utilizadas como los *Cortes de Benders*, *Teorema de dualidad*, *Programación lineal usando Simplex*, *Programación lineal*, ver la referencia [25].

#### A.1.1. Programación dinámica dual determinística de 2 etapas

El concepto de programación dinámica dual de 2 etapas fue ilustrado previamente, y consiste en resolver el siguiente problema:

$$\begin{array}{ll} \text{Min} & C_1X_1 + C_2X_2 \\ \text{sujeto a} & \\ & A_1X_1 \geq B_1 \\ & E_1X_1 + A_2X_2 \geq B_2 \end{array} \tag{A.1}$$

Mediante la aplicación de la programación dinámica dual, el problema anterior se resuelve de la siguiente manera:

### Primera etapa

$$\begin{aligned}
 Z = & \text{Min} && C_1 X_1 + \alpha \\
 \text{Sujeto a} &&& \\
 &&& A_1 X_1 \geq B_1 \\
 &&& \alpha - \pi^i (B_2 - E_1 X_1) \geq 0 \quad \forall i = 1, \dots, n
 \end{aligned} \tag{A.2}$$

### Segunda etapa

$$\begin{aligned}
 \alpha_1(X_{1i}) = & \text{Min} && C_2 X_2 && \text{Variable} \\
 \text{sujeto a} &&& && \text{Dual} \\
 &&& A_2 X_2 \geq B_2 - E_1 \hat{X}_{1i} && \pi^i
 \end{aligned} \tag{A.3}$$

La metodología se inicializa con  $\alpha$  igual a cero, y se resuelve el problema de primera etapa, conociéndose este sub-proceso como “*Forward o simulación*”. Luego se resuelve el problema de optimización lineal correspondiente a la segunda etapa con el valor calculado para  $\hat{X}_{1i}$  en el proceso de “*simulación*”, y se obtienen los multiplicadores duales  $\pi^i$  que serán utilizados para obtener un nuevo corte de benders para aproximar la función de costo futuro de la primera etapa, este sub-proceso se conoce como “*Backward, recursión u optimización*”. Los procesos de “*simulación*” y “*recursión*” se repiten sucesivamente hasta que el costo de la segunda etapa calculado, sea cercano al costo futuro estimado  $\alpha$  en la primera etapa.

#### A.1.2. Planteamiento del ejemplo resuelto

El ejemplo simplificado a resolver consiste en un problema uninodal con 2 generadores térmicos y un generador hidráulico. Los costos variables de las centrales térmicas se consideran constantes. El afluente en la bocatoma del embalse se considera determinístico y no estocástico.

El problema completo es el siguiente:

$$\begin{aligned}
\text{Min} \quad & 10G_{a1} + 20G_{b1} + 10G_{a2} + 20G_{b2} \\
\text{sujeto a} \quad & G_{a1} + G_{b1} + G_{h1} = d_1 \\
& G_{a2} + G_{b2} + G_{h2} = d_2 \\
& E_{h0} - G_{h1} + A_{h1} - V_{h1} - E_{h1} = 0 \\
& E_{h1} - G_{h2} + A_{h2} - V_{h2} - E_{h2} = 0 \\
& 0 \leq G_{a1} = G_{a2} \leq 700 \\
& 0 \leq G_{b1} = G_{b2} \leq 1000 \\
& 0 \leq G_{h1} = G_{h2} \leq 500 \\
& 0 \leq E_{h1} \leq 1500 \\
& 0 \leq V_{h1} = V_{h2} \\
& E_{h0} = E_{h2} = 1000 \\
& A_{h1} = A_{h2} = 300 \\
& d_1 = 500 \\
& d_2 = 1100
\end{aligned} \tag{A.4}$$

Donde

- $G_{ai}, G_{bi}, G_{hi}$ : Son las generaciones de las centrales térmicas A, B y la central hidráulica h, en la etapa  $i$ .
- $A_{hi}$ : Son los afluentes para la etapa  $i$ .
- $V_{hi}$ : Cantidad de agua vaciada de embalses para la etapa  $i$ .
- $E_{hi}$ : Nivel de agua en los embalses al final de la etapa  $i$ .
- $d_i$ : Demanda de energía eléctrica en la etapa  $i$ .

Las primeras 2 restricciones corresponden a restricciones de demanda de energía eléctrica, en las etapas 1 y 2. Las restricciones 3 y 4 corresponden a las ecuaciones hidráulicas para la etapa 1 y 2.

El problema (A.19) se puede descomponer por etapa en los siguientes sub-problemas.

**Primera etapa**

$$\begin{aligned}
\text{Min} \quad & 10G_{a1} + 20G_{b1} + \alpha \\
\text{sujeto a} \quad & G_{a1} + G_{b1} + G_{h1} = d_1 \\
& E_{h0} - G_{h1} + A_{h1} - V_{h1} - E_{h1} = 0 \\
& 0 \leq G_{a1} \leq 700 \\
& 0 \leq G_{b1} \leq 1000 \\
& 0 \leq G_{h1} \leq 500 \\
& 0 \leq E_{h1} \leq 1500 \\
& 0 \leq V_{h1} \\
& E_{h0} = 1000 \\
& A_{h1} = 300 \\
& d_1 = 500 \\
& \alpha \geq \pi^i (B_2 - E_1 \hat{X}_{1i}) \quad \forall i
\end{aligned} \tag{A.5}$$

**Segunda etapa**

$$\begin{aligned}
\alpha = \text{Min} \quad & 10G_{a2} + 20G_{b2} \\
\text{sujeto a} \quad & G_{a2} + G_{b2} + G_{h2} = d_2 \\
& \hat{E}_{h1} - G_{h2} + A_{h2} - V_{h2} - E_{h2} = 0 \\
& 0 \leq G_{a2} \leq 700 \\
& 0 \leq G_{b2} \leq 1000 \\
& 0 \leq G_{h2} \leq 500 \\
& 0 \leq V_{h2} \\
& E_{h2} = 1000 \\
& A_{h2} = 300 \\
& d_2 = 1100
\end{aligned} \tag{A.6}$$

**A.1.3. Solución mediante construcción de función de costo futuro a partir de multiplicadores duales****A.1.3.a. Formulación matricial del problema**

Cada uno de los 2 sub-problemas anteriores (A.5) y (A.7) posee restricciones de igualdad y desigualdad. Para resolver la segunda etapa y obtener los multiplicadores duales asociados al problema (Teorema de dualidad [25]), es necesario que todas las restricciones sean de igual tipo, ya sea de igualdad o desigualdad, por lo tanto lo primero es transformar las restricciones de desigualdad de la segunda etapa en restricciones de igualdad agregando variables de holgura.

Segunda etapa con variables de holgura

$$\begin{aligned}
\alpha = \text{Min} \quad & 10G_{a2} + 20G_{b2} \\
\text{sujeto a} \quad & \\
& G_{a2} + G_{b2} + G_{h2} = 1100 \\
& -G_{h2} - V_{h2} = 700 - \hat{E}_{h1} \\
& G_{a2} + h_{a2} = 700 \\
& G_{b2} + h_{b2} = 1000 \\
& G_{h2} + h_{h2} = 500 \\
& x_{ij2} \geq 0
\end{aligned} \tag{A.7}$$

En forma matricial el problema queda de la siguiente manera:

Sea

$$X_1 = \begin{bmatrix} G_{a1} \\ G_{b1} \\ G_{h1} \\ V_{h1} \\ E_{h1} \end{bmatrix} \quad X_2 = \begin{bmatrix} G_{a2} \\ G_{b2} \\ G_{h2} \\ V_{h2} \\ h_{a2} \\ h_{b2} \\ h_{h2} \end{bmatrix}$$

$$\alpha(\hat{X}_1) = \text{Min} [10 \quad 20 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0] X_2 \tag{A.8}$$

Sujeto a

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot X_2 = \begin{bmatrix} 1100 \\ 700 - E_{h1}^{(k)} \\ 700 \\ 1000 \\ 500 \end{bmatrix}$$

$$X_2 \geq 0$$

El problema anterior por lo tanto queda de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
\alpha_1(X_{1i}) = \text{Min} \quad & C_2 X_2 && \text{Variable} \\
\text{sujeto a} \quad & && \text{Dual} \\
& A_2 X_2 = B_2 - E_1 \hat{X}_{1i} && \pi^i
\end{aligned} \tag{A.9}$$

Con lo que el problema dual asociado a (A.9) es el siguiente:

$$\begin{aligned} \alpha_1(X_{1i}) = \quad & \text{Max} \quad \pi(B_2 - E_1 \hat{X}_{1i}) \\ & \text{sujeto a} \\ & \pi A_2 \leq C_2^T \quad \pi^i \end{aligned} \quad (\text{A.10})$$

Para obtener los cortes de Benders asociados a la segunda etapa es necesario conocer los multiplicadores duales a partir de (A.10).

En este caso tenemos que:

$$\hat{\alpha}_i(X_1) = [\pi_1^i \quad \pi_2^i \quad \pi_3^i \quad \pi_4^i \quad \pi_5^i] \cdot \begin{bmatrix} 1100 \\ 700 - E_{h1} \\ 700 \\ 1000 \end{bmatrix}$$

#### A.1.3.b. Resultado de las iteraciones

Con la forma matricial presentada anteriormente se resuelve el problema de 2 etapas.

##### Iteración 1

**Primera etapa** La solución en la iteración 1 para la primera etapa, sin restricciones para la función de costo futuro es la siguiente:

$$X_1^{(1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 500 \\ 0 \\ 800 \end{bmatrix} \quad \alpha = 0$$

$$Z_1^i = 0$$

**Segunda etapa** De la solución del problema de la primera etapa se obtiene un valor de  $E_{h1} = 800$  para el embalse al final de dicha etapa. Con el valor previo se realiza la solución del problema de optimización de la segunda etapa:

$$X_2^{(1)} = \begin{bmatrix} 700 \\ 300 \\ 100 \\ 0 \\ 0 \\ 700 \\ 400 \end{bmatrix}$$

$$Z_2^i = 13000$$

Luego se resuelve el problema dual para obtener los multiplicadores duales asociados al problema de segunda etapa:

$$\pi^{(1)} = \begin{bmatrix} 20 \\ 20 \\ -10 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Con lo que el primer corte de Benders es:

$$\alpha_i = \pi^i \cdot B_2 - E_1 X_1 = \begin{bmatrix} 20 \\ 20 \\ -10 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1100 \\ 700 - E_{h1} \\ 700 \\ 1000 \\ 500 \end{bmatrix}$$

Dado lo anterior el primer corte de Benders que se agrega como restricción al problema de primera etapa es (A.16).

$$\alpha_i \geq 29000 - 20E_{h1} \tag{A.11}$$

Finalmente los resultados son los siguientes:

$X_1$			
Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
0	500	350	300
0	0	0	0
500	0	150	200
0	0	0	0
800	1300	1150	1100

$X_2$			
Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
700	600	650	700
300	0	0	0
100	500	450	400
0	100	0	0
0	100	50	0
700	1000	1000	1000
400	0	50	100

$\pi$			
Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
20	10	10	10
20	0	10	10
-10	0	0	0
0	0	0	0
0	-10	0	0

Iteración	1	2	3	4
$Z_1$	0	5000	3500	3000
$\alpha$	0	3000	6000	7000
$Z_2$	13000	6000	6500	7000
$Z_u$	13000	11000	10000	10000
$Z_l$	0	8000	9500	10000

Tabla A.1: Tabla de resultados ejemplo 1

## A.1.3.c. Resultados gráficos

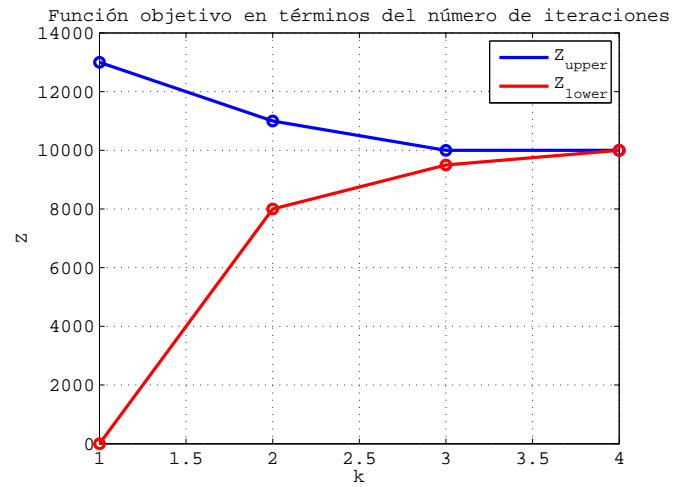


Figura A.1: Costo de operación total mínimo en función del número de iteraciones

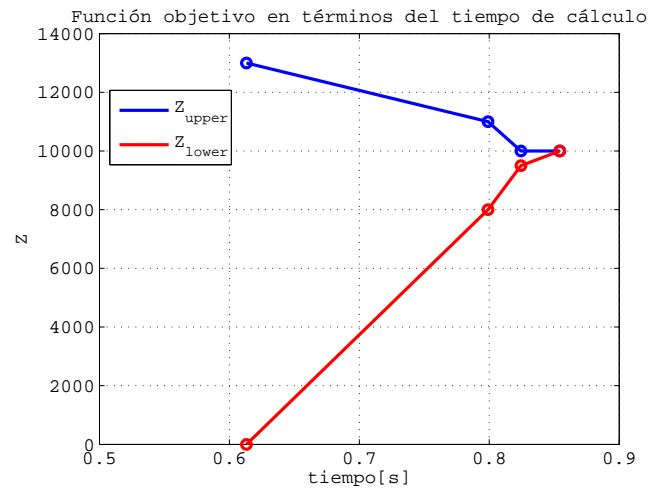


Figura A.2: Costo de operación total mínimo en función del número de iteraciones

#### A.1.4. Solución mediante construcción de función de costo futuro a partir de factores de sensibilidad de la energía hidráulica disponible

Una forma alternativa de obtener los cortes de Benders en cada iteración sin necesidad de obtener los multiplicadores duales (implica resolver un segundo problema de optimización, además de agregar variables de holgura al conjunto de restricciones), consiste en construir la función de costo futuro a partir de factores de sensibilidad asociados a las restricciones de igualdad de energía hidráulica. Dichos factores de sensibilidad se refieren a cuanto aumenta o disminuye el costo de operación en una etapa en función de una variación unitaria del volumen final de embalse de la etapa anterior.

##### A.1.4.a. Formulación matricial del problema

En los 2 sub-problemas (A.5) y (A.7) tenemos restricciones de igualdad, dentro de las cuales la primera corresponde a la satisfacción de la demanda, y la segunda corresponde a la restricción de energía hidráulica en los embalses, en términos de los afluentes por las bocatomas, la energía generada, y el agua vaciada en los embalses. De la segunda restricción se puede obtener un factor de sensibilidad, que se refiere a cuanto aumenta o disminuye el costo de operación en una determinada etapa, al aumentar o disminuir en una unidad la energía almacenada en los embalses en la etapa previa. Para obtener dichos factores, no es necesario reformular las restricciones de desigualdad como en el caso anterior. Considerando que el problema es de solo 2 etapas los factores de sensibilidad se obtienen solo del problema de segunda etapa. El problema a resolver en forma matricial es el siguiente:

##### Segunda etapa

$$\begin{aligned}
 \alpha = \text{Min} \quad & 10G_{a2} + 20G_{b2} \\
 \text{sujeto a} \quad & \\
 & G_{a2} + G_{b2} + G_{h2} = 1100 \\
 & -G_{h2} - V_{h2} = 700 - \hat{E}_{h1} \\
 & G_{a2} \leq 700 \\
 & G_{b2} \leq 1000 \\
 & G_{h2} \leq 500 \\
 & x_{ij2} \geq 0
 \end{aligned} \tag{A.12}$$

En forma matricial el problema queda de la siguiente manera:

Sea

$$X_1 = \begin{bmatrix} G_{a1} \\ G_{b1} \\ G_{h1} \\ V_{h1} \\ E_{h1} \end{bmatrix} \quad X_2 = \begin{bmatrix} G_{a2} \\ G_{b2} \\ G_{h2} \\ V_{h2} \end{bmatrix}$$

$$\alpha(\hat{X}_1) = \text{Min} [10 \quad 20 \quad 0 \quad 0] X_2 \quad (\text{A.13})$$

Sujeto a

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 \end{bmatrix} \cdot X_2 = \begin{bmatrix} 1100 \\ 700 - E_{h1}^{(i)} \end{bmatrix} \quad (\text{A.14})$$

$$0 \leq X_2 \leq \begin{bmatrix} 700 \\ 1000 \\ 500 \end{bmatrix}$$

El problema anterior por lo tanto queda de la siguiente manera:

$$\begin{array}{lll} \alpha_1(X_{1i}) = \text{Min} & C_2 X_2 & \text{Factor} \\ & \text{sujeto a} & \text{Sensibilidad} \\ & A_2 X_2 = B_2 - E_1 \hat{X}_{1i} & \pi_H^i \\ & X_{2_{min}} \leq X_2 \leq X_{2_{max}} & \end{array} \quad (\text{A.15})$$

Al resolver el problema de segunda etapa con el comando “*linprog*” activando la opción “*Simplex*”<sup>1</sup> en el software MATLAB, es posible obtener factores de sensibilidad asociados a las restricciones de demanda y la de energía hidráulica en el problema (A.14). Cuando se resuelve el problema de segunda etapa (A.14) se utiliza un valor determinado para la energía total embalsada en la etapa previa  $E_{h1}^{(i)}$ , por lo tanto al resolver el problema de optimización el factor de sensibilidad de la función objetivo asociados a la restricción hidráulica está directamente ligado con  $E_{h1}$ . Sean  $\{\pi_D, \pi_H\}$  los factores de sensibilidad obtenidos para las restricciones de demanda e hidráulica, al aumentar en una unidad la demanda (1100 a 1101), la función objetivo aumenta en  $\pi_D$ . Consecuentemente al aumentar en una unidad  $700 - E_{h1}^{(i)}$ , la función objetivo aumenta en  $\pi_H$ , dado lo anterior al aumentar en una unidad  $E_{h1}$  el valor de la función objetivo disminuye en  $\pi_H$ . Por lo tanto existe una relación proporcional negativa entre

<sup>1</sup>El método Simplex es el más utilizado en los software de resolución de problemas de programación lineal

el aumento del valor de la función objetivo (costo de operación de la etapa 2), y el valor de  $E_{h1}$ . Lo que se traduce en que un aumento de energía embalsada en la etapa 1, permite lograr mayores generaciones hidráulica en la etapa 2, y por lo tanto disminuir el costo de la etapa 2. Considerando que de la teoría de los multiplicadores duales la función de costo de la etapa 2  $\alpha_i$  es una relación lineal con la variable de embalse  $E_{h1}$ , entonces la función de costo futuro (costo de la etapa 2) obtenida en la iteración  $i$  está dada por:

$$\alpha_i = Z_{2i} + \pi_H(E_{h1}^{(i)} - E_{h1})$$

La ecuación anterior se justifica en que para  $E_{h1} = E_{h1}^{(i)}$ , el valor de la función de costo futuro debe ser el calculado directamente en la etapa 2 con el valor de energía embalsada utilizado  $E_{h1}^{(i)}$ .

La forma propuesta en este punto para obtener los cortes de Benders debe arrojar los mismos resultados que utilizando la teoría de los multiplicadores duales.

#### A.1.4.b. Resultado de las iteraciones

Para comprobar los resultados al utilizar los factores de sensibilidad para obtener los cortes de Benders, es necesario resolver el mismo problema que en el caso anterior. Con la forma matricial presentada anteriormente se resuelve el problema de 2 etapas.  
Iteración 1

**Primera etapa** La solución en la iteración 1 para la primera etapa, sin restricciones para la función de costo futuro es la siguiente:

$$X_1^{(1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 500 \\ 0 \\ 800 \end{bmatrix} \quad \alpha = 0$$

$$Z_1^i = 0$$

**Segunda etapa** De la solución del problema de la primera etapa se obtiene un valor de  $E_{h1} = 800$  para el embalse al final de dicha etapa. Con el valor previo se realiza la solución del problema de optimización de la segunda etapa:

$$X_2^{(1)} = \begin{bmatrix} 700 \\ 300 \\ 100 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$Z_2^1 = 13000$$

El factor de sensibilidad asociado a la restricción hidráulica del problema de segunda etapa es:

$$\pi_H^{(1)} = 20;$$

Con lo que el primer corte de Benders es:

$$\alpha_i = Z_2^1 + \pi_H^i (E_{h1}^i - E_{h1}) = 13000 + 20(800 - E_{h1}) = 29000 - E_{h1}$$

Dado lo anterior el primer corte de Benders que se agrega como restricción al problema de primera etapa es (A.16).

$$\alpha_i \geq 29000 - 20E_{h1} \tag{A.16}$$

Se puede verificar que el corte de Benders que se obtiene por este método es equivalente al obtenido por el método de los multiplicadores duales.

Los resultados obtenidos por este método son idénticos al caso anterior (Tabla A.1), debido que se obtienen las mismas estimaciones para la función de costo futuro:

## A.1.4.c. Resultados

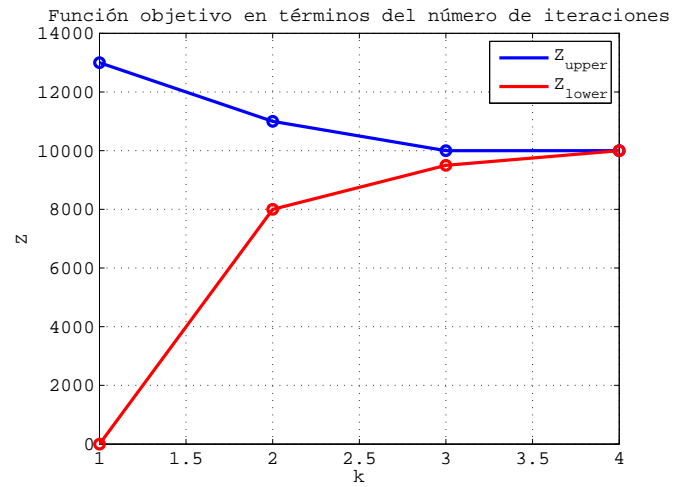


Figura A.3: Costo de operación total mínimo en función del número de iteraciones

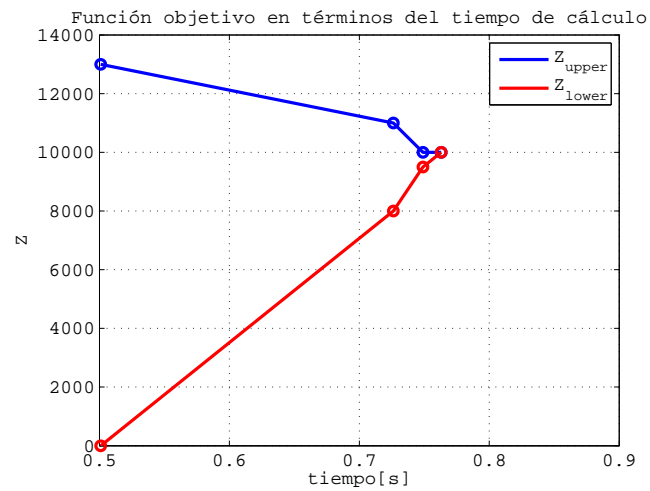


Figura A.4: Costo de operación total mínimo en función del tiempo de cálculo

### A.1.5. Comparaciones en forma de solución

- Los resultados para la solución del problema utilizando multiplicadores duales para construir los cortes de Benders son idénticos a los obtenidos utilizando los factores de sensibilidad asociados a las restricciones hidráulicas para su construcción, sin embargo la velocidad de convergencia del segundo método es mayor por 2 motivos, el primero porque no es necesario estar agregando variables de holgura adicionales para resolver el problema (menos variables), y el segundo porque no hay que resolver 1 problema adicional de optimización para obtener los multiplicadores duales.
- Si bien en ambos casos se obtienen los mismos resultados, pero con mayor rapidez en el caso de los factores de sensibilidad, éste último tiene la desventaja de cometer error en el cálculo del factor de sensibilidad cuando el lado derecho de la restricción hidráulica tiene un valor igual a cero. De ésta manera es necesario realizar algunas modificaciones para resolver en estos casos particulares.

## A.2. Programación dinámica dual: “Modelación de un problema determinístico de $N$ etapas”

En la sección A.1, se verificó la validez y la rapidez de convergencia de la programación dinámica dual determinística de 2 etapas, en la solución de problemas de optimización cuyas variables de decisión en el horizonte de planificación se encuentran acopladas temporalmente. Considerando que se comprobó la validez de utilizar dicha metodología en la solución de dichos problemas de planificación tanto desde el punto de vista matemático, como desde la forma de programar computacionalmente el método, en esta sección se propone ampliar el método para solucionar un problema de planificación de la operación del sistema, considerando un horizonte de  $N$ -etapas. Dentro de las dos metodologías utilizadas en la sección A.1 para construir las aproximaciones de la función de costo futuro, se privilegia la que se utilizan los factores de sensibilidad de la función objetivo asociados a la restricciones hidráulicas para construir estas aproximaciones de la función de costo futuro. Lo anterior es debido a la mayor rapidez de convergencia de la metodología mencionada, respecto de la que utiliza el cálculo de los multiplicadores duales.

### A.2.1. Programación dinámica dual determinística de $N$ etapas

El concepto de programación dinámica dual determinística de  $N$  etapas fue ilustrado previamente en el anexo C, y consiste en resolver el siguiente problema:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{t=1}^T C_t X_t \\ \text{sujeto a} \quad & A_t X_t \geq B_t - E_{t-1} X_{t-1} \quad \forall t = 1 \dots T \end{aligned} \quad (\text{A.17})$$

El problema anterior se descompone en  $T$  sub-problemas:

$$\begin{aligned} Z = \text{Min} \quad & C_t X_t + \alpha_t \\ \text{Sujeto a} \quad & A_t X_t \geq B_t - E_{t-1} X_{t-1} \\ & \alpha_t - \pi_t^i (B_{t+1} - E_t X_t) \geq 0 \quad \forall i = 1, \dots, n \end{aligned} \quad (\text{A.18})$$

La metodología de resolución del problema de programación dinámica dual determinística multi-etapa se presenta en la sección C.3.1.b de la parte C.

### A.2.2. Planteamiento del ejemplo de N-etapas a resolver

El ejemplo simplificado a resolver es similar al resuelto en el caso anterior pero con más de 2 etapas (5 en este caso), y consiste en un problema uninodal con 2 generadores térmicos y un generador hidráulico. Los costos variables de las centrales térmicas se consideran constantes con respecto al nivel de potencia generada (No necesariamente iguales en el horizonte de planificación). El afluente en la bocatoma del embalse se considera determinístico y no estocástico.

El problema completo es el siguiente:

$$z = \text{Min} \sum_{t=1}^T (C_{at}G_{at} + C_{bt}G_{bt})$$

sujeeto a

$$\begin{aligned} G_{at} + G_{bt} + G_{ht} &= d_t \\ E_{ht-1} - G_{ht} + A_{ht} - V_{ht} - E_{ht} &= 0 \\ 0 \leq G_{at} &\leq G_{at_{max}} \\ 0 \leq G_{bt} &\leq G_{bt_{max}} \\ 0 \leq G_{ht} &\leq G_{ht_{max}} \\ 0 \leq E_{ht} &\leq E_{ht_{max}} \\ 0 \leq V_{ht} & \\ E_{h1} = E_{h2} &= 1000 \\ G_{a_{max}} &= [400, 600, 700, 700, 1000] \\ G_{b_{max}} &= [200, 700, 1000, 1000, 1100] \\ G_{h_{max}} &= [300, 500, 600, 600, 600] \\ E_{h_{max}} &= [1500, 1500, 1500, 1500, 1500] \\ A_h &= [300, 300, 600, 400, 600] \\ d &= [500, 1100, 1300, 1500, 2000] \\ C_a &= [10, 10, 12, 15, 30] \\ C_b &= [20, 22, 20, 23, 20] \\ T &= 5 \end{aligned} \tag{A.19}$$

Donde

- $G_{at}, G_{bt}, G_{ht}$ : Son las generaciones de las centrales térmicas A, B y la central hidráulica h, en la etapa  $t$ .
- $A_{ht}$ : Son los afluentes para la etapa  $t$ .
- $V_{ht}$ : Cantidad de agua vaciada de embalses para la etapa  $t$ .
- $E_{ht}$ : Nivel de agua en los embalses al final de la etapa  $t$ .
- $d_t$ : Demanda de energía eléctrica en la etapa  $t$ .

### A.2.3. Resultados de las iteraciones

- El problema anterior se resuelve utilizando la metodología presentada en la sección C.3.1.b de la parte C.
- Se resuelven los problemas de optimización para cada etapa en los procesos “*Forward o simulación*” y “*Backward o recursión*”.
- Para este caso en particular fue necesario realizar 4 procesos de simulación y 3 de recursión para lograr la convergencia, resolviendo en total 29 sub-problemas de optimización lineal por método “*Simplex*” implementado en MATLAB. Al ser el problema de 5 etapas en la primera simulación se resuelven 5 optimizaciones, sin embargo en las siguientes 3 simulaciones y 3 recursiones se resuelven solo 4 optimizaciones ya que las correspondientes a la etapa inicial y final no es necesario repetirlas. Dado lo anterior se obtienen las 29 optimizaciones.
- Cada iteración corresponde a un conjunto simulación-recursión.

### A.2.4. Resultados gráficos del ejemplo de N-etapas

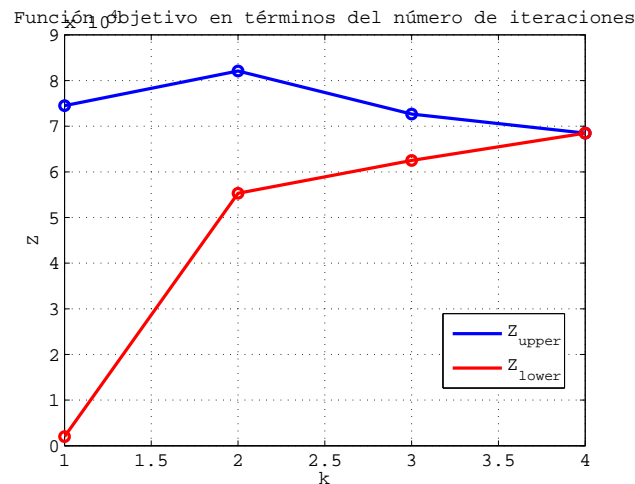


Figura A.5: Resultados del ejemplo de planificación de 5 etapas en función del número de iteraciones

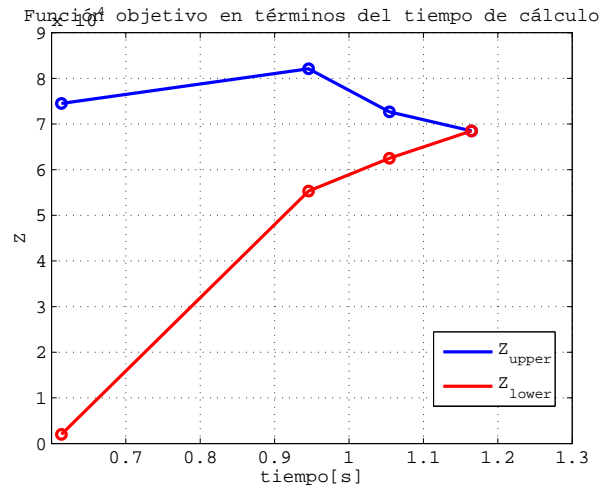


Figura A.6: Resultados del ejemplo de planificación de 5 etapas en función del tiempo de cálculo

## Anexo B

# Simulación de la operación: modelo multinodal

### B.1. Programación dinámica dual: “*Modelación de un problema determinístico de N etapas incorporando la red de transmisión*” (modelo multinodal)

En el anexo A fue resuelto el problema de planificación de la operación para un horizonte de 2-etapas, y posteriormente para un horizonte de N-etapas, sin embargo en ambos casos no se representaba en el modelo la red de transmisión (modelo uninodal). En esta sección se incorpora al modelo la red de transmisión, con lo que se resuelve el problema de planificación de la operación para un horizonte de N-etapas considerando un modelo multinodal para representar el sistema eléctrico, con el fin de mejorar los resultados obtenidos con la programación dinámica dual.

#### B.1.1. Representación de la red de transmisión

Incorporar la red de transmisión al problema de planificación trae consigo incorporar un conjunto de restricciones no lineales que dificultan en gran medida el problema de optimización. Con el fin de mantener la tendencia de resolución del problema de optimización mediante las técnicas de programación lineal (altamente optimizadas para una rápida convergencia), se propone considerar un modelo de la red de transmisión basado en un flujo de potencia lineal. En el anexo D.2.2 se presentan las consideraciones que sustentan la teoría del flujo de potencia lineal.

En términos generales, la diferencia que se incorpora con respecto a los casos resuel-

tos en las secciones previas, es que ahora habrán tantas ecuaciones de demanda como nodos se representen en el sistema. Para cada nodo se tiene la siguiente restricción para satisfacer la demanda.

$$\sum_{j \in \Omega_i^G} P_{G_j} + \sum_{j \in \Omega_i^N} F_{ij} = \sum_{j \in \Omega_i^C} P_{C_j} \quad \forall i \in NN \quad (B.1)$$

Donde

$$F_{ij} = \frac{(\theta_i - \theta_j)}{x_{ij}} + \frac{P_{L_{ij}}}{2} \quad (B.2)$$

Donde

- $P_{G_j}$ : Potencia de generador  $j$  conectado a la barra  $i$ .
- $P_{C_j}$ : Potencia de la carga  $j$  conectado a la barra  $i$ .
- $F_{ij}$ : Flujo de potencia a través de la o las líneas que conectan las barras  $i, j$ .
- $\theta_i$ : Ángulo la tensión en la barra  $i$ .
- $P_{L_{ij}}$ : Pérdidas en la línea  $ij$ .

Por lo tanto en cada nodo además de las potencias generadas y las potencias de carga hay que incorporar las potencias que se transmiten por las líneas que se unen al nodo respectivo.

### B.1.2. Planteamiento del ejemplo de N-etapas multinodal a resolver

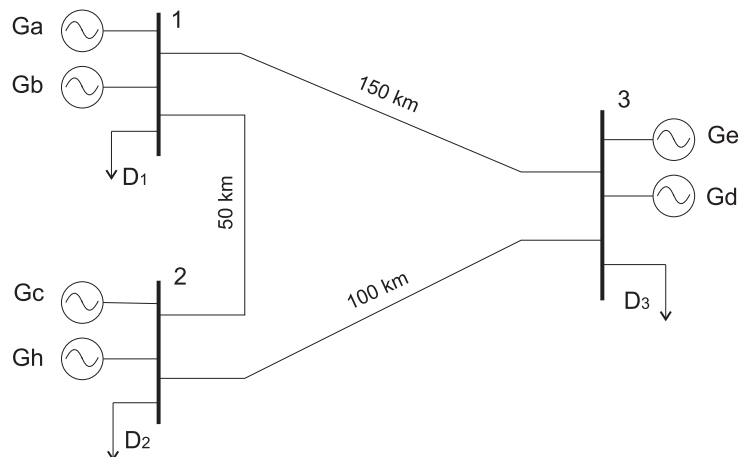


Figura B.1: Diagrama unilineal sistema de 3 barras

Generación máxima							Costos de generación						
Gen/ t	1	2	3	4	5	6	Gen/ t	1	2	3	4	5	6
a	300	300	500	500	600	600	a	10	10	12	12	15	15
b	200	200	250	250	400	400	b	15	15	17	17	20	20
c	100	100	150	150	250	250	c	10	10	12	12	15	15
d	100	100	150	150	150	150	d	15	15	17	17	20	20
e	50	50	100	100	200	200	e	30	30	32	32	35	35
h	450	450	800	800	1000	1000	h	0	0	0	0	0	0

Demanda							Flujos máximos						
Nodo/ t	1	2	3	4	5	6	Línea/ t	1	2	3	4	5	6
1	100	200	300	400	500	600	Línea 1-2	100	100	600	800	800	1000
2	200	300	400	500	600	650	Línea 2-3	100	100	600	800	800	1000
3	300	400	500	600	900	950	Línea 1-3	90	90	600	800	800	1000
Total	600	900	1200	1500	2000	2200	Reactancias	r=0.025Ω/km				x=0.2Ω/km	

Afluente hidráulico						
Hidrología/ t	1	2	3	4	5	6
1	400	400	700	700	900	900
2	300	300	600	600	800	800
3	250	250	450	450	600	600
4	200	200	350	350	500	500
5	500	500	800	800	1000	1000

Tabla B.1: Datos para el ejemplo de 6-etapas y 3 Barras

-Nivel de tensión del sistema  $V_{LL} = 220kV$ . -Costo de falla  $C_{falla} = 100$ .

### B.1.3. Resultados de las iteraciones

- En ésta sección no se considera la variabilidad hidrológica (solo hidrología 1), las restricciones de flujo por las líneas, ni las pérdidas del sistema de transmisión. Tampoco se consideran las potencias no suministradas (Potencias de falla).
- En las ecuaciones se incorporan nuevas variables que corresponden a los ángulos en las barras y el flujo por las líneas, tomándose como ángulo de referencia el de la barra 1.
- El problema anterior se resuelve utilizando la metodología presentada en la sección C.3.1.b del anexo C.
- Se resuelven los problemas de optimización para cada etapa en los procesos “*Forward o simulación*” y “*Backward o recursión*”.
- Para este caso en particular fue necesario realizar 4 procesos de simulación y 3 de recursión para lograr la convergencia, resolviendo en total 36 sub-problemas de optimización lineal por método “*Simplex*” implementado en MATLAB. Al ser el problema de 6 etapas en la primera simulación se resuelven 6 optimizaciones, sin embargo en las siguientes 3 simulaciones y 3 recursiones se resuelven solo 5

optimizaciones ya que las correspondientes a la etapa inicial y final no es necesario repetirlas. Dado lo anterior se obtienen las 36 optimizaciones.

- Cada iteración corresponde a un conjunto simulación-recursión.

#### B.1.4. Resultados gráficos del ejemplo de N-etapas

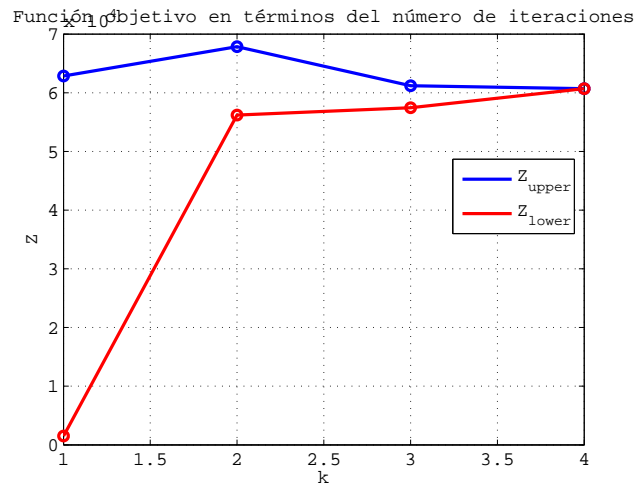


Figura B.2: Resultados planificación de sistema de 3 barras y 6 etapas en función del número de iteraciones

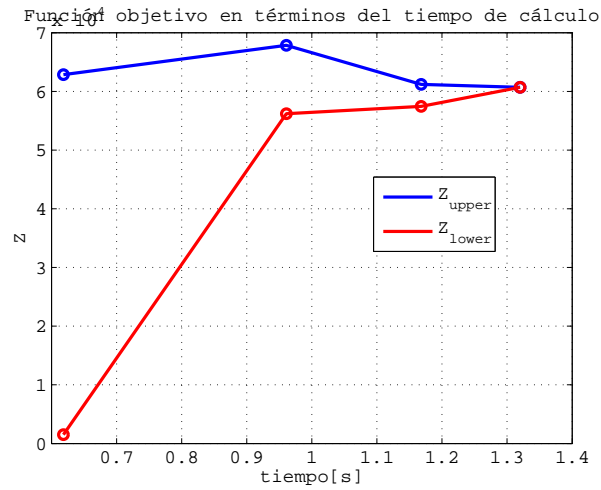


Figura B.3: Resultados planificación de sistema de 3 barras y 6 etapas en función del tiempo de cálculo

## B.2. Mejoras al modelo de operación multinodal para un horizonte temporal de N etapas

En esta sección se incorporan las mejoras al modelo de operación multinodal, entre las cuales destacan la incorporación de restricciones para los límites de flujo por las líneas de transmisión (Simular congestiones), la determinación de los costos marginales por barra en cada etapa del horizonte de planificación, la incorporación de la potencia no suministrada o potencia de falla en cada barra, la variabilidad hidrológica, y finalmente la incorporación de las pérdidas de transmisión en el modelo de operación.

### B.2.1. Mejoras incorporadas

Las mejoras incorporadas al modelo de operación son las siguientes:

- a) Determinación de los costos marginales por barra en cada etapa temporal del horizonte de planificación, o equivalentemente la obtención de los multiplicadores de Lagrange asociados a las restricciones de demanda.
- b) Incorporación de los límites de flujos por las líneas de transmisión.
- c) Incorporación de las variables de potencia no suministrada por barra, o potencia de falla.
- d) Incorporación de las pérdidas en la red de transmisión, mediante una linealización obtenida a partir de un punto de operación óptimo calculado previamente (Punto de operación calculado sin considerar pérdidas).
- e) Incorporar variabilidad hidrológica, afluentes hidráulicos estocásticos.

#### B.2.1.a. Costos Marginales

Los costos marginales se obtienen directamente de la solución del problema de optimización mediante el comando “*Linprog*” de MATLAB, y corresponden a los multiplicadores de Lagrange asociados con la restricción de demanda. Una de las complicaciones que aparecen cuando existe acoplamiento temporal en las decisiones de uso de agua de los embalses, es que en cada iteración se van generando cortes de Benders mediante los cuales se valoriza el agua de los embalses, con lo que en algunos casos el costo marginal en algunas barras está determinado por el costo futuro del agua.

**B.2.1.b. Límites de Flujo por las líneas de transmisión**

La incorporación de los límites de flujo por las líneas de transmisión permite determinar de manera más real los costos marginales por barra obtenidos en el horizonte de planificación, ya que en el caso de congestiones en las líneas los costos marginales presentan grandes diferencias en cada barra, debido a que un aumento de consumo en una determinada barra en la que las líneas que llegan están congestionadas, se traduce en satisfacer la demanda con la generación propia de la barra que puede ser mas cara que la última unidad despachada del sistema en alguna otra barra.

Las restricciones de flujo se incorporan de la siguiente manera:

$$|F_{tkl}| \leq \bar{F}_{tkl} \quad \forall_{k \in \Omega^K}, \forall_{l \in \Omega^{kl}}$$

$$\frac{-\bar{F}_{tkl}x_{kl}}{V^2} \leq \theta_k - \theta_l \leq \frac{\bar{F}_{tkl}x_{kl}}{V^2}$$

Dado lo anterior se deben incorporar las siguientes restricciones:

$$\theta_k - \theta_l \leq \frac{\bar{F}_{tkl}x_{kl}}{V^2} \quad (\text{B.3})$$

$$\theta_l - \theta_k \leq \frac{\bar{F}_{tkl}x_{kl}}{V^2} \quad (\text{B.4})$$

Se debe tener cuidado para el ángulo de referencia el cual no es una variable ( $\theta_1 = 0$ ).

**B.2.1.c. Incorporación de potencia no suministrada o potencia de falla**

Para incorporar la potencia de falla o no suministrada se debe agregar dicha variable a las ecuaciones de demanda por barra.

$$\sum_{j \in H_k} G_{tj} + \sum_{j \in T_k} G_{tj} + F_{tk} + Pu_{tk} = D_{tk} \quad \forall_{k \in \Omega^K}$$

Además de incorporar el costo de falla en la función de costo:

$$C_t = \text{Min} \sum_{k \in \Omega^K} \left( \sum_{j \in T_k} C_{gj} G_{tj} + C_{falla} Pu_k \right) + \alpha$$

Por último la potencia de falla o no suministrada, debe ser menor que la diferencia entre la demanda en la barra y la suma de las potencias máximas instaladas en la barra.

En caso que la potencia instalada en la barra sea mayor que la suma de las potencias instaladas en dicha barra, la potencia no suministrada debe ser igual a cero.

$$Pu_k \leq D_k - \sum_{j \in T_k} Gmaxj \quad \forall k \in \Omega^K$$

**B.2.1.d. Incorporación de las pérdidas de transmisión**

En un flujo de potencia lineal, la potencia que fluye desde una barra  $k$  hasta una barra  $l$  está dada por:

$$F_{kl} = \frac{(\theta_k - \theta_l)}{x_{kl}} + \frac{P_{loss_{kl}}}{2} \tag{B.5}$$

Además se sabe que

$$\frac{P_{loss_{kl}}}{2} \sim r_{kl} \cdot \left( \frac{\theta_k - \theta_l}{x_{kl}} \right)^2 \tag{B.6}$$

La situación anterior se ilustra en la figura B.4

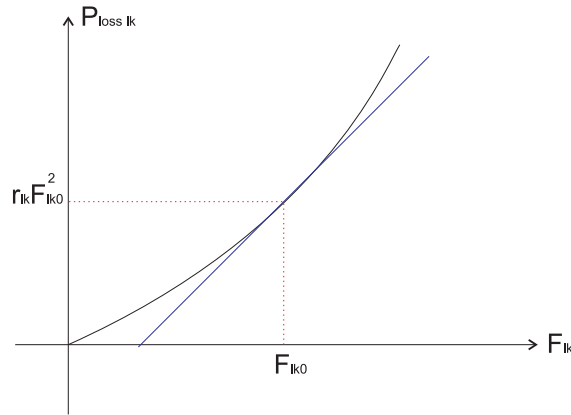


Figura B.4: Gráfico pérdidas de transmisión

Si se considera que las pérdidas varían con el cuadrado del flujo de potencia sin pérdidas, se puede hacer una linealización en torno al punto de operación. Dicho punto de operación inicial, se obtiene al resolver el problema de optimización sin considerar las pérdidas en las líneas de transmisión.

Al linealizar se llega a la siguiente expresión para el cálculo de la potencia de pérdidas entre un nodo  $l$  y un nodo  $k$ .

$$P_{loss_{lk}} = 2r_{lk}F_{lk_0} \frac{(\theta_l - \theta_k)}{x_{lk}} - r_{lk}F_{lk_0}^2 \quad (\text{B.7})$$

Luego si se desean incorporar las pérdidas medias de cada una de las líneas al flujo total que ingresa a una barra, las matrices a utilizar son las siguientes:

$$F_t = \begin{bmatrix} F_{t1} \\ F_{t2} \\ \vdots \\ F_{tN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sum y_{1j} & y_{12} & y_{13} & \cdots & y_{1N} \\ y_{2j} & -\sum y_{2j} & y_{23} & \cdots & y_{2N} \\ \vdots & & -\sum y_{ij} & & \vdots \\ y_{N1} & y_{N2} & \cdots & y_{NN-1} & -\sum y_{Nj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_N \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\sum \frac{r_{1j}}{x_{1j}} F_{1j0} & \frac{r_{12}}{x_{12}} F_{120} & \frac{r_{13}}{x_{13}} F_{130} & \cdots & \frac{r_{1N}}{x_{1N}} F_{1N0} \\ \frac{r_{2j}}{x_{2j}} F_{2j0} & -\sum \frac{r_{2j}}{x_{2j}} F_{2j0} & \frac{r_{23}}{x_{23}} F_{230} & \cdots & \frac{r_{2N}}{x_{2N}} F_{2N0} \\ \vdots & & -\sum \frac{r_{ij}}{x_{ij}} F_{ij0} & & \vdots \\ \frac{r_{N1}}{x_{N1}} F_{N10} & \frac{r_{N2}}{x_{N2}} F_{N20} & \cdots & \frac{r_{NN-1}}{x_{NN-1}} F_{NN-10} & -\sum \frac{r_{Nj}}{x_{Nj}} F_{Nj0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_N \end{bmatrix} + \frac{1}{2} \begin{bmatrix} \sum r_{1j} F_{1j0}^2 \\ \sum r_{2j} F_{2j0}^2 \\ \vdots \\ \sum r_{Nj} F_{Nj0}^2 \end{bmatrix} \quad (\text{B.8})$$

Al incorporar éstas matrices para resolver el problema de optimización, es posible determinar en forma aproximada las pérdidas en el sistema de transmisión, y por lo tanto determinar de mejor manera los costos marginales por barra sin necesidad de utilizar factores de penalización.

### B.2.1.e. Incorporación de la variabilidad hidrológica de los afluentes

Incorporar la variabilidad hidrológica de los afluentes se puede realizar de dos maneras distintas:

- La primera manera es considerar series temporales hidrológicas históricas, en las que se usan los afluentes históricos en un horizonte de 10 años. Para este caso, se simulan 4 o 5 hidrológicas que se ubiquen entre series hidrológicas muy secas y muy húmedas. Luego el costo de operación es el promedio ponderado de los obtenidos en cada simulación. La desventaja es que no se modela muy bien la variable estocástica.

- La segunda manera es considerar los afluentes de manera estocástica en cada una de las etapas del horizonte temporal (Simulación basada en el método de Monte Carlo). La principal desventaja es que se deben realizar muchas más simulaciones en cada iteración lo que implica una convergencia mucho más lenta. La segunda desventaja es que no se logra nunca una convergencia completa debido a que en todo momento en el proceso de optimización los afluentes son estocásticos, y por lo tanto existe una tendencia a converger pero siempre con una determinada desviación estándar.

### B.2.1.e1. Explicación algoritmo de solución para hidrología estocástica

#### Proceso de Simulación

- a) Obtener  $X_{1i}$  para todo  $i = 1 \dots n$ , al solucionar el problema de primera etapa. Iniciar  $\hat{\alpha}_t(X_t) = 0$  para la primera simulación.

$$\begin{aligned} & \text{Min } C_1 X_1 \\ & \text{s.t } A_1 X_1 \geq B_{1i} \end{aligned}$$

Donde  $B_{1i} = \text{random}(B_{1j}) \quad j = 1 \dots N_{\text{Hidrologias}}$

- b) Luego para  $t = 2, \dots, T$ , Resolver

$$\begin{aligned} & \text{Min } C_t X_t \hat{\alpha}_t(X_t) \\ & \text{s.t } A_t X_t \geq B_{ti} - E_{t-1} \hat{X}_{t-1i} \end{aligned}$$

Donde  $B_{ti} = \text{random}(B_{tj}) \quad j = 1 \dots N_{\text{Hidrologias}}$

#### Proceso de Recursión o Backward

- a) Luego para  $t = T, T - 1, \dots, 1$  Repetir para cada decisión  $\hat{X}_{t-1i}, i = 1 \dots n$ . Repetir para cada escenario  $B_{tj}, j = 1 \dots m$

$$\begin{aligned} & \text{Min } C_t X_t + \hat{\alpha}_t(X_t) \\ & \text{s.t } A_t X_t \geq B_{tj} - E_{t-1} \hat{X}_{t-1i} \end{aligned}$$

Obtener los multiplicadores  $\pi_{t-1ij}$ . Para cada  $i = 1 \dots n$  obtener  $\bar{\pi}_{t-1i} = \sum P_{tj} \pi_{t-1ij}$

**B.2.2. Planteamiento del problema completo de optimización de la operación**

$$C_t = \text{Min} \sum_{k \in \Omega^K} \left( \sum_{j \in T_k} C_{gj} G_{tj} + C_{falla} P u_k \right) + \hat{\alpha} \quad (\text{B.9})$$

sujeto a

$$\sum_{j \in H_k} G_{tj} + \sum_{j \in T_k} G_{tj} + F_{tk} + P u_{tk} = D_{tk} \quad \forall k \in \Omega^K \quad (\text{B.10})$$

$$E_{t-1h} - V_{th} - G_{th} + A_{th} = E_{th} \quad \forall h \in H \quad (\text{B.11})$$

$$\theta_k - \theta_l \leq \frac{\bar{F}_{tkl} x_{kl}}{V^2} \quad (\text{B.12})$$

$$\theta_l - \theta_k \leq \frac{\bar{F}_{tkl} x_{kl}}{V^2} \quad (\text{B.13})$$

$$P u_k \leq D_k - \sum_{j \in T_k} G_{maxj} \quad \forall k \in \Omega^K \quad (\text{B.14})$$

$$F_t = \begin{bmatrix} F_{t1} \\ F_{t2} \\ \vdots \\ F_{tN} \end{bmatrix} = V^2 \begin{bmatrix} -\sum y_{1m} & y_{12} & y_{13} & \cdots & y_{1N} \\ y_{21} & -\sum y_{2m} & y_{23} & \cdots & y_{2N} \\ \vdots & \vdots & -\sum y_{nm} & \vdots & \vdots \\ y_{N1} & y_{N2} & \cdots & y_{NN-1} & -\sum y_{Nj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_N \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \sum \frac{r_{1m}}{x_{1m}} F_{1m0} & -\frac{r_{12}}{x_{12}} F_{120} & -\frac{r_{13}}{x_{13}} F_{130} & \cdots & -\frac{r_{1N}}{x_{1N}} F_{1N0} \\ -\frac{r_{2m}}{x_{2m}} F_{2m0} & \sum \frac{r_{2m}}{x_{2m}} F_{2m0} & -\frac{r_{23}}{x_{23}} F_{230} & \cdots & -\frac{r_{2N}}{x_{2N}} F_{2N0} \\ \vdots & \vdots & \sum \frac{r_{nm}}{x_{nm}} F_{nm0} & \vdots & \vdots \\ -\frac{r_{N1}}{x_{N1}} F_{N10} & -\frac{r_{N2}}{x_{N2}} F_{N20} & \cdots & -\frac{r_{NN-1}}{x_{NN-1}} F_{NN-10} & \sum \frac{r_{Nm}}{x_{Nm}} F_{Nm0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_N \end{bmatrix} \quad (\text{B.15})$$

$$+ \frac{1}{2V^2} \begin{bmatrix} \sum r_{1m} F_{1m0}^2 \\ \sum r_{2m} F_{2m0}^2 \\ \vdots \\ \sum r_{Nm} F_{Nm0}^2 \end{bmatrix}$$

$$\alpha \geq \pi^i (B_t - E_{t-1} X_{t-1}) \quad (\text{B.16})$$

$$\begin{aligned}
0 &\leq G_{tki} \leq \overline{G_{tki}} \\
\underline{F_{tki}} &\leq F_{tki} \leq \overline{F_{tki}} \\
\underline{O_{tki}} &\leq O_{tki} \leq \overline{O_{tki}} \\
0 &\leq V_{tki} \leq \overline{V_{tki}} \\
\underline{E_{tki}} &\leq E_{tki} \leq \overline{E_{tki}} \\
\underline{\alpha_t} &\leq \alpha_t \leq \overline{\alpha_t} \\
\forall_{k \in \Omega^K} \forall_{i \in T_k} \forall_{t \in T} &
\end{aligned} \tag{B.17}$$

En una primera instancia para obtener un punto de operación inicial para los flujos, no se consideran las pérdidas y por lo tanto solo se considera la primera matriz en (B.15), y se resuelve el problema inicial. Luego se resuelve el mismo problema pero con las correcciones para las pérdidas de transmisión.

### B.2.3. Pruebas aplicada al modelo de operación

#### B.2.3.a. Sistema ejemplo de 3 barras a resolver

El sistema ejemplo a resolver es el que se presenta en la figura B.1, y los datos de dicho sistema de 3 barras a resolver se presentan en la tabla B.1.

#### B.2.3.b. Resultados modelo sin pérdidas (Ver efecto de las congestiones, y falla)

En ésta sección se pretende mostrar el efecto de las congestiones sobre los costos marginales, al incorporar restricciones en los flujos por las líneas de transmisión, además se pretende mostrar que ante eventuales congestiones existen nodos en que no existe potencia instalada necesaria para satisfacer la demanda, lo que lleva a la existencia de potencia no suministrada en la barra, o potencia de falla.

Con el fin de ilustrar ésta situación se presentan los resultados en forma gráfica para los 4 primeros períodos:

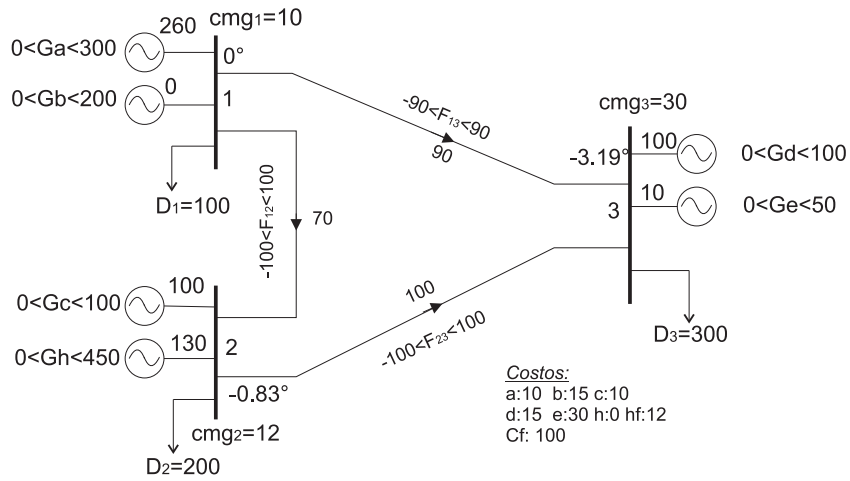


Figura B.5: Resultados gráficos de la etapa 1

Período 1

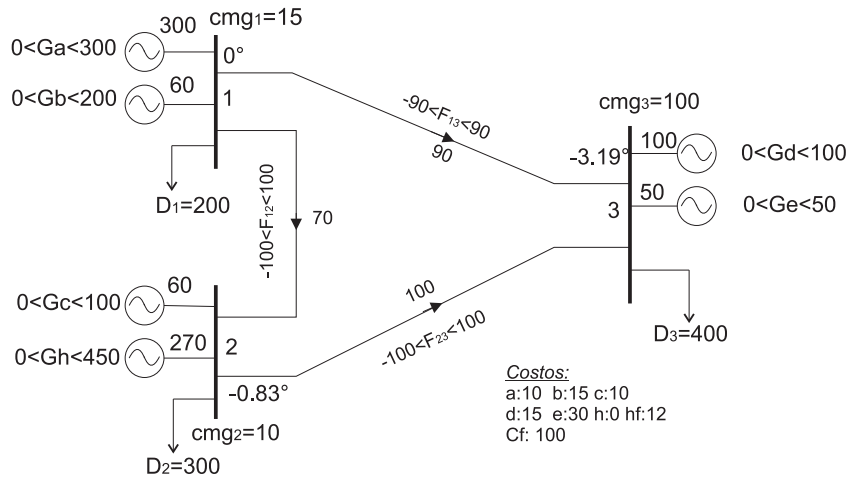


Figura B.6: Resultados gráficos de la etapa 2

Período 2

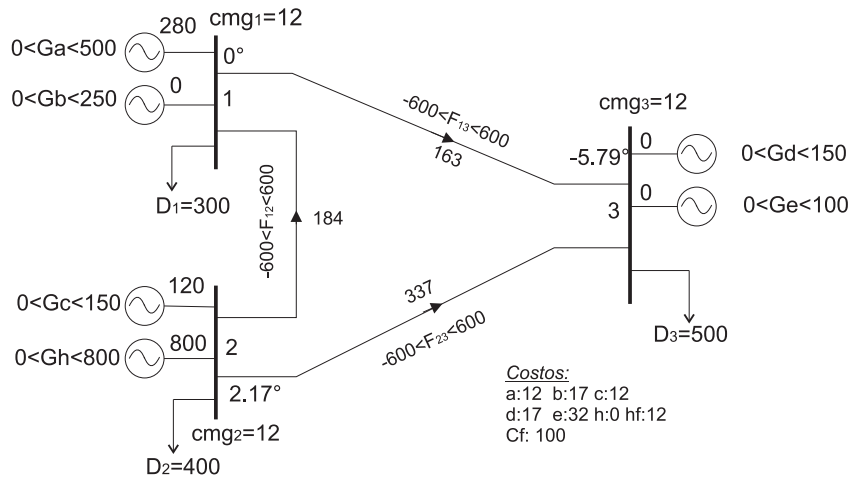


Figura B.7: Resultados gráficos de la etapa 3

**Período 3**

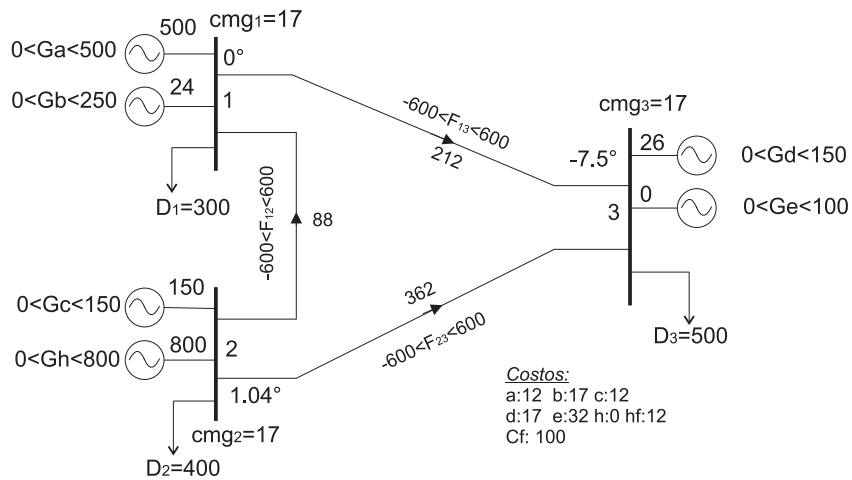


Figura B.8: Resultados gráficos de la etapa 4

**Período 4**

**B.2.3.c. Resultados modelo considerando pérdidas(Ver efecto de congestiones, fallas, y factores de penalización)**

En la figura B.8, se presentaron los resultados de la operación del sistema sin pérdidas en forma ilustrativa para el período número 4. Al no haber congestiones en el sistema de transmisión los costos marginales son iguales en todas las barras. Sin embargo al incorporar las pérdidas en el sistema de transmisión, se producen discrepancias en los costos marginales de las barras del sistema. La situación anterior se ilustra en los resultados obtenidos para el mismo período (período 4) pero considerando las pérdidas (Ver figura B.9).

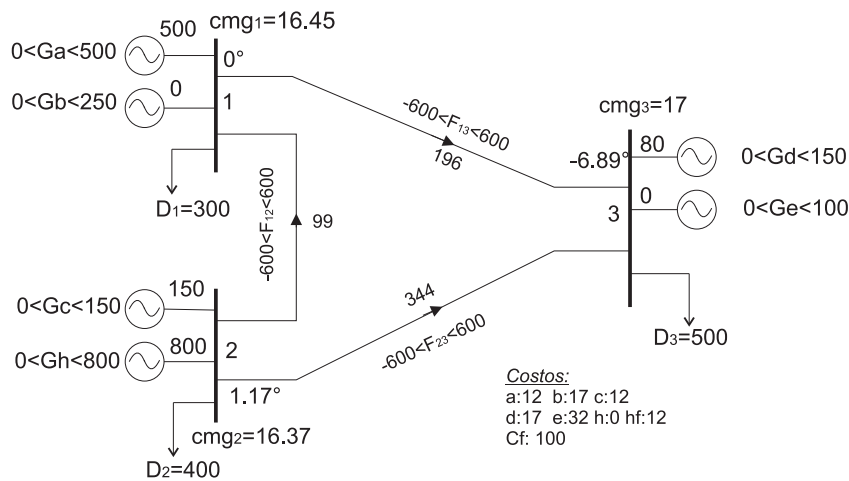


Figura B.9: Resultados gráficos de la etapa 4 con pérdidas

**Período 4**

**B.2.3.d. Resultados gráficos para simulación con y sin pérdidas**

Se tiene que los costos totales de operación en el horizonte de planificación para los sistemas considerando pérdidas y sin considerar pérdidas son los siguientes:

$$ZU_{s/perdidas} = 67850 \quad ZU_{c/perdidas} = 71541$$

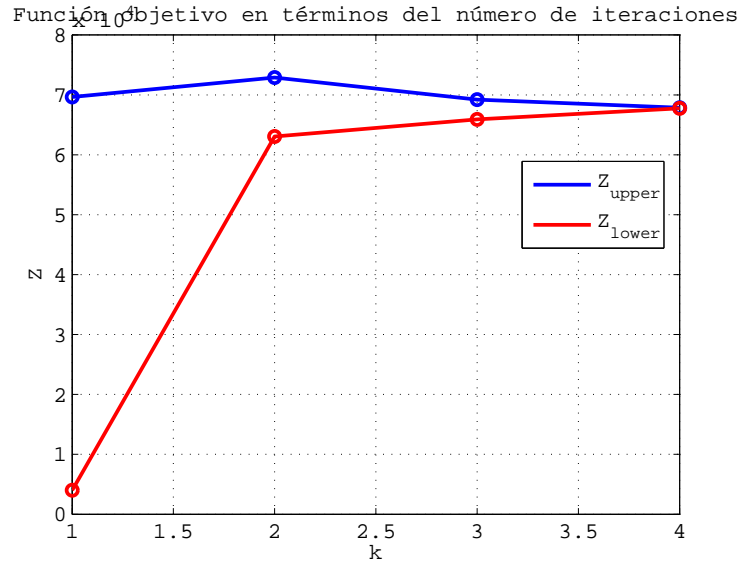


Figura B.10: Resultado gráfico costo total sin pérdidas

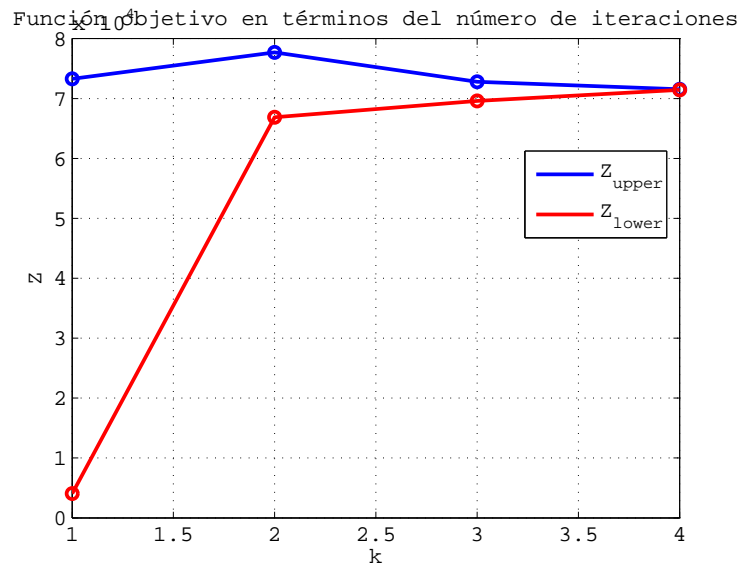


Figura B.11: Resultado gráfico costo total con pérdidas

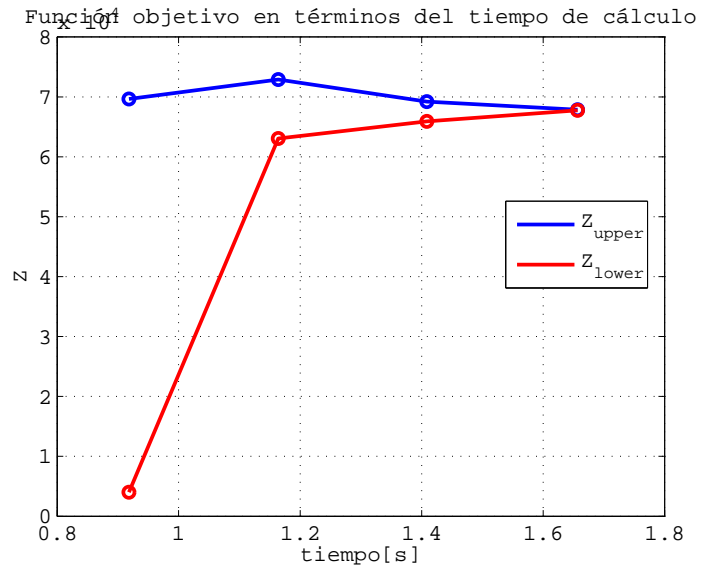


Figura B.12: Resultado gráfico costo total sin pérdidas, en función del tiempo

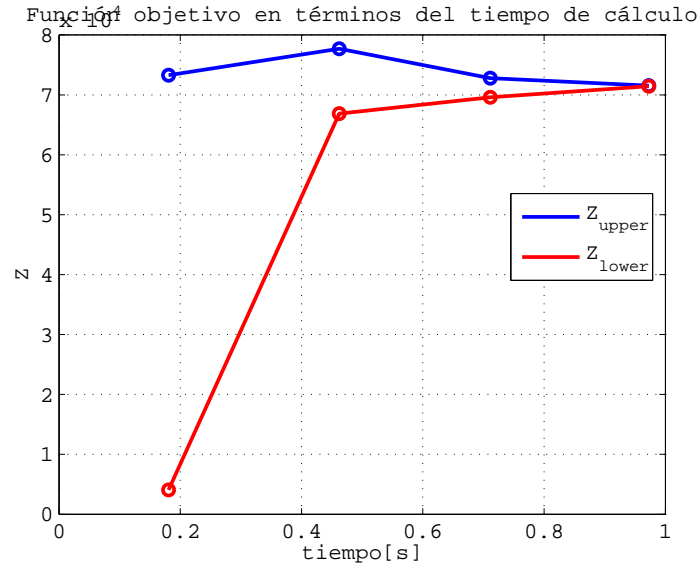


Figura B.13: Resultado gráfico costo total con pérdidas, tiempo adicional para incorporar pérdidas

### B.2.3.e. Resultados considerando afluentes de forma estocástica

Al considerar los afluentes completamente estocásticos en el horizonte de planificación, y a la vez considerarlos estocásticos en cada iteración en los procesos de simulación y recursión, el problema se torna complejo y con una convergencia solo acotada.

Al utilizar el método propuesto previamente se presentan los siguientes resultados cuando se resuelve el problema de operación del sistema de 3 barras:

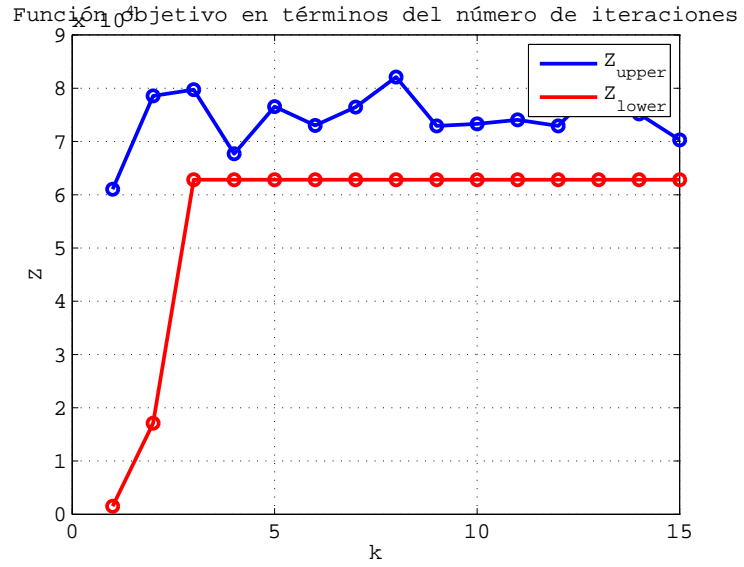


Figura B.14: Resultado gráfico costo total modelo con afluentes estocásticos

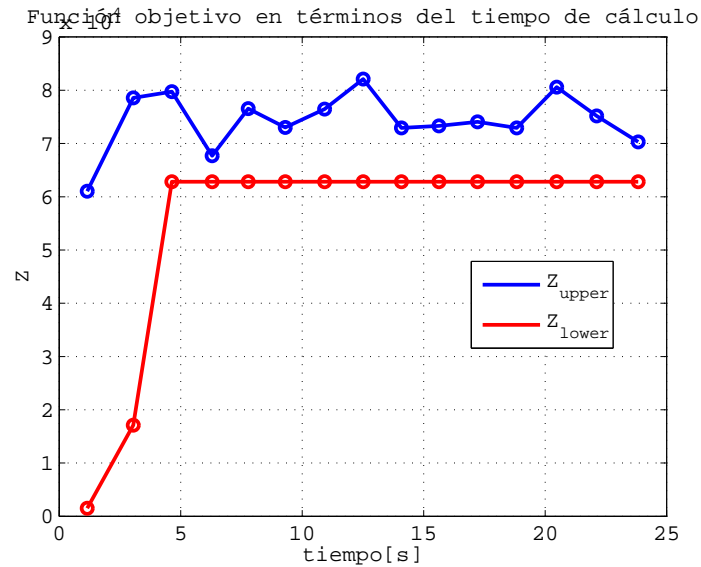


Figura B.15: Resultado gráfico costo total modelo con afluentes estocásticos, en función del tiempo

Dada la lenta convergencia del modelo con afluentes estocásticos en cada iteración, se propone utilizar series históricas y simularlas de manera determinística, y luego obtener el promedio ponderado del costo total de todas las series. De la misma manera se obtendrían los costos marginales por barra, como un promedio ponderado de los costos marginales para distintas hidrologías. De otra manera debería mejorarse el método estocástico utilizado.

## Anexo C

# Resumen paper subproblema-operación

*“Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints”*

### C.1. Resumen

Este paper [4] describe una metodología para la planificación óptima a largo plazo de los sistemas hidrotérmicos, tomando en cuenta todas las características relacionadas con las reservas hidráulicas, principalmente la naturaleza estocástica de las hidrologías que es una variable fundamental en la toma de decisiones para administrar de manera adecuada el recurso hidráulico. En el modelo se considera por lo tanto la naturaleza estocástica de los flujos de entrada en las bocatomas de los embalses, y para la red de transmisión se representa mediante un modelo de flujo de potencia lineal (Flujo en continua). La solución del algoritmo es basada en la programación dinámica dual estocástica (SDDP), la cual descompone el problema estocástico multi-etapa en varios sub-problemas de una etapa. Cada uno de los sub-problemas corresponde a un flujo de potencia óptima linealizado, con restricciones adicionales que representan las ecuaciones de las reservas hidráulicas (Niveles de embalse en función de los flujos de agua), y una aproximación lineal por tramos de la función de costo futuro esperado. Cada subproblema de optimización es resuelto en 2 etapas, la primera no considera las restricciones de la red de transmisión (modelo uninodal), y dicho despacho es utilizado como punto inicial para una siguiente etapa que incorpora las restricciones de transmisión.

## C.2. Introducción

El objetivo de la planificación óptima de un sistema hidrotérmico, consiste en elaborar de manera estratégica un plan que permita establecer los niveles de producción de las plantas hidráulicas en cada período del horizonte de planificación, de tal manera de minimizar los costos de operación totales.

La cantidad limitada de energía hidráulica asociada con los embalses, hace que el problema de optimización de la operación sea muy complejo, ya que se forman lazos entre las decisiones operativas de una etapa, y las consecuencias futuras de dicha decisión. En otras palabras, si se utiliza una gran cantidad del recurso hidráulico en un período determinado y en el siguiente período ocurre una hidrología seca, con flujos de agua bajos en las bocatomas de los embalses, será necesario utilizar en gran medida la generación térmica e incluso realizar racionamiento por falta de energía para satisfacer la demanda. En caso contrario, si se utiliza poco recurso hidráulico en un período, y ocurre una hidrología húmeda en el siguiente período, será necesario vertir agua de los embalses, lo que significa un derroche de energía que podría haber sido utilizada en el período anterior para minimizar los costos de operación de las centrales térmicas.

Dado que es imposible tener certeza sobre las condiciones hidrológicas, el problema de planificación se torna esencialmente de naturaleza estocástica.

En este paper se describe un algoritmo para la planificación de la operación óptima del recurso hidráulico de naturaleza estocástica, denominada programación dinámica dual estocástica.

### Ventajas:

- Aproxima el costo futuro esperado mediante una función lineal por tramos, en términos de las decisiones presentes sobre el uso del recurso hidráulico.
- No requiere una discretización del espacio de estado para realizar la programación dinámica. En cada etapa las variables de uso del recurso hidráulico son continuas.
- Se incorpora la esencia estocástica del problema de planificación.

### C.3. Mirada global del problema de planificación dinámica dual

#### C.3.1. Programación dinámica dual determinística

##### C.3.1.a. Programación dinámica dual: Problema de 2-etapas

*Forma General*

El concepto de programación dinámica dual estocástica será ilustrado con el siguiente problema de programación lineal.

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \quad & C_1X_1 + C_2X_2 \\
 \text{suje}to \ a \quad & A_1X_1 \geq B_1 \\
 & E_1X_1 + A_2X_2 \geq B_2
 \end{aligned} \tag{C.1}$$

El problema anterior puede ser interpretado como un proceso de decisiones secuenciales de 2 etapas. En la primera etapa, se puede dar un valor factible en el espacio de solución para  $X_1$ . Dado un valor de prueba para  $\hat{X}_1$  se busca una solución óptima para la segunda etapa.

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \quad & C_2X_2 \\
 \text{suje}to \ a \quad & A_2X_2 \geq B_2 - E_1\hat{X}_1
 \end{aligned} \tag{C.2}$$

Notar que  $\hat{X}_1$  es un valor conocido para el problema de optimización de la segunda etapa. El objetivo es minimizar la suma de los costos totales de la primera y la segunda etapa.

Puede ser utilizado un algoritmo de programación dinámica para resolver problemas como (C.1). En la forma tradicional de la programación dinámica, el problema de la primera etapa puede ser planteado de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \quad & C_1X_1 + \alpha_1(X_1) \\
 \text{suje}to \ a \quad & A_1X_1 \geq B_1
 \end{aligned} \tag{C.3}$$

En términos de programación dinámica  $C_1X_1$  representa el costo inmediato y  $\alpha_1(X_1)$  representa el costo futuro de la decisión  $X_1$ , en otras palabras las consecuencias de esta decisión para la segunda etapa. La función de costo futuro se define como:

$$\alpha_1(X_1) = \begin{array}{ll} \text{Min} & C_2 X_2 \\ \text{sujeto a} & \\ & A_2 X_2 \geq B_2 - E_1 X_1 \end{array} \quad (\text{C.4})$$

La función de costo futuro traslada el costo de la segunda etapa como una función de las decisiones de la primera etapa. Si la función de costo futuro está disponible, el problema de 2 etapas (C.1) puede ser resuelto como un problema de 1 sola etapa (C.3).

En el algoritmo de programación dinámica, la función de costo futuro se construye mediante la discretización de  $X_1$  en una serie de valores de prueba  $\{\hat{X}_{1i}, i = 1, \dots, n\}$  y resolviendo el problema (C.3) para cada uno de esos valores de prueba. Los valores intermedios son obtenidos mediante interpolación en la vecindad de los estados discretos.

*La programación dinámica tiene muchas aplicaciones posibles, se puede extender problemas multi-etapas, a casos estocásticos, se pueden acomodar valores discretos, no linealidades, etc. Sin embargo, debido a la discretización del espacio de estado en cada etapa el problema se torna muy complejo dimensionalmente y, por lo tanto, es solo aplicable a problemas con un limitado número de variables*

Un camino posible para disminuir la dimensionalidad del problema consistiría en construir una función analítica para el costo futuro sin necesidad de discretizar el espacio de estado. Por ejemplo se podría utilizar un estado  $\hat{X}_{1i}$  para construir la función  $\alpha(X_1)$  a partir de una aproximación lineal o cuadrática, dicho polinomio podría ser utilizado en la etapa previa para disponer del costo futuro para cualquier decisión  $X_1$  en la primera etapa.

El algoritmo que se propone en este paper se basa en una idea similar. Se demostrará que el costo futuro puede ser representado por una función lineal por tramos. Dado que dicha función lineal por tramos puede constar de muchísimos tramos, se utilizará una relajación de dicha función como aproximación para simplificar el problema.

#### Aproximación de la función de costo futuro

La estructura de la función de costo futuro puede ser caracterizada tomando el problema dual de la segunda etapa (C.4).

$$\alpha_1(X_1) = \begin{array}{ll} \text{Max} & \pi(B_2 - E_1 X_1) \\ \text{sujeto a} & \\ & \pi A_2 \leq C_2 \end{array} \quad (\text{C.5})$$

En la ecuación (C.5)  $\pi$  representa el vector de variables duales (En programación lineal corresponde a los precios sombra de las variables de holgura en los Tableau que se obtiene al resolver por el método Simplex el problema Primal) [?]. En programación lineal, se sabe que la solución del problema dual (C.5) y el problema primal (C.4)

coinciden.

Hay que notar que en la variable  $X_1$  no aparece en las restricciones del problema dual (C.5) y, por lo tanto, al ser un problema de programación lineal el óptimo de la función objetivo se encuentra en alguno de los vértices del espacio de soluciones factibles. Por lo tanto la solución del problema puede ser obtenida sin necesidad de conocer previamente  $X_1$ .

Si consideramos el conjunto de vértices del espacio factible dado por  $\Pi$

$$\Pi = \{\pi^1, \pi^2, \dots, \pi^{Nv}\}$$

La solución del problema (C.5) viene dada por:

$$\alpha_1(X_1) = \text{Max}\{\pi^i(B_2 - E_1X_1) \quad \forall i = 1, \dots, N\} \quad (\text{C.6})$$

Donde  $N$  es el número total de vértices en el espacio solución.

El problema (C.6) puede reescribirse como un problema de programación lineal resuelto por enumeración (C.7).

$$\begin{aligned} \alpha_1(X_1) = \text{Min} \quad & \alpha \\ \text{sujeto a} \quad & \alpha \geq \pi^1(B_2 - E_1X_1) \\ & \vdots \\ & \alpha \geq \pi^{Nv}(B_2 - E_1X_1) \end{aligned} \quad (\text{C.7})$$

En la ecuación (C.7)  $\alpha$  es un escalar, y con las restricciones impuestas se asegura que la solución del problema (C.7) corresponde al máximo de (C.5) evaluado en todos los vértices del espacio solución.

Hay que notar del problema (C.7), que el costo futuro puede ser expresado como una función lineal por tramos de la decisión de la primera etapa  $X_1$ . Las componentes de la función lineal por tramos son los hiperplanos de la función de costo futuro  $\pi^i(E_1 - C_1X_1)$ , asociados a cada multiplicador dual. Lo anterior implica que no es necesario discretizar el valor de  $X_1$  para obtener la función de costo futuro.

Para conocer la función de costo futuro completa es necesario conocer todos los vértices del espacio factible de solución  $\Pi = \{\pi^1, \pi^2, \dots, \pi^N\}$ . De esta manera se conocerán todos los hiperplanos de la función de costo futuro.

Considerando que es muy complejo conocer todos los vértices  $\{\pi^i\}$  del conjunto  $\Pi$ , en este algoritmo se propone construir una aproximación con solo un conjunto de los vértices. De programación lineal se sabe que cada uno de los vértices pueden

calcularse resolviendo el problema (C.8), y obteniendo las variables duales asociadas a dicho problema:

$$\alpha_1(X_{1i}) = \begin{array}{ll} \text{Min} & C_2 X_2 \\ \text{sujeto a} & \end{array} \begin{array}{l} \text{Variable} \\ \text{Dual} \\ A_2 X_2 \geq B_2 - E_1 \hat{X}_{1i} \end{array} \quad \pi^i \quad (\text{C.8})$$

En el problema (C.8)  $\hat{X}_{1i}$  es un valor factible en el espacio solución. El vector  $\pi^i$  es un multiplicador simplex, y se sabe por la teoría de la programación lineal que corresponde a uno de los vértices de  $\Pi$  y, por lo tanto, la función de costo futuro aproximada  $\alpha(X_1)$  construida a partir de  $\pi^i$  corresponde a uno de los hiperplanos de la función de costo futuro completa.

Por lo tanto dado un conjunto de  $n$  decisiones para las variables de la etapa 1  $\{X_{1i}, i = 1 \dots n\}$ , se pueden obtener un conjunto de multiplicadores duales  $\{\pi^i, i = 1 \dots n\}$  resolviendo el problema (C.8).

Luego la función de costo futuro queda determinada por:

$$\hat{\alpha}_1(X_1) = \begin{array}{ll} \text{Min} & \alpha \\ \text{Sujeto a} & \\ A_2 \geq \pi^i (B_2 - E_1 X_1) & \forall i = 1, \dots, n \end{array} \quad (\text{C.9})$$

La función  $\hat{\alpha}_1(X_1)$  corresponde solo a un borde inferior de la función de costo futuro, ya que solo contiene un subconjunto de las restricciones del problema (C.7). Luego de aproximar la función de costo futuro ésta puede ser usada para resolver el problema de optimización de la primera etapa en la programación dinámica:

$$Z = \begin{array}{ll} \text{Min} & C_1 X_1 + \hat{\alpha}_1(X_1) \\ \text{Sujeto a} & \\ & A_1 X_1 \geq B_1 \end{array} \quad (\text{C.10})$$

Si se sustituye (C.9) en (C.10), se obtiene:

$$Z = \begin{array}{ll} \text{Min} & C_1 X_1 + \alpha \\ \text{Sujeto a} & \\ & A_1 X_1 \geq B_1 \\ & \alpha - \pi^i (B_2 - E_1 X_1) \geq 0 \quad \forall i = 1, \dots, n \end{array} \quad (\text{C.11})$$

Considerando que  $\hat{\alpha}_1(X_1)$  es solo una aproximación de la función de costo futuro, ya que considera solo alguno de los hiperplanos de la función lineal por tramos completa, se puede decir que el valor obtenido al resolver (C.11) no corresponde necesariamente al

óptimo global. Sin embargo al resolver la ecuación (C.11) se obtiene un borde inferior del costo total.

$$\underline{Z} = C_1 \hat{X}_1 + \alpha \quad (\text{C.12})$$

Donde  $\hat{X}_1$  y  $\alpha$  son las soluciones óptimas del problema aproximado.

Así como hay un borde inferior, también hay un borde superior para el costo dado por:

$$\bar{Z} = C_1 \hat{X}_1 + \alpha_1(\hat{X}_1) \quad (\text{C.13})$$

La diferencia  $\underline{Z} - \bar{Z}$  es un buen indicador de la convergencia del algoritmo y, por tanto, se utiliza como criterio de término de las iteraciones.

Algoritmo iterativo del problema de 2 etapas

El proceso iterativo para el problema de 2 etapas es el siguiente:

- a) Seleccionar un conjunto de decisiones factibles  $\{X_{1i}, i = 1, \dots, n\}$
- b) Para cada conjunto de decisiones, resolver el problema de la segunda etapa y calcular los multiplicadores asociados  $\pi^i$ .
- c) Usa los multiplicadores  $\{\pi^i\}$  para construir una primera aproximación de la función de costo futuro, y utilizar dicha función para resolver el problema de optimización de la primera etapa.
- d) Calcular los bordes superior e inferior del costo total  $\bar{Z}$  y  $\underline{Z}$ , y verificar si la diferencia entre ellos es menor que una tolerancia  $\epsilon$ .
  - Si  $\bar{Z} - \underline{Z} < \epsilon$ , terminan las iteraciones.
  - Si  $\bar{Z} - \underline{Z} > \epsilon$ , volver al punto 1).

Un paso muy importante en el proceso iterativo es la selección de los estados factibles  $\hat{X}_{1i}$  para construir la función de costo futuro. Con el objetivo de asegurar que los estados seleccionados nos permitan obtener buenas aproximaciones del costo futuro, y sean buenos candidatos a ser los estados óptimos del problema de 2 etapas, dichos estados se elegirán convenientemente en cada iteración. Los estados seleccionados serán los óptimos obtenidos en la iteración anterior.

De esta manera el algoritmo modificado queda de la siguiente manera:

- a) Iniciar con una función de costo futuro estimada  $\hat{\alpha}_1(X_1) = 0$ , y el borde superior del costo total  $\bar{Z} = \infty$ , número de vértices  $n = 0$ .
- b) Resolver el problema de optimización de la primera etapa (C.11) (con la función de costo futuro aproximada), y obtener como resultado un primer valor para la variable de estado de la etapa 1  $\hat{X}_1$ .
- c) Calcular el borde inferior  $\underline{Z}$  como en (C.12)
  - Si  $\bar{Z} - \underline{Z} < \epsilon$ , terminan las iteraciones.
  - Si  $\bar{Z} - \underline{Z} > \epsilon$ , ir al punto 4).
- d) Utilizar  $\hat{X}_1$  de la solución del problema de optimización de la primera etapa, y resolver el problema de segunda etapa (C.8) utilizando el estado  $\hat{X}_1$  calculado previamente, actualizar el borde superior del costo total  $\bar{Z}$  con la ecuación (C.13).
- e) Aumentar el número de vértices  $n \rightarrow n + 1$ , y obtener el multiplicador dual  $\pi^n$  asociado a la solución óptima del paso 4). Actualizar la aproximación de la función de costo futuro  $\hat{\alpha}(X_1)$  con el nuevo hiperplano asociado al nuevo multiplicador dual.
- f) Volver al paso 2).

Comentarios de la programación dinámica dual

- No se necesita discretizar el espacio de estado para realizar la programación dinámica.
- Las soluciones obtenidas en cada proceso de simulación van agregando una nueva restricción al problema, acotando en cada iteración el espacio donde se encuentra la solución óptima.
- Se puede observar que el problema de programación dinámica dual de 2 etapas, es equivalente a la técnica de los cortes de Benders.

**C.3.1.b. Programación dinámica dual: Problema de N-etapas (multi-etapa)**

Algoritmo iterativo del problema multi-etapa

El algoritmo a utilizar para el problema multi-etapa es el siguiente:

- a) Sea  $T$  el horizonte de planificación; inicializar con  $\hat{\alpha}_t(X_t) = 0 \quad \forall t = 1, \dots, T$ ;  
 $\bar{Z} = \infty$

- b) Resolver el problema aproximado de primera etapa (C.11); obtener la solución óptima  $\hat{X}_t$ .
- c) Calcular el borde inferior del costo total  $\underline{Z}$  como lo muestra la ecuación (C.12).
- Si  $\bar{Z} - \underline{Z} < \epsilon$ , terminan las iteraciones.
  - Si  $\bar{Z} - \underline{Z} > \epsilon$ , ir al punto 4).

- d) *Simulación hacia adelante:*

Para  $t = 2, \dots, T$

Resolver el problema de optimización en cada etapa en función de las decisiones  $\hat{X}_{t-1}$  para los estados previos.

$$\begin{aligned} Z = \quad & \text{Min} && C_t X_t + \hat{\alpha}_t(X_t) \\ & \text{Sujeto a} && A_t X_t \geq B_t - E_{t-1} \hat{X}_{t-1} \end{aligned} \quad (\text{C.14})$$

Guardar la solución óptima para cada etapa  $\hat{X}_t$

- e) Calcular el borde superior dado por:

$$\bar{Z} = \sum_{t=1}^T C_t \hat{X}_t \quad (\text{C.15})$$

- f) *Recursión hacia atrás:*

Para  $t = T, T - 1, \dots, 2$

Resolver el problema de optimización en cada etapa en función de las decisiones  $\hat{X}_{t-1}$  para los estados previos.

$$\begin{aligned} Z = \quad & \text{Min} && C_t X_t + \hat{\alpha}_t(X_t) \\ & \text{Sujeto a} && A_t X_t \geq B_t - E_{t-1} \hat{X}_{t-1} \end{aligned} \quad (\text{C.16})$$

Guardar los multiplicadores  $\pi_{t-1}$  asociados con las restricciones del problema (C.16) para la solución óptima; utilizar estos multiplicadores para construir un hiperplano adicional para aproximar la función de costo futuro de la etapa previa  $\hat{\alpha}_{t-1}(X_{t-1})$

- g) Regresar al punto número 2).

### C.3.2. Programación dinámica dual estocástica

Para considerar las hidrologías de manera estocástica se aplica la misma metodología que en el caso de la programación dinámica dual determinística, pero en este caso se realizan simulaciones utilizando el método de *Monte-Carlo*, el proceso en forma detallada se presenta en la referencia [4].

A continuación se presenta el algoritmo utilizado para resolver el problema de programación dinámica dual considerando variables estocásticas y no determinísticas.

#### Proceso de Simulación

- a) Obtener  $X_{1i}$  para todo  $i = 1 \dots n$ , al solucionar el problema de primera etapa. Iniciar  $\hat{\alpha}_t(X_t) = 0$  para la primera simulación.

$$\begin{aligned} \text{Min } & C_1 X_1 \\ \text{s.t } & A_1 X_1 \geq B_{1i} \end{aligned}$$

Donde  $B_{1i} = \text{random}(B_{1j}) \quad j = 1 \dots N_{\text{Hidrologias}}$

- b) Luego para  $t = 2, \dots, T$ , Resolver

$$\begin{aligned} \text{Min } & C_t X_t \hat{\alpha}_t(X_t) \\ \text{s.t } & A_t X_t \geq B_{ti} - E_{t-1} \hat{X}_{t-1i} \end{aligned}$$

Donde  $B_{ti} = \text{random}(B_{tj}) \quad j = 1 \dots N_{\text{Hidrologias}}$

#### Proceso de Recursión o Backward

- a) Luego para  $t = T, T - 1, \dots, 1$  Repetir para cada decisión  $\hat{X}_{t-1i}, i = 1 \dots n$ . Repetir para cada escenario  $B_{tj}, j = 1 \dots m$

$$\begin{aligned} \text{Min } & C_t X_t + \hat{\alpha}_t(X_t) \\ \text{s.t } & A_t X_t \geq B_{tj} - E_{t-1} \hat{X}_{t-1i} \end{aligned}$$

Obtener los multiplicadores  $\pi_{t-1ij}$ . Para cada  $i = 1 \dots n$  obtener  $\bar{\pi}_{t-1i} = \sum P_{tj} \pi_{t-1ij}$

# Anexo D

*“El Rayo Domado”* R. Palma: Caps. 20, 21, 22

En el presente apéndice se presentan antecedentes sobre mercados eléctricos, modelos de operación económica de los sistemas eléctricos, y principales formas de tarificación [27].

## **D.1. *Algunos tópicos sobre mercados eléctricos competitivos***

### **D.1.1. Introducción**

En las reformas del mercado eléctrico a nivel mundial se observan los siguientes principios fundamentales:

- a) Separación de la propiedad, operacional o contable, de los sectores de generación, transporte y distribución.
- b) Creación de condiciones de acceso libre a las redes eléctricas, sustentadas en un trato no discriminatorio.
- c) Necesidad de regular las actividades de transmisión y distribución (monopolios naturales), dando énfasis en la libre competencia en el sector de generación y comercialización.

El cambio de enfoque en el mercado eléctrico introduce lo siguiente:

- Un cambio fundamental en las herramientas de análisis utilizadas en los SEP, haciendo necesaria la modificación o reformulación de algunos modelos desarrollados

en décadas anteriores, relativos a aspectos operativos, tácticos y de desarrollo estratégico de los sistemas eléctricos de potencia.

- Se introducen
  - Modelos de mercado.
  - Esquemas de acceso abierto.
  - Modelos de tarificación.
  - Manejo de congestiones de la red.

### D.1.2. Actores de un mercado eléctrico

Los actores de un mercado eléctrico son los siguientes:

- *Generadores o productores convencionales*
- *Productores especiales (no convencionales)*
- *Transportistas o transmisores*
- *Distribuidores*
- *Comercializadores (trader):* Agentes con capacidad de comprar o vender energía.
- *Intermediarios (broker):* Agentes que facilitan la generación de contratos de suministro entre otros agentes.
- *Cliente o consumidor regulado:* Consumidor final que paga tarifa fijada por la autoridad reguladora.
- *Cliente libre:* Clientes que consumen sobre un determinado volumen mínimo y tienen la opción de acceder a precios libremente pactados.
- *Agentes externos:* Actores externo al país o sistema eléctrico, participan como compradores o vendedores de energía.
- *Operador de mercado:* Administra y coordina la compra y venta de energía.
- *Operador de red:* Entidad encargada de la operación técnica y de la seguridad de las áreas de control a su cargo. Por ejemplo: ISO en EEUU (Independent system operator) , CDEC en Chile (Centro de despacho económico de carga)

- *Regulador*: Ente encargado de regular el sector eléctrico, fija reglas, dicta normas y decide conflictos, en Chile son varias entidades reguladoras del sector, entre ellas destacan la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, La Comisión Nacional del Medio Ambiente, el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia y el Ministerio de Economía.

### D.1.3. Modelos de Mercado existentes

Sectores del mercado eléctrico:

- Generación*: Grandes inversiones con recuperación a Largo Plazo(10-20 años). Libre competencia en el sector.
- Transmisión*: Mercado con grandes inversiones y largo período de recuperación del capita. Es un monopolio natural por las fuertes economías de escala.
- Distribución*: Tiende a la existencia de un monopolio natural.
- Comercialización*: No hay barreras económicas para que se desarrolle una libre competencia.

Estructuras básicas existentes a escala mundial:

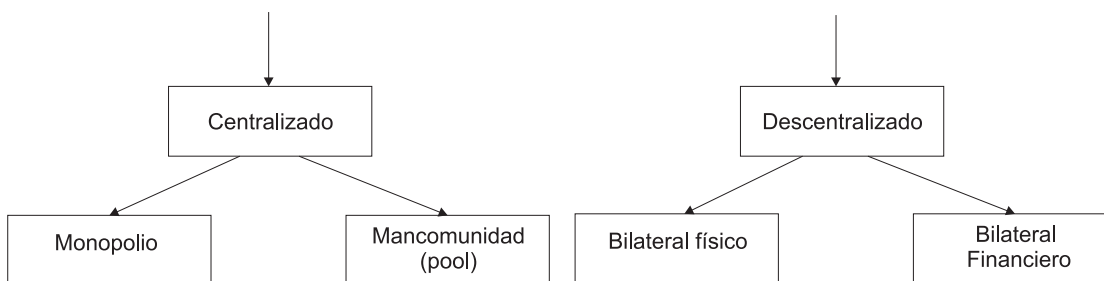


Figura D.1: Estructuras básicas existentes a escala mundial

En la práctica se han implementado las siguientes formas básicas de organización:

- Mancomunidad (pool).
- Bolsa de energía.
- Contratos bilaterales físicos.

d) Contratos bilaterales financieros.

Los modelos básicos de organización presuponen una desintegración vertical entre los sectores que componen el mercado eléctrico, que puede ser de la siguiente manera:

- Separación contable.
- Separación funcional.
- Separación operacional.
- Separación de propiedad.

#### **D.1.4. Sistema Mancomunidad o pool**

Establece una estructura de mercado tal que productores y consumidores no entran en una relación directa. El sistema se opera como si tuviera un solo dueño, y el despacho económico se realiza en base a las ofertas de compra y venta de energía.

#### **D.1.5. Bolsa de energía**

Se considera un caso particular de mancomunidad, se reúnen comercializadores, productores y clientes libres para transar energía típicamente en un lugar virtual.

#### **D.1.6. Contrato bilateral físico**

Existe un contrato directo entre suministradores y consumidores, o por medio de un comercializador. En estos casos el operador de red solo ve la factibilidad técnica y los servicios de transmisión requeridos para poder llevar a cabo el contrato.

#### **D.1.7. Contrato bilateral financiero**

Es una variante del contrato bilateral físico, en la cual dichos contratos no afectan en el despacho de la operación .

### ***D.2. Modelos de despacho en mercados eléctricos***

#### **D.2.1. Modelo de despacho uninodal**

Se caracterizan por:

- Existe un único punto de carga, y toda la generación está directamente conectada a dicho nodo.
- Se calcula un costo marginal único para todo el sistema.
- No hay modelación explícita del sistema de transmisión.

#### D.2.1.a. Despacho uninodal sin límites de generación

El problema de optimización por resolver se puede escribir como:

$$\begin{aligned}
 F.O. &= \text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^{NG} C_{G_i}(P_{G_i}) \right\} \\
 s.a & \\
 & \sum_{i=1}^{NG} P_{G_i} = P_C
 \end{aligned} \tag{D.1}$$

La solución de dicho problema se cumple cuando los costos marginales de cada unidad son iguales.

$$\frac{\partial C_{G_i}(P_{G_i})}{\partial P_{G_i}} = \lambda \tag{D.2}$$

#### D.2.1.b. Despacho uninodal con límites de generación

Con respecto al despacho sin límites de generación, la función objetivo sigue siendo la misma (D.1) y solo se agregan las restricciones sobre las cotas máximas y mínimas de generación. La solución (D.2) se modifica a (D.3).

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial C_{G_i}(P_{G_i})}{\partial P_{G_i}} &= \lambda & \underline{P}_{G_i} < P_{G_i} < \overline{P}_{G_i} \\
 \frac{\partial C_{G_i}(P_{G_i})}{\partial P_{G_i}} &\leq \lambda & P_{G_i} &= \overline{P}_{G_i} \\
 \frac{\partial C_{G_i}(P_{G_i})}{\partial P_{G_i}} &\geq \lambda & P_{G_i} &= \underline{P}_{G_i}
 \end{aligned} \tag{D.3}$$

**D.2.1.c. Despacho uninodal considerando pérdidas óhmicas**

En este caso a diferencia del caso sin considerar las pérdidas por transmisión, la potencia total generada menos las pérdidas debe ser igual a la demanda.

$$\begin{aligned}
 F.O. &= \text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^{NG} C_{G_i}(P_{g_i}) \right\} \\
 s.a & \\
 & \sum_{i=1}^{NG} P_{G_i} - P_L(P_{G_1}, P_{G_2}, \dots, P_{G_{NG}}) = P_C \\
 & \underline{P}_{G_i} \leq P_{G_i} \leq \bar{P}_{G_i}
 \end{aligned} \tag{D.4}$$

Luego la solución de este problema está dada por:

$$\lambda = \frac{\partial C_{G_i}(P_{G_i})}{\partial P_{G_i}} \left( \frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{G_i}}} \right) \tag{D.5}$$

Del resultado anterior, se introducen los factores de penalización que corresponden al factor por el cual se debe multiplicar el costo marginal de cada unidad para obtener el costo marginal del sistema.

**D.2.1.d. Bolsa de energía uninodal**

En general se dispone de bloques de oferta de energía y demanda de energía, valorizadas a los costos marginales medios en el intervalo de potencias del bloque. Se minimiza el costo total de oferta de venta menos el costo total de oferta de compra. La restricción es que la suma total de los bloques de oferta de compra de energía sean iguales a la oferta de venta de energía.

**D.2.2. Modelos de despacho basados en flujos de potencia lineales**

En los modelos uninodales planteados anteriormente no se logra apreciar el efecto de las congestiones en el sistema de transmisión, ni tampoco la diferenciación de los costos marginales por barra. La principal importancia de los modelos multinodales es reflejar las congestiones del sistema de transmisión, y solo en segundo término las pérdidas en el sistema de transmisión.

Principales consideraciones:

- El problema de optimización se realiza sobre un modelo multinodal para el sistema eléctrico de potencia.
- Se utiliza el flujo de potencia lineal, más conocido como flujo en continua.
- Se plantea como un problema de optimización de función objetivo cuadrática, y restricciones no lineales de igualdad y desigualdad.

### D.2.2.a. Variables

Las variables del problema son las potencias generadas, las potencias no suministradas, y los ángulos en las barras.

$$\mathbf{x}_E = [\mathbf{P}_G, \mathbf{P}_U, \boldsymbol{\theta}]^T \quad (\text{D.6})$$

### D.2.2.b. Función Objetivo

La función objetivo es una función cuadrática de las variables, ya que los costos de generación y costos de las potencias no servidas son una función cuadrática de dichas potencias.

$$F.O. = \text{Min} \left\{ \boldsymbol{\alpha}_E + \mathbf{c}_E^T \mathbf{x}_E + \frac{1}{2} \mathbf{x}_E^T \mathbf{Q}_E \mathbf{x}_E \right\} \quad (\text{D.7})$$

### D.2.2.c. Cotas de generación, potencia no servida y ángulos de fase

Dichas cotas incorporan las siguientes restricciones:

$$\underline{P}_{G_i} \leq P_{G_i} \leq \overline{P}_{G_i} \quad \forall i \in NG \quad (\text{D.8})$$

$$0 \leq P_{U_i} \leq P_{C_i} \quad (\text{D.9})$$

$$-2\pi \leq \theta_i \leq 2\pi \quad (\text{D.10})$$

Por lo tanto el vector de variables de optimización queda acotado de acuerdo con la siguiente expresión general:

$$\overline{\mathbf{x}}_E \leq \mathbf{x}_E \leq \underline{\mathbf{x}}_E \quad (\text{D.11})$$

**D.2.2.d. Pérdidas óhmicas**

Un flujo de potencias en continua considera que:

- Todas las tensiones en las barras del sistema valen 1 pu.
- Las diferencias entre los ángulos de las barras del sistema son pequeñas-
- Las reactancias de las líneas son mucho mayores que las resistencias.

Con las consideraciones anteriores la potencia transmitida entre dos barras del sistema está dada por:

$$P_{ik} = \frac{(\theta_i - \theta_k)}{x_{ik}} + \frac{P_{Lik}}{2} \quad (\text{D.12})$$

Donde

$$P_{Lik} = r_{ik} P_{ik}^2 \quad (\text{D.13})$$

**D.2.2.e. Balance de potencia en barras**

La suma de todas las potencias inyectadas y retiradas en una barra, más las pérdidas de transmisión en la red debe ser nula.

$$\sum_{j \in \Omega_i^G} P_{G_j} - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left( \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} + \frac{P_{Lik}}{2} \right) + \sum_{j \in \Omega_i^C} P_{U_j} = \sum_{j \in \Omega_i^C} P_{C_j} \quad \forall_i \in NN \quad (\text{D.14})$$

**D.2.2.f. Límites de flujos por las líneas o equipos de conexión**

La limitación de flujos por las líneas está dada por:

$$\begin{aligned} \theta_i - \theta_j &\leq x_{ij} \overline{P_{ij}} & \forall (i, j) \in \Omega^{NN} \\ \theta_i - \theta_j &\leq x_{ij} \overline{P_{ji}} \end{aligned} \quad (\text{D.15})$$

**D.2.2.g. Problema de optimización**

El problema de optimización se reduce a:

$$F.O. = \text{Min} \left\{ \boldsymbol{\alpha}_E + \mathbf{c}_E^T \mathbf{x}_E + \frac{1}{2} \mathbf{x}_E^T \mathbf{Q}_E \mathbf{x}_E \right\} = \text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^{NG} C_{G_i}(P_{G_i}) + \sum_{i=1}^{ND} C_{U_i}(P_{U_i}) \right\}$$

s.a.

$$\sum_{j \in \Omega_i^C} P_{G_j} - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left( \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} + \frac{P_{Likk}}{2} \right) + \sum_{j \in \Omega_i^C} P_{U_j} = \sum_{j \in \Omega_i^C} P_{C_j} \quad \forall i \in N \quad (D.16)$$

$$\theta_i - \theta_j \leq x_{ij} \overline{P_{ij}} \quad \forall (i, j) \in \Omega^{NN}$$

$$\theta_i - \theta_j \leq x_{ij} \overline{P_{ji}}$$

$$\overline{\mathbf{x}_E} \leq \mathbf{x}_E \leq \underline{\mathbf{x}_E}$$

**D.2.2.h. Modelo de transporte**

A diferencia del flujo de potencia en continua, en el modelo de transporte no se consideran los ángulos de las tensiones en las barras y por tanto, los flujos por las líneas ya no tienen que satisfacer las diferencias angulares y por consiguiente el problema de optimización tiene mayor cantidad de grados de libertad.

**D.2.3. Flujo de potencia óptimo**

El flujo de potencia óptimo es equivalente a resolver el problema de flujo en continua, pero con las restricciones no lineales asociadas al flujo de potencia no lineal, con lo que el problema sigue teniendo los mismos tipos de restricciones que en el flujo de potencias lineal, más la incorporación de restricciones para el balance de potencia reactiva. La diferencia en las restricciones respecto del caso anterior, es que son altamente no lineales lo que trae consigo grandes esfuerzos computacionales para resolver el problema.

Se puede resolver para variadas funciones objetivos tales como:

- Minimización de las pérdidas de potencia activa.
- Minimización del numero de cambio sobre el control programado.
- Minimización de emisiones contaminantes.
- Minimización de transferencias entre zonas del sistema.

- Minimización de los costos de generación.

No se entra en más detalles, porque el modelo de despacho posible a utilizar en la tesis es el del flujo de potencia lineal. Más detalles en la referencia [27].

#### **D.2.4. Coordinación Hidrotérmica**

El problema de coordinación hidrotérmica corresponde a optimizar simultáneamente el abastecimiento de la demanda de un sistema eléctrico, junto con el uso del recurso hidráulico en las cuencas.

El problema de coordinación hidrotérmica se plantea de maneras muy distintas dependiendo del horizonte de tiempo a considerar:

- En el mediano y largo plazo se debe considerar la naturaleza estocástica del recurso hidráulico, y se deben utilizar variables estocásticas continuas.
- En el corto plazo se debe plantear como un problema de optimización entero mixto.

##### **D.2.4.a. Coordinación hidrotérmica de una etapa**

Conocida como despacho hidrotérmico, se plantea como un problema de despacho económico térmico al que se le incorpora un modelo del sistema hidráulico asociado, y una función de costo de dicho recurso que representa el costo de oportunidad del recurso hidráulico.

##### **D.2.4.b. Coordinación hidrotérmica de mediano plazo**

###### ***Planteamiento del problema***

En la figura D.2 se representan las consecuencias económicas que generan las decisiones sobre el uso de los embalses.

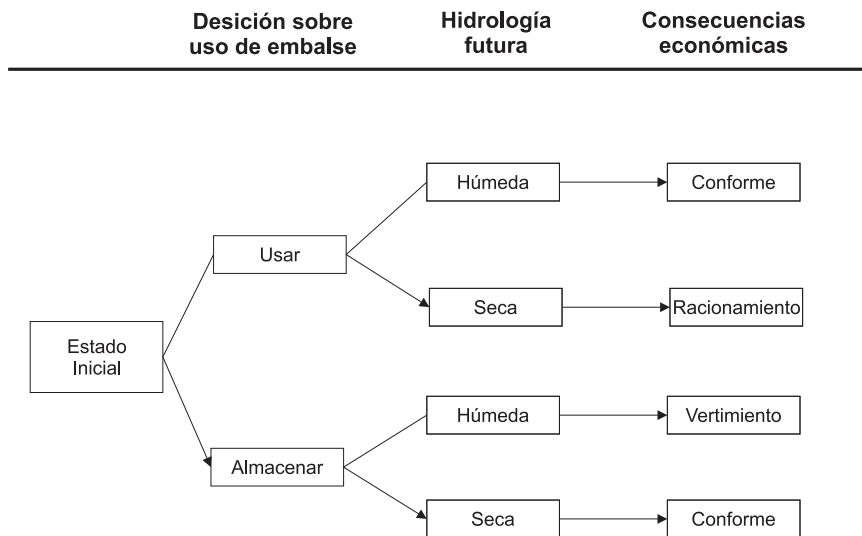


Figura D.2: Diagrama de decisiones coordinación hidrotérmica

Si el recurso hidráulico se utiliza sin pensar en el mediano plazo, entonces puede tener consecuencias económicas severas en los precios de la electricidad a futuro, dado lo anterior es necesario introducir los conceptos de función de costo futuro y función de costo inmediato de la electricidad en términos del volumen de agua embalsada utilizada. Dada la naturaleza estocástica del recurso hidráulico la función de costo futuro es esperada y no exacta.

En la figura D.3 se representa esquemáticamente esta situación.

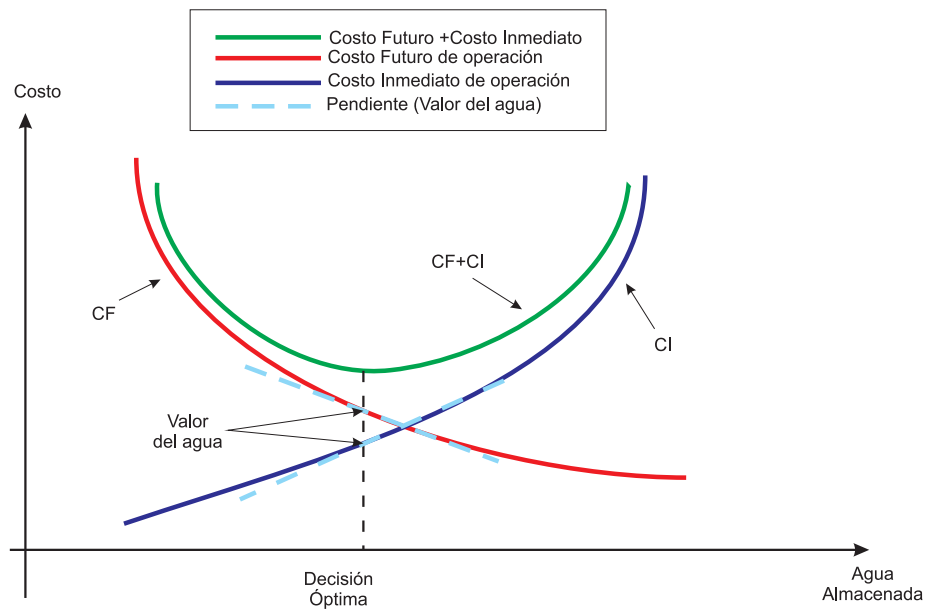


Figura D.3: Funciones de costo inmediato y costo futuro esperado, utilizando el agua de manera óptima

### *Variables y Función Objetivo*

En esta sección se presenta la metodología utilizada para resolver el problema de operación óptima de los embalses y los recursos térmicos, junto con las variables involucradas y la función objetivo. El método utilizada es la programación dinámica dual estocástica que se especifica con más detalle en el anexo

Incorporar anexo

## **D.3. Tarificación (pago) de los sistemas de transmisión**

### **D.3.1. Introducción**

El sector de transmisión es conocido como un monopolio natural debido a las grandes inversiones y economías de escala del sector. El libre acceso a dichos sistemas de transmisión introduce varias dificultades al momento de realizar la tarificación a los usuarios

del sistema, ya que no es posible determinar de manera exacta el uso de las instalaciones por parte de los generadores y consumidores.

Al realizar la tarificación del sistema de transmisión de forma marginalista (Diferencias entre costos marginales por inyecciones y retiros en barras), no es posible cubrir completamente los costos de operación, inversión y falla del sistema de transmisión.

Dado lo anterior se introduce el concepto de los peajes del sistema de transmisión, con el fin de cubrir la totalidad de los costos del sistema de transmisión.

### D.3.2. Ingreso Tarifario

El ingreso tarifario para un tramo del sistema de transmisión, corresponde a la diferencia entre la valorización a costo marginal de las potencias inyectadas y las potencias retiradas en dicho tramo, considerando que el costo marginal entre las barras para un modelo multinodal en que se incorporan las pérdidas es distinto.

$$IT_{ij} = P'_{ij} \cdot \rho_j - P_{ij} \cdot \rho_i \quad (D.17)$$

### D.3.3. Criterios de tarificación

- Cobertura de costos.
- Generar señales económicas eficientes para los agentes.
- Trato no discriminatorio.
- Transparencia.
- Factibilidad y facilidad de implementación.
- Estabilidad de precios.
- Implementable políticamente.

### D.3.4. Elementos básicos de tarificación

- a) Definir el concepto de “Acceso a la red”
  - Tarifa por retiro o punto de retiro.
  - Tarifa por inyección o punto de inyección.
  - Tarifa por retiro e inyección o de retiro-inyección.

- Tarifa de punto a punto.
- b) Separación en componentes de costo.
- c) División en componentes de la tarifa.
- d) Principio de “*uso de la red*”

### D.3.5. Factores de distribución para tarificación

#### D.3.5.a. Factores GSDF (Generation shift distribution factor )

Corresponden a factores que relacionan linealmente los incrementos de potencia en las líneas debido a los incrementos de potencia de un determinado generador. En el caso particular que se quiere ver la variación que causa un aumento de generación en una barra en la potencia transmitida en una línea se utilizan dichos factores.

$$\Delta P_{l \rightarrow k} = A_{l \rightarrow k, g} \Delta G_g \quad (\text{D.18})$$

La ecuación (D.18) plantea la proporcionalidad entre dichas variables para pequeñas variaciones de potencia.

#### *Principio de uso de los factores GSDF en la tarificación*

Si se consideran los factores GSDF, la participación de un generador  $i$  en el uso de una línea  $l \rightarrow k$  está dada por:

$$Part_{l \rightarrow k, i}^{GSDFC} = \frac{A_{l \rightarrow k, i} G_i}{\sum_g A_{l \rightarrow k, g} G_g} \quad (\text{D.19})$$

Dado lo anterior al generador  $i$  le corresponderá pagar dicho porcentaje de los costos de operación, inversión y mantenimiento del tramo que no se cubren con el ingreso tarifario.

#### D.3.5.b. Factores GGDF (generalized generation distribution factor )

Corresponden a factores que relacionan linealmente la potencia en las líneas con la potencia de un determinado generador.

$$P_{l \rightarrow k} = \sum_g D_{l \rightarrow k, g} G_g \quad (\text{D.20})$$

La ecuación (D.22) plantea que la potencia por la línea  $l \rightarrow k$  se compone de una suma ponderada de las generaciones. La expresión anterior es solo válida en torno a puntos de operación fijos.

***Principio de uso de los factores GGDF en la tarificación***

Si se consideran los factores GGDF, la participación de un generador  $i$  en el uso de una línea  $l \rightarrow k$  está dada por:

$$Part_{l \rightarrow k, i}^{GGDFC} = \frac{D_{l \rightarrow k, i} G_i}{\sum_g D_{l \rightarrow k, g} G_g} \quad (D.21)$$

Dado lo anterior al generador  $i$  le corresponderá pagar dicho porcentaje de los costos de operación, inversión y mantenimiento del tramo que no se cubren con el ingreso tarifario.

**D.3.5.c. Factores GLDF (generalized load distribution factor )**

Corresponden a factores que relacionan linealmente la potencia en las líneas con la carga total en un determinado punto de consumo.

$$P_{l \rightarrow k} = \sum_c E_{l \rightarrow k, c} L_c \quad (D.22)$$

La ecuación (??) plantea que la potencia por la línea  $l \rightarrow k$  se compone de una suma ponderada de los consumos. La expresión anterior es solo válida en torno a puntos de operación fijos.

***Principio de uso de los factores GLDF en la tarificación***

Si se consideran los factores GLDF, la participación de un generador  $i$  en el uso de una línea  $l \rightarrow k$  está dada por:

$$Part_{l \rightarrow k, i}^{GLDFC} = \frac{E_{l \rightarrow k, i} L_i}{\sum_c E_{l \rightarrow k, c} L_c} \quad (D.23)$$

Dado lo anterior al consumo  $C$  le corresponderá pagar dicho porcentaje de los costos de operación, inversión y mantenimiento del tramo que no se cubren con el ingreso tarifario.

## Anexo E

# Datos y resultados SIC 12 barras

### E.1. Tablas de datos de entrada

#### E.1.1. Sistema de generación

##### E.1.1.a. Generación térmica y renovables no convencionales

N° B	Barras	G	Generador conectado	Generador	Tipos	Potencia Nota (MW)	Índice de forzada (%)	Tipo de Combustible	Costo de Combustible *	Unidades de combustible	Consumo Específico	Unidades de consumo específico	C. Var. no comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]
1	Diago de Almagro	1	Tubina a gas	Terminca Petróleo Diesel	72	5,00%	Petróleo Diesel	188,09	[US\$/Ton]	11,82	[Ton/MWh]	188,09	0	188,09
2	Maitencillo	4	Diago de Almagro TG San Lorenzo	Terminca Petróleo Diesel Terminca Petróleo Diesel	127 54,6	5,00% 5,00%	Petróleo Diesel Petróleo Diesel	718,44 706,52	[US\$/Ton] [US\$/Ton]	0,337 0,336	[Ton/MWh] [Ton/MWh]	6,63 25	214,638 300,945	1
3	Quilisa	9	Punta Coleraudi 01 Piel-Cuizas Terminca Petróleo Diesel	Terminca Petróleo Diesel	33,4 232,9	5,00% 5,00%	Petróleo IFO-180 Petróleo Diesel	120 784,46	[US\$/MWh] [US\$/Ton]	0,32 0,222	[Ton/MWh] [Ton/MWh]	15 23,63	137,5 211,825	1
4	Alto Jahuel	15	Edificas Casader, Itoema, Monte Redondo Ventanas	Edificas Terminca Carbón	162,2 570	6,00% 6,90%	Carbón	0 102,55	[US\$/MWh] [US\$/Ton]	0,415	[Ton/MWh]	7,72	43,66	2,18
5	Cerro Navia	16	San Isidro-Quinteros Nahuenco-Espinos-Olivos Quintero - Laguna Verde - C-Comitio	Ciclo combinado Terminca Petróleo Diesel Terminca Petróleo Diesel	592 1023,5 32,7	2,10% 5,00% 5,00%	GNL Petróleo Diesel Petróleo Diesel	382,14 761,61 728,1	[US\$/dian] [US\$/Ton] [US\$/Ton]	0,337 0,221 0,144	[dian/MWh] [Ton/MWh] [Ton/MWh]	2,82 26,9 5,14	94,59 18,45 330,2	2,82
6	Alto Jahuel	17	Los Ventos-Ranca	Ciclo combinado	370	2,10%	GNL	13,23	[US\$/MWh]	7,167	[MWh/MWh]	3,1	100,39	3,1
7	Huape	18	Candelaria, C.A.- Esperanza 02-03 Colligues-Esperanza 01-S.Fco. Mostizal	Terminca Petróleo Diesel	224 63,8	2,10% 5,00%	Petróleo Diesel	743,36 634,3	[US\$/Ton] [US\$/Ton]	0,267 0,222	[Ton/MWh]	2,95 7,05	231,77 206,4	2,8
8	Alcon	20	Chañaral	Terminca Petróleo Diesel	58	5,00%	Petróleo Diesel	774,38	[US\$/Ton]	0,222	[Ton/MWh]	25,7	196,22	25,7
9	Charrúa	23	Constitución Electrogen	Biomasa-Licor Negro Biomasa-Licor Negro	7 2	0,033 0,033	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6 Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	29 255,19	[US\$/MWh] [US\$/MWh]	1 1	[Ton/MWh]	0 13,92	0 255,19	0
11	Valdivia	30	Atacama-Córcos-Chigüatán-Nue-Maldad-08-Escuela-08-FPC-Muslas	Desecche forestales	7	0,033	Desecche Forestales	778,54	[US\$/Ton]	0,282	[Ton/MWh]	0	233,24	0
12	Puerto Montt	33	Aurilla-Degán-Tripac-Chiloe-Quellón 02	Terminca Petróleo Diesel	139	0,05	Petróleo Diesel	837,8	[US\$/Ton]	0,242	[Ton/MWh]	10	203,9	10

Tabla E.1: Sistema de generación térmica simplificado integrado en modelo del SIC de 12 barras

N° B	Barra	G	Generador conectado	Tipo Generador	Potencia Neta (MW)	Tasa de salida forzada (%)	Tipo de Combustible	Costo de Combustible *	Unidades de costo de combustible	Consumo Especifico	Unidades de consumo específico	C. Var. no comb. [US\$/MWh]	C. Var. [US\$/MWh]		
1	Diego de Almagro	1	Taltal 01 GNL	Ciclo abierto GNL	121,5	5,00%	GNL	13,91	[US\$/Mbtu]	11,182	[Mbtu/MWh]	3,19	158,77		
		2	Taltal 02 GNL	Ciclo abierto GNL	123,4	5,00%	GNL	13,91	[US\$/Mbtu]	11,182	[Mbtu/MWh]	3,19	158,77		
		3	San Lorenzo 01	Térmica Petróleo Diesel	28,6	5,00%	Petróleo Diesel	766,52	[US\$/Ton]	0,336	[Ton/MWh]	25	282,55		
		4	San Lorenzo 02	Térmica Petróleo Diesel	26	5,00%	Petróleo Diesel	766,52	[US\$/Ton]	0,386	[Ton/MWh]	25	321,18		
		5	Diego de Almagro TG	Turbina a gas	46	5,00%	Petróleo Diesel	748,44	[US\$/Ton]	0,337	[Ton/MWh]	6,63	258,85		
		6	TG Peñón	Turbina a gas	81	5,00%	Petróleo Diesel	752,91	[US\$/Ton]	0,218	[Ton/MWh]	25,7	189,53		
2	Matucana	7	Emelda	Térmica Petróleo Diesel	72	5,00%	Petróleo Diesel	186,09	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	186,09		
		8	Cenizas	Térmica Petróleo Diesel	17,1	5,00%	Petróleo Diesel	539,95	[US\$/Ton]	0,22	[Ton/MWh]	13,81	138,36		
		9	Guacolda 01	Térmica Carbón	142,9	2,10%	Carbón	92,91	[US\$/Ton]	0,36	[Ton/MWh]	1	34,45		
		10	Guacolda 02	Térmica Carbón	142,9	2,10%	Carbón	92,91	[US\$/Ton]	0,36	[Ton/MWh]	1	34,45		
		11	Guacolda 03	Térmica Carbón	137,1	2,10%	Carbón	84	[US\$/Ton]	0,35	[Ton/MWh]	2,1	31,5		
		12	Guacolda 04	Térmica Carbón	139,1	2,10%	Carbón	74,66	[US\$/Ton]	0,35	[Ton/MWh]	2	28,13		
		13	Huasco TG	Turbina a gas	58	36,00%	Petróleo IFO-180	507,86	[US\$/Ton]	0,302	[Ton/MWh]	11,63	195,48		
		21	Temapacifico	Térmica Petróleo Diesel	80,6	5,00%	Petróleo Diesel	784,46	[US\$/Ton]	0,225	[Ton/MWh]	23,43	199,93		
		15	Tierra Amarilla	Térmica Petróleo Diesel	152,3	5,00%	Petróleo Diesel	840,21	[US\$/Ton]	0,239	[Ton/MWh]	17,31	218,12		
		16	Punta Colorada 01 Fuel	Petróleo IFO-180	16,3	5,00%	Petróleo IFO-180	120	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	15	135		
		3	Quillota	17	Espinos	Térmica Petróleo Diesel	122	5,00%	Petróleo Diesel	761,61	[US\$/Ton]	0,221	[Ton/MWh]	26,9	195,37
				18	Olivos	Térmica Petróleo Diesel	92	5,00%	Petróleo Diesel	761,61	[US\$/Ton]	0,225	[Ton/MWh]	25,8	197,39
				19	Nehueno 01 Diesel	Térmica Petróleo Diesel	310	5,00%	Petróleo Diesel	626,68	[US\$/m3]	0,19	[m3/MWh]	5,21	124,03
				20	Nehueno 02 Diesel	Térmica Petróleo Diesel	391,5	2,10%	Petróleo Diesel	626,68	[US\$/m3]	0,189	[m3/MWh]	5,21	123,84
				21	Nehueno 03 01 Diesel	Térmica Petróleo Diesel	92	10,00%	Petróleo Diesel	626,68	[US\$/m3]	0,327	[m3/MWh]	4,3	209,41
				22	Nehueno 03 02 Diesel	Térmica Petróleo Diesel	16	10,00%	Petróleo Diesel	626,68	[US\$/m3]	0,339	[m3/MWh]	2,5	234,07
23	San Isidro 02 FA GNL			Ciclo combinado	19	2,10%	GNL	362,14	[US\$/dam3]	0,337	[dam3/MWh]	21,2	124,68		
24	San Isidro 02 GNL			Ciclo combinado	346	2,10%	GNL	414,5	[US\$/dam3]	0,184	[dam3/MWh]	3,71	79,81		
25	San Isidro FA GNL			Ciclo combinado	20	2,10%	GNL	414,5	[US\$/dam3]	0,337	[dam3/MWh]	2,82	142,3		
26	San Isidro GNL			Ciclo combinado	350	2,10%	GNL	414,5	[US\$/dam3]	0,203	[dam3/MWh]	3,87	88,01		
27	Ventanas 01			Térmica Carbón	112,8	6,90%	Carbón	102,55	[US\$/Ton]	0,415	[Ton/MWh]	2,18	44,74		
28	Ventanas 02			Térmica Carbón	207,9	2,10%	Carbón	102,55	[US\$/Ton]	0,397	[Ton/MWh]	1,38	42,09		
29	Nueva Ventanas			Térmica Carbón	249	2,10%	Carbón	102,55	[US\$/Ton]	0,38	[Ton/MWh]	5,55	44,52		
30	Quintero 01 CA GNL			Ciclo abierto GNL	128	2,10%	GNL	414,5	[US\$/dam3]	0,276	[dam3/MWh]	3,22	117,55		
31	Quintero 02 CA GNL			Ciclo abierto GNL	129	2,10%	GNL	414,5	[US\$/dam3]	0,276	[dam3/MWh]	3,22	117,55		
32	Quintero 01 CA Diesel			Ciclo abierto diesel	128	2,10%	Petróleo Diesel	728,4	[US\$/Ton]	0,242	[Ton/MWh]	5,14	181,19		
33	Quintero 02 CA Diesel			Ciclo abierto diesel	129	2,10%	Petróleo Diesel	728,4	[US\$/Ton]	0,242	[Ton/MWh]	5,14	181,19		
34	Eólica Canela 01			Eólica	18,2	0,00%	Eólica	0	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	7,7	7,7		
35	Eólica Canela 02			Eólica	60	0,00%	Eólica	0	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	7,7	7,7		
36	Eólica Totoral			Eólica	46	0,00%	Eólica	0	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	7,7	7,7		
37	Monte Redondo			Eólica	38	0,00%	Eólica	0	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	7,7	7,7		
38	Laguna Verde			Térmica Petróleo Diesel	52,7	50,00%	Petróleo Diesel	739,1	[US\$/Ton]	0,44	[Ton/MWh]	5	330,2		
39	Laguna Verde TG			Turbina a gas	17,9	5,00%	Petróleo Diesel	739,1	[US\$/Ton]	0,264	[Ton/MWh]	1	196,12		
40	Colmito			Térmica Petróleo Diesel	55,5	5,00%	Petróleo Diesel	622,26	[US\$/Ton]	0,298	[Ton/MWh]	12	197,43		
5	Cerro Navia			41	Los Vientos	Térmica Petróleo Diesel	132	2,10%	Petróleo Diesel	743,36	[US\$/Ton]	0,267	[Ton/MWh]	2,95	201,43
				42	Renca	Térmica Petróleo Diesel	92	11,00%	Petróleo Diesel	744,4	[US\$/Ton]	0,365	[Ton/MWh]	3,6	273,31
				43	Nueva Renca GNL	Ciclo combinado	320,1	2,10%	GNL	13,23	[US\$/Mbtu]	7,167	[Mbtu/MWh]	3,1	97,93
				44	Nueva Renca Int GNL	Ciclo combinado	49,8	2,10%	GNL	13,23	[US\$/Mbtu]	8,782	[Mbtu/MWh]	0	116,19
6	Alto Jahnel			45	Candelaria CA 01 Diesel	Ciclo abierto diesel	125,3	2,10%	Petróleo Diesel	634,3	[US\$/m3]	0,322	[m3/MWh]	2,8	206,85
				46	Candelaria CA 02 Diesel	Ciclo abierto diesel	128,6	2,10%	Petróleo Diesel	634,3	[US\$/m3]	0,322	[m3/MWh]	2,8	206,85
				47	Coligues	Térmica Petróleo Diesel	20	5,00%	Petróleo Diesel	635	[US\$/m3]	0,406	[m3/MWh]	7,05	265,02
				48	Esperanza 01	Térmica Petróleo Diesel	18,8	5,00%	Petróleo Diesel	635	[US\$/m3]	0,406	[m3/MWh]	7,05	265,02
				49	Esperanza 02	Térmica Petróleo Diesel	1,8	5,00%	Petróleo Diesel	629	[US\$/m3]	0,26	[m3/MWh]	26,15	189,69
				50	Esperanza 03	Térmica Petróleo Diesel	1,6	5,00%	Petróleo Diesel	629	[US\$/m3]	0,269	[m3/MWh]	23,67	193,15
7	Itahue			San Francisco de Mostazal EV25	Térmica Petróleo Diesel	58	5,00%	Petróleo Diesel	706,66	[US\$/Ton]	0,309	[Ton/MWh]	1	238,18	
8	Ancoa			52	Constitución	Desechos forestales	7	3,30%	Desechos Forestales	0	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	0
				53	licantén 00	Biomasa-Licor Negro	2	3,30%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	29	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	29
9	Charría			53	licantén 01	Biomasa-Licor Negro	2	3,30%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	255,19	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	255,19
				54	Constitución Elektragen	Térmica Petróleo Diesel	9	5,00%	Petróleo Diesel	778,54	[US\$/Ton]	0,282	[Ton/MWh]	13,92	233,24
				55	Nueva Aldea 01	Biomasa-Licor Negro	14	3,30%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	25	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	25
		56	Nueva Aldea 02 Diesel	Térmica Petróleo Diesel	14	5,00%	Petróleo Diesel	584,59	[US\$/Ton]	0,345	[m3/MWh]	3	204,88		
		57	Nueva Aldea 03	Licor Negro-Petróleo	37	3,30%	Licor Negro-Petróleo N°6	0	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	0		
		58	Santa Lidia	Térmica Petróleo Diesel	139	2,10%	Petróleo Diesel	746,29	[US\$/Ton]	0,259	[Ton/MWh]	3,53	196,82		
		59	Petropower	Térmica Petróleo Diesel	54,2	3,30%	Petróleo Diesel	0	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	3,9	3,9		
		60	Los Pinos	Térmica Petróleo Diesel	104,2	5,00%	Petróleo Diesel	616,86	[US\$/m3]	0,227	[m3/MWh]	4,5	144,4		
		61	Bocamina	Térmica Carbón	121	12,30%	Carbón	96,5	[US\$/Ton]	0,38	[Ton/MWh]	1	37,67		
		62	Laja 01	Desechos forestales	7	3,30%	Desechos Forestales	0	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	0		
		63	Coronel TG Diesel	Turbina a gas	46,7	5,00%	Petróleo Diesel	757,81	[US\$/Ton]	0,216	[Ton/MWh]	26,7	190,54		
		64	Arauco 01a	Biomasa-Licor Negro	20,6	3,30%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	40,3	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	40,3		
		65	Arauco 02a	Biomasa-Licor Negro	6	3,30%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	193,5	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	193,5		
		66	Celco 01	Biomasa-Licor Negro	3	3,30%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	10	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	10		
		67	Celco 02	Biomasa-Licor Negro	2	3,30%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	89,73	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	89,73		
		68	Celco 03	Biomasa-Licor Negro	3	3,30%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	182,41	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	182,41		
69	cholguán 00	Biomasa-Licor Negro	9	3,30%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	31,21	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	31,21				
70	cholguán 01	Biomasa-Licor Negro	4	3,30%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	194,78	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	194,78				
71	Campanario 01 Diesel	Térmica Petróleo Diesel	56	5,00%	Petróleo Diesel	772,34	[US\$/Ton]	0,261	[Ton/MWh]	14,08	215,43				
72	Campanario 02 Diesel	Térmica Petróleo Diesel	56	5,00%	Petróleo Diesel	772,34	[US\$/Ton]	0,247	[Ton/MWh]	14,08	204,69				
73	Campanario 03 Diesel	Térmica Petróleo Diesel	56	5,00%	Petróleo Diesel	772,34	[US\$/Ton]	0,245	[Ton/MWh]	14,08	203,61				
74	Campanario 04 CA Diesel	Ciclo abierto diesel	42	5,00%	Petróleo Diesel	772,34	[US\$/Ton]	0,276	[Ton/MWh]	0	213,47				
75	Hercules TG Diesel	Turbina a gas	24,3	5,00%	Petróleo Diesel	615,02	[US\$/m3]	0,418	[m3/MWh]	3	260,08				
76	Cementos Bio Bio	Petróleo IFO-180	13,6	5,00%	Petróleo IFO-180	203,8	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	203,8				
77	Escuadrón	Biomasa	14,2	3,30%	Biomasa	5,6	[US\$/m3 st]	6,66	[m3 st/MWh]	2,8	40,1				
78	FPC II	Biomasa	4,5	3,30%	Biomasa	5,6	[US\$/m3 st]	6,66	[m3 st/MWh]	2,8	40,1				
79	Maissa	Biomasa	11,1	5,00%	Biomasa	40,3	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	40,3				
80	Newen	Térmica Petróleo Diesel	13,1	5,00%	Petróleo Diesel	216,45	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	5	221,45				
11	Valdivia	81	valdivia 01	Biomasa-Licor Negro	11	3,30%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	0	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	0		
		82	valdivia 02	Biomasa-Licor Negro	26	3,30%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	18	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	18		
		83	valdivia 03	Biomasa-Licor Negro	24	3,30%	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	183,52	[US\$/MWh]	1	[Ton/MWh]	0	183,52		
		84	Antilhue TG 01	Térmica Petróleo Diesel	50,3	5,00%	Petróleo Diesel	660,31	[US\$/m3]	0,274	[m3/MWh]	2,9	183,63		
		85	Antilhue TG 02	Térmica Petróleo Diesel	50,9	5,00%	Petróleo Diesel	660,31	[US\$/m3]	0,274	[m3/MWh]	2,9	183,63		
12	Puerto Montt	86	Ancud	Térmica Petróleo Diesel	3	5,00%	Petróleo Diesel	837,8	[US\$/Ton]	0,242	[Ton/MWh]	10	212,41		
		87	Degún	Térmica Petróleo Diesel	36	5,00%	Petróleo Diesel	803,39	[US\$/Ton]	0,219	[Ton/MWh]	15	203,75		
		88	Trápfa	Térmica Petróleo Diesel	81	5,00%	Petróleo Diesel	803,39	[US\$/Ton]	0,218	[Ton/MWh]	25,7	200,52		
		89	Chiloé	Térmica Petróleo Diesel	9	5,00%	Petróleo Diesel	853,62	[US\$/Ton]	0,269	[Ton/MWh]	13,92	243,37		
		90	Quellón 02	Térmica Petróleo Diesel	10	5,00%	Petróleo Diesel	846,49	[US\$/Ton]	0,222	[Ton/MWh]	13,6	201,44		

Tabla E.2: Sistema de generación térmica completo integrado en modelo del SIC de 12 barras

## E.1.1.b. Generación hidráulica

N° B	Barra	H	Generador conectado	Tipo Generador	Potencia Neta (MW)
2	Maitencillo	1	Puclaro	Pasada	5,7
3	Quillota	2	Los Molles	Pasada	17,8
5	Cerro Navia	3	Rapel	Embalse	375,6
		4	Hornitos	Pasada	55
		5	Los Quilos	Pasada	39,3
		6	Aconcagua	Pasada	74
		7	Chacabucquito	Pasada	25,5
6	Alto Jahuel	8	Colbún	Embalse	476,8
		9	Machicura	Embalse	94,8
		10	Chiburgo	Pasada	19,2
		11	Queltehues	Pasada	48,9
		12	Sauzal	Pasada	76,4
		13	Sausalito	Pasada	11,9
		14	La Florida	Pasada	28,5
		15	Alfalfal	Pasada	177,6
		16	Maitenes	Pasada	30,7
		17	Los Morros	Pasada	3,1
		18	Puntillas	Pasada	22
		19	Caemsa	Pasada	5,34
		20	Los Bajos	Pasada	5,12
		21	El Volcán	Pasada	13
22	Coya	Pasada	11		
23	Eyzaguirre	Pasada	1,5		
24	Carbomet	Pasada	8,2		
7	Itahue	25	Cipreses	Embalse	105,8
		26	Curruillique	Pasada	88,8
		27	Isla	Pasada	67,9
		28	Ojos de agua	Pasada	9
8	Ancoa	29	Pehuente	Embalse	564,3
		30	Loma Alta	Pasada	39,9
		31	San Ignacio	Pasada	36,9
		32	Hidro Lircay	Pasada	19
9	Charrúa	33	Ralco	Embalse	683,1
		34	Pangue	Embalse	465,8
		35	El Toro	Embalse	448,7
		36	Antuco	Embalse	319,2
		37	Abanico	Pasada	135,6
		38	Rucúe	Pasada	178,1
		39	Mampil	Pasada	44,9
		40	Peuchén	Pasada	78,9
		41	Quilleco	Pasada	70,8
		42	Palmucho	Pasada	32
10	Temuco	43	Pullinque	Pasada	51,2
11	Valdivia	44	Pilmaiquen	Pasada	38,9
		45	Capullo	Pasada	10,9
12	Puerto Montt	46	Canutillar	Embalse	171,6

Tabla E.3: Sistema de generación hidráulica completo

N° B	Barra	Generador conectado	Tipo Generador	Potencia Neta (MW)	Energía Máxima emb (GWh)
2	Maitencillo	Puclaro	Pasada	5,7	0,0
3	Quillota	Los Molles	Pasada	17,8	0,0
5	Cerro Navia	Rapel	Embalse	375,6	84,6
		Hornitos-Los Quilos-etc	Pasada	193,8	0,0
6	Alto Jahuel	Colbún-Machicura	Embalse	571,6	529,0
		Pasada-Alto Jahuel	Pasada	462,46	0,0
7	Itahue	Cipreses	Embalse	105,8	127,9
		Curruillique-isla-Ojos Agua	Pasada	165,7	0,0
8	Ancoa	Pehuente	Embalse	564,30	417,0
		Loma Alta-San Ignacio	Pasada	95,80	0,0
9	Charrúa	Ralco-Pangue	Embalse	1148,9	332,1
		Antuco-El Toro	Embalse	767,7	7644,3
		Pasada Charrúa	Pasada	540,3	0,0
10	Temuco	Pullinque	Pasada	51,2	0,0
11	Valdivia	Pilmaiquen-Capullo	Pasada	49,8	0,0
12	Puerto Montt	Canutillar	Embalse	171,6	598,6

Tabla E.4: Sistema de generación hidráulica agrupado por tipo

## E.1.2. Sistema de transmisión

Año	NºL	Barra A	Barra B	Línea	Vnom (kV)	Pmax (MW)	Pnom (MW)	R (ohm)	X(ohm)	Vnom'(kV)	R (ohm)	X(ohm)
2011	L1	1	2	Diego de Almagro 220-Maitencillo 220	220	220.0	220.0	18.7	75.5	220	18.68	75.47
2011	L2	2	3	Maitencillo 220-Qillota 220	220	446.0	274.0	27.2	107.4	220	27.18	107.42
2011	L3	3	4	Quillota 220-Polpaico 220	220	5320.0	2965.0	0.2	2.3	220	0.22	2.29
2011	L4	4	5	Polpaico 220-Cerro Navia 220	220	620.0	460.0	1.5	5.7	220	1.52	5.73
2011	L5	4	6	Polpaico 500-Alto Jahuel 500	500	1400.0	1400.0	1.5	19.8	220	0.29	3.82
2011	L6	4	8	Polpaico 500-Ancoa 500	500	1400.0	1400.0	6.5	42.5	220	1.26	8.23
2011	L7	5	6	Cerro Navia 220-Alto Jahuel 220	220	394.6	394.6	1.6	7.6	220	1.65	7.62
2011	L8	6	7	Alto Jahuel 220-Itahue 220	220	800.0	400.0	3.5	29.0	220	3.50	29.00
2011	L9	6	8	Alto Jahuel 500-Ancoa 500	500	1400.0	1400.0	6.5	33.3	220	1.26	6.44
2011	L10	7	8	Itahue 220- Ancoa 220	220	944.0	400.0	1.4	13.4	220	1.38	13.43
2011	L11	8	9	Ancoa 500-Charrúa 500	500	2600.0	1300.0	2.7	40.3	220	0.52	7.81
2011	L12	9	10	Charrúa 220-Temuco 220	220	1224.8	724.8	2.9	16.4	220	2.92	16.44
2011	L13	10	11	Temuco 220-Valdivia 220	220	332.0	332.0	8.6	27.0	220	8.57	27.00
2011	L14	11	12	Valdivia 220- Puerto Montt 220	220	348.0	348.0	12.7	42.0	220	12.71	42.00
2012	L1	1	2	Diego de Almagro 220-Maitencillo 220	220	220.0	220.0	18.7	75.5	220	18.68	75.47
2012	L2	2	3	Maitencillo 220-Qillota 220	220	446.0	274.0	27.2	107.4	220	27.18	107.42
2012	L3	3	4	Quillota 220-Polpaico 220	220	7320.0	3965.0	0.1	1.6	220	0.15	1.64
2012	L4	4	5	Polpaico 220-Cerro Navia 220	220	1240.0	920.0	0.4	1.4	220	0.40	1.35
2012	L5	4	6	Polpaico 500-Alto Jahuel 500	500	2800.0	2800.0	0.8	9.6	220	0.16	1.87
2012	L7	5	6	Cerro Navia 220-Alto Jahuel 220	220	1320.0	920.0	0.4	1.9	220	0.37	1.88
2012	L8	6	7	Alto Jahuel 220-Itahue 220	220	800.0	400.0	3.5	29.0	220	3.50	29.00
2012	L9	6	8	Alto Jahuel 500-Ancoa 500	500	2800.0	1400.0	3.1	16.5	220	0.60	3.19
2012	L10	7	8	Itahue 220- Ancoa 220	220	944.0	400.0	1.4	13.4	220	1.38	13.43
2012	L11	8	9	Ancoa 500-Charrúa 500	500	2600.0	1300.0	2.7	40.3	220	0.52	7.81
2012	L12	9	10	Charrúa 220-Temuco 220	220	1224.8	724.8	2.9	16.4	220	2.92	16.44
2012	L13	10	11	Temuco 220-Valdivia 220	220	332.0	332.0	8.6	27.0	220	8.57	27.00
2012	L14	11	12	Valdivia 220- Puerto Montt 220	220	348.0	348.0	12.7	42.0	220	12.71	42.00
2013	L1	1	2	Diego de Almagro 220-Maitencillo 220	220	220.0	220.0	18.7	75.5	220	18.68	75.47
2013	L2	2	3	Maitencillo 220-Qillota 220	220	446.0	274.0	27.2	107.4	220	27.18	107.42
2013	L3	3	4	Quillota 220-Polpaico 220	220	7320.0	3965.0	0.1	1.6	220	0.15	1.64
2013	L4	4	5	Polpaico 220-Cerro Navia 220	220	1240.0	920.0	0.4	1.4	220	0.40	1.35
2013	L5	4	6	Polpaico 500-Alto Jahuel 500	500	2800.0	2800.0	0.8	9.6	220	0.16	1.87
2013	L7	5	6	Cerro Navia 220-Alto Jahuel 220	220	1320.0	920.0	0.4	1.9	220	0.37	1.88
2013	L8	6	7	Alto Jahuel 220-Itahue 220	220	800.0	400.0	3.5	29.0	220	3.50	29.00
2013	L9	6	8	Alto Jahuel 500-Ancoa 500	500	4200.0	2800.0	2.0	11.0	220	0.39	2.13
2013	L10	7	8	Itahue 220- Ancoa 220	220	944.0	400.0	1.4	13.4	220	1.38	13.43
2013	L11	8	9	Ancoa 500-Charrúa 500	500	2600.0	1500.0	2.7	40.3	220	0.52	7.81
2013	L12	9	10	Charrúa 220-Temuco 220	220	1224.8	724.8	2.9	16.4	220	2.92	16.44
2013	L13	10	11	Temuco 220-Valdivia 220	220	332.0	332.0	8.6	27.0	220	8.57	27.00
2013	L14	11	12	Valdivia 220- Puerto Montt 220	220	348.0	348.0	12.7	42.0	220	12.71	42.00
2014	L1	1	2	Diego de Almagro 220-Maitencillo 220	220	440.0	220.0	9.6	38.8	220	9.60	38.80
2014	L2	2	3	Maitencillo 220-Qillota 220	220	3700.0	2120.0	1.5	3.5	220	1.51	3.50
2014	L3	3	4	Quillota 220-Polpaico 220	220	10120.0	5365.0	0.1	0.7	220	0.10	0.70
2014	L4	4	5	Polpaico 220-Cerro Navia 220	220	2640.0	2320.0	0.1	0.8	220	0.10	0.76
2014	L5	4	6	Polpaico 500-Alto Jahuel 500	500	2800.0	2800.0	0.8	9.6	220	0.16	1.87
2014	L7	5	6	Cerro Navia 220-Alto Jahuel 220	220	3720.0	2720.0	0.1	0.8	220	0.10	0.77
2014	L8	6	7	Alto Jahuel 220-Itahue 220	220	800.0	400.0	3.5	29.0	220	3.50	29.00
2014	L9	6	8	Alto Jahuel 500-Ancoa 500	500	4200.0	2800.0	2.0	11.0	220	0.39	2.13
2014	L10	7	8	Itahue 220- Ancoa 220	220	944.0	400.0	1.4	13.4	220	1.38	13.43
2014	L11	8	9	Ancoa 500-Charrúa 500	500	2600.0	1500.0	2.7	40.3	220	0.52	7.81
2014	L12	9	10	Charrúa 220-Temuco 220	220	1224.8	724.8	2.9	16.4	220	2.92	16.44
2014	L13	10	11	Temuco 220-Valdivia 220	220	332.0	332.0	8.6	27.0	220	8.57	27.00
2014	L14	11	12	Valdivia 220- Puerto Montt 220	220	348.0	348.0	12.7	42.0	220	12.71	42.00
2015	L1	1	2	Diego de Almagro 220-Maitencillo 220	220	440.0	220.0	9.6	38.8	220	9.60	38.80
2015	L2	2	3	Maitencillo 220-Qillota 220	220	3700.0	2120.0	1.5	3.5	220	1.50	3.50
2015	L3	3	4	Quillota 220-Polpaico 220	220	10120.0	5365.0	0.1	0.7	220	0.10	0.70
2015	L4	4	5	Polpaico 220-Cerro Navia 220	220	2640.0	2320.0	0.1	0.8	220	0.10	0.76
2015	L5	4	6	Polpaico 500-Alto Jahuel 500	500	2800.0	2800.0	0.8	9.6	220	0.16	1.87
2015	L7	5	6	Cerro Navia 220-Alto Jahuel 220	220	3720.0	2720.0	0.1	0.8	220	0.10	0.77
2015	L8	6	7	Alto Jahuel 220-Itahue 220	220	800.0	400.0	3.5	29.0	220	3.50	29.00
2015	L9	6	8	Alto Jahuel 500-Ancoa 500	500	4200.0	2800.0	2.0	11.0	220	0.39	2.13
2015	L10	7	8	Itahue 220- Ancoa 220	220	944.0	400.0	1.4	13.4	220	1.38	13.43
2015	L11	8	9	Ancoa 500-Charrúa 500	500	3900.0	2600.0	1.6	10.6	220	0.31	2.05
2015	L12	9	10	Charrúa 220-Temuco 220	220	1224.8	724.8	2.9	16.4	220	2.92	16.44
2015	L13	10	11	Temuco 220-Valdivia 220	220	332.0	332.0	8.6	27.0	220	8.57	27.00
2015	L14	11	12	Valdivia 220- Puerto Montt 220	220	348.0	348.0	12.7	42.0	220	12.71	42.00

Tabla E.5: Sistema de transmisión base utilizado para el año 2011-2015, Plan de expansión CNE

Año	NºL	Barra A	Barra B	Línea	Vnom (kV)	Pmax (MW)	Pnom (MW)	R (ohm)	X(ohm)	Vnom'(kV)	R (ohm)	X(ohm)
2016	L1	1	2	Diego de Almagro 220-Maitencillo 220	220	440.0	220.0	9.6	38.8	220	9.60	38.80
2016	L2	2	3	Maitencillo 220-Qillota 220	220	3700.0	2120.0	1.5	3.5	220	1.50	3.50
2016	L3	3	4	Quillota 220-Polpaico 220	220	10120.0	5365.0	0.1	0.7	220	0.10	0.70
2016	L4	4	5	Polpaico 220-Cerro Navia 220	220	4040.0	2720.0	0.1	0.5	220	0.06	0.53
2016	L7	5	6	Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	500	5520.0	4120.0	0.3	2.9	220	0.06	0.56
2016	L8	6	7	Alto Jahuel 220-Itahue 220	220	800.0	400.0	3.5	29.0	220	3.50	29.00
2016	L9	6	8	Alto Jahuel 500-Ancoa 500	500	4200.0	2800.0	2.0	11.0	220	0.39	2.13
2016	L10	7	8	Itahue 220- Ancoa 220	220	1200.0	800.0	0.9	8.9	220	0.91	8.90
2016	L11	8	9	Ancoa 500-Charrúa 500	500	3900.0	2600.0	1.6	10.6	220	0.31	2.05
2016	L12	9	10	Charrúa 220-Temuco 220	220	1224.8	724.8	2.9	16.4	220	2.92	16.44
2016	L13	10	11	Temuco 220-Valdivia 220	220	664.0	664.0	4.3	13.5	220	4.28	13.53
2016	L14	11	12	Valdivia 220- Puerto Montt 220	220	678.0	678.0	6.8	21.0	220	6.80	21.00
2016	L15	10	12	Temuco 220-Puerto Montt 220	220	332.0	332.0	25.0	74.0	220	25.00	74.00
2017	L1	1	2	Diego de Almagro 220-Maitencillo 220	220	440.0	220.0	9.6	38.8	220	9.60	38.80
2017	L2	2	3	Maitencillo 220-Qillota 220	220	3700.0	2120.0	1.5	3.5	220	1.50	3.50
2017	L3	3	4	Quillota 220-Polpaico 220	220	10120.0	5365.0	0.1	0.7	220	0.10	0.70
2017	L4	4	5	Polpaico 220-Cerro Navia 220	220	4040.0	2720.0	0.1	0.5	220	0.06	0.53
2017	L7	5	6	Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	500	5520.0	4120.0	0.3	2.9	220	0.06	0.56
2017	L8	6	7	Alto Jahuel 220-Itahue 220	220	800.0	400.0	3.5	29.0	220	3.50	29.00
2017	L9	6	8	Alto Jahuel 500-Ancoa 500	500	4200.0	2800.0	2.0	11.0	220	0.39	2.13
2017	L10	7	8	Itahue 220- Ancoa 220	220	1200.0	800.0	0.9	8.9	220	0.91	8.90
2017	L11	8	9	Ancoa 500-Charrúa 500	500	3900.0	2600.0	1.6	10.6	220	0.31	2.05
2017	L12	9	10	Charrúa 220-Temuco 220	220	1224.8	724.8	2.9	16.4	220	2.92	16.44
2017	L13	10	11	Temuco 220-Valdivia 220	220	664.0	664.0	4.3	13.5	220	4.28	13.53
2017	L14	11	12	Valdivia 220- Puerto Montt 220	220	678.0	678.0	6.8	21.0	220	6.80	21.00
2017	L15	10	12	Temuco 220-Puerto Montt 220	220	332.0	332.0	25.0	74.0	220	25.00	74.00
2018	L1	1	2	Diego de Almagro 220-Maitencillo 220	220	440.0	220.0	9.6	38.8	220	9.60	38.80
2018	L2	2	3	Maitencillo 220-Qillota 220	220	3700.0	2120.0	1.5	3.5	220	1.50	3.50
2018	L3	3	4	Quillota 220-Polpaico 220	220	10120.0	5365.0	0.1	0.7	220	0.10	0.70
2018	L4	4	5	Polpaico 220-Cerro Navia 220	220	4040.0	2720.0	0.1	0.5	220	0.06	0.53
2018	L7	5	6	Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	500	5520.0	4120.0	0.3	2.9	220	0.06	0.56
2018	L8	6	7	Alto Jahuel 220-Itahue 220	220	800.0	400.0	3.5	29.0	220	3.50	29.00
2018	L9	6	8	Alto Jahuel 500-Ancoa 500	500	4200.0	2800.0	2.0	11.0	220	0.39	2.13
2018	L10	7	8	Itahue 220- Ancoa 220	220	1200.0	800.0	0.9	8.9	220	0.91	8.90
2018	L11	8	9	Ancoa 500-Charrúa 500	500	3900.0	2600.0	1.6	10.6	220	0.31	2.05
2018	L12	9	10	Charrúa 220-Temuco 220	220	1224.8	724.8	2.9	16.4	220	2.92	16.44
2018	L13	10	11	Temuco 220-Valdivia 220	220	664.0	664.0	4.3	13.5	220	4.28	13.53
2018	L14	11	12	Valdivia 220- Puerto Montt 220	220	678.0	678.0	6.8	21.0	220	6.80	21.00
2018	L15	10	12	Temuco 220-Puerto Montt 220	220	332.0	332.0	25.0	74.0	220	25.00	74.00
2019	L1	1	2	Diego de Almagro 220-Maitencillo 220	220	440.0	220.0	9.6	38.8	220	9.60	38.80
2019	L2	2	3	Maitencillo 220-Qillota 220	220	3700.0	2120.0	1.5	3.5	220	1.50	3.50
2019	L3	3	4	Quillota 220-Polpaico 220	220	10120.0	5365.0	0.1	0.7	220	0.10	0.70
2019	L4	4	5	Polpaico 220-Cerro Navia 220	220	4040.0	2720.0	0.1	0.5	220	0.06	0.53
2019	L7	5	6	Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	500	5520.0	4120.0	0.3	2.9	220	0.06	0.56
2019	L8	6	7	Alto Jahuel 220-Itahue 220	220	800.0	400.0	3.5	29.0	220	3.50	29.00
2019	L9	6	8	Alto Jahuel 500-Ancoa 500	500	4200.0	2800.0	2.0	11.0	220	0.39	2.13
2019	L10	7	8	Itahue 220- Ancoa 220	220	1200.0	800.0	0.9	8.9	220	0.91	8.90
2019	L11	8	9	Ancoa 500-Charrúa 500	500	3900.0	2600.0	1.6	10.6	220	0.31	2.05
2019	L12	9	10	Charrúa 220-Temuco 220	220	1224.8	724.8	2.9	16.4	220	2.92	16.44
2019	L13	10	11	Temuco 220-Valdivia 220	220	664.0	664.0	4.3	13.5	220	4.28	13.53
2019	L14	11	12	Valdivia 220- Puerto Montt 220	220	678.0	678.0	6.8	21.0	220	6.80	21.00
2019	L15	10	12	Temuco 220-Puerto Montt 220	220	332.0	332.0	25.0	74.0	220	25.00	74.00
2020	L1	1	2	Diego de Almagro 220-Maitencillo 220	220	440.0	220.0	9.6	38.8	220	9.60	38.80
2020	L2	2	3	Maitencillo 220-Qillota 220	220	3700.0	2120.0	1.5	3.5	220	1.50	3.50
2020	L3	3	4	Quillota 220-Polpaico 220	220	10120.0	5365.0	0.1	0.7	220	0.10	0.70
2020	L4	4	5	Polpaico 220-Cerro Navia 220	220	4040.0	2720.0	0.1	0.5	220	0.06	0.53
2020	L7	5	6	Cerro Navia 500-Alto Jahuel 500	500	5520.0	4120.0	0.3	2.9	220	0.06	0.56
2020	L8	6	7	Alto Jahuel 220-Itahue 220	220	800.0	400.0	3.5	29.0	220	3.50	29.00
2020	L9	6	8	Alto Jahuel 500-Ancoa 500	500	4200.0	2800.0	2.0	11.0	220	0.39	2.13
2020	L10	7	8	Itahue 220- Ancoa 220	220	1200.0	800.0	0.9	8.9	220	0.91	8.90
2020	L11	8	9	Ancoa 500-Charrúa 500	500	3900.0	2600.0	1.6	10.6	220	0.31	2.05
2020	L12	9	10	Charrúa 220-Temuco 220	220	1224.8	724.8	2.9	16.4	220	2.92	16.44
2020	L13	10	11	Temuco 220-Valdivia 220	220	664.0	664.0	4.3	13.5	220	4.28	13.53
2020	L14	11	12	Valdivia 220- Puerto Montt 220	220	678.0	678.0	6.8	21.0	220	6.80	21.00
2020	L15	10	12	Temuco 220-Puerto Montt 220	220	332.0	332.0	25.0	74.0	220	25.00	74.00

Tabla E.6: Sistema de transmisión base utilizado para el año 2016-2020, Plan de expansión CNE

E.1.3. Demanda

	Periodo	Abr		May		Jun		Jul		Ago		Sep		Oct		Nov		Dic		Ene		Feb		Mar			
		Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle
2010	Diego de Almagro 220	118,5	117,7	113,9	113,1	112,1	113,8	114,1	114,7	113,6	114,2	115,0	115,2	105,9	105,6	111,9	112,6	115,1	115,1	118,9	116,5	118,8	116,1	121,6	119,8	118,5	119,8
2011	Diego de Almagro 220	122,1	121,2	117,5	116,7	115,7	117,4	117,6	118,7	117,2	117,7	118,6	118,8	109,6	109,2	115,6	116,2	118,7	118,7	133,0	130,5	134,0	131,1	135,7	133,8	134,0	135,7
2012	Diego de Almagro 220	136,6	135,7	131,6	130,7	130,2	132,0	131,6	132,3	131,2	131,8	133,0	133,4	123,7	123,3	130,1	130,8	132,7	132,7	136,9	134,4	138,3	135,3	139,7	137,7	140,7	139,7
2013	Diego de Almagro 220	140,7	139,7	135,6	134,6	134,2	136,1	135,6	136,3	135,1	135,7	137,0	137,4	127,0	127,3	134,2	134,9	136,7	136,7	142,5	140,0	143,9	140,8	145,7	143,6	146,5	145,7
2014	Diego de Almagro 220	146,5	145,5	141,1	140,1	139,9	141,8	141,3	142,0	140,9	141,5	142,8	143,2	133,0	132,5	139,8	140,4	142,4	142,4	143,3	140,8	144,8	141,6	146,5	144,4	147,4	146,5
2015	Diego de Almagro 220	147,3	146,3	141,9	141,0	140,7	142,6	142,1	142,9	141,7	142,3	143,6	144,1	133,9	133,4	140,6	141,3	143,3	143,3	146,3	143,7	147,8	144,5	149,6	147,4	150,4	149,3
2016	Diego de Almagro 220	150,4	149,3	144,9	143,9	143,6	145,6	145,1	145,9	144,7	145,3	146,6	147,1	136,7	136,2	143,6	144,3	146,3	146,3	151,5	148,8	153,0	149,6	154,9	152,6	157,2	156,1
2017	Diego de Almagro 220	155,7	154,6	150,0	149,0	148,8	150,8	150,3	151,1	149,8	150,5	151,8	152,3	141,7	141,1	148,7	149,5	151,6	151,6	150,6	156,7	161,2	157,6	163,2	160,9	168,4	167,3
2018	Diego de Almagro 220	164,0	162,9	158,1	157,0	156,7	158,9	158,3	159,2	157,9	158,5	160,0	160,5	149,3	148,7	156,7	157,5	159,7	159,7	168,1	165,1	169,9	166,1	171,9	169,8	178,9	177,8
2019	Diego de Almagro 220	172,8	171,6	166,6	165,4	165,1	167,4	166,8	167,7	166,3	167,0	168,6	169,1	157,3	156,7	165,1	165,9	168,3	168,3	177,0	173,8	178,8	174,8	180,9	178,3	192,0	190,9
2020	Diego de Almagro 220	181,9	180,6	175,3	174,0	173,8	176,2	175,6	176,5	175,0	175,8	177,1	178,0	165,5	164,9	173,8	174,6	177,1	177,1	179,3	176,1	193,1	188,8	179,5	176,9	201,0	200,0
2010	Maitencillo 220	389,1	360,3	386,5	359,0	378,0	374,9	386,0	364,3	392,2	358,8	401,0	369,0	441,0	394,0	444,0	406,7	456,4	414,4	528,1	455,2	549,2	479,1	536,1	462,3	511,0	500,0
2011	Maitencillo 220	457,7	423,3	452,3	419,5	445,4	438,8	453,1	426,3	459,9	420,7	471,6	432,9	518,9	462,0	522,0	477,0	535,5	484,9	547,7	477,5	502,2	563,7	484,7	561,9	550,0	539,0
2012	Maitencillo 220	481,2	444,2	474,7	439,5	468,1	459,9	475,8	446,8	483,0	440,9	495,8	453,9	546,0	485,0	549,3	500,8	563,4	508,9	643,0	553,1	672,6	583,9	657,2	561,9	646,0	635,0
2013	Maitencillo 220	565,5	520,3	556,2	513,1	550,5	536,6	557,0	520,7	565,5	514,5	582,5	530,2	637,8	563,7	641,5	582,0	655,0	588,6	743,0	644,9	777,3	682,2	755,5	654,8	742,0	731,0
2014	Maitencillo 220	661,4	614,8	649,3	604,8	643,1	633,4	649,8	612,6	658,5	606,4	677,9	625,6	734,3	656,6	739,7	678,5	751,6	682,8	833,3	728,8	874,7	772,3	844,2	739,4	824,0	813,0
2015	Maitencillo 220	748,2	700,8	733,4	688,1	726,7	721,8	733,7	696,4	742,5	690,1	763,8	712,5	821,7	741,3	828,3	766,2	838,7	768,3	911,4	801,0	957,7	849,6	920,7	812,1	900,0	889,0
2016	Maitencillo 220	822,2	774,1	805,3	759,2	798,1	797,1	805,6	767,9	814,4	761,6	837,4	786,7	897,1	814,3	904,6	841,7	914,1	842,2	960,9	845,9	1009,2	896,7	970,2	857,7	950,0	939,0
2017	Maitencillo 220	868,1	818,5	850,3	802,8	842,8	843,0	850,7	812,0	859,0	805,5	883,8	832,1	945,3	859,5	953,7	889,9	963,2	889,0	1021,5	901,0	1103,0	955,1	1030,7	913,5	1000,0	989,0
2018	Maitencillo 220	924,4	873,2	905,4	856,3	897,8	899,5	906,1	866,2	915,5	859,6	940,7	887,8	1004,6	915,6	1013,7	946,7	1023,1	946,3	1085,9	959,6	1147,0	1017,3	1095,1	973,0	1060,0	1049,0
2019	Maitencillo 220	984,4	931,4	964,1	913,4	956,3	958,8	965,1	923,9	974,7	917,1	1001,2	947,3	1067,7	975,2	1077,5	1008,3	1086,7	1007,2	1153,9	1021,6	1212,6	1083,1	1162,9	1035,9	1120,0	1109,0
2020	Maitencillo 220	1047,8	993,1	1026,1	973,7	1018,1	1023,6	1027,4	985,0	1037,3	978,1	1065,1	1010,2	1134,3	1038,2	1144,8	1073,5	1153,9	1103,6	1246,4	1118,4	1384,4	1198,5	1264,2	1150,0	1240,0	1229,0
2010	Quillota 110	160,2	130,4	161,4	131,2	151,9	138,2	156,5	136,9	161,2	130,4	159,2	130,7	171,5	140,2	169,6	140,3	177,4	147,1	175,5	136,4	199,5	153,6	194,9	144,3	201,0	190,0
2011	Quillota 110	463,6	385,9	465,4	388,9	444,2	404,1	451,6	405,6	459,2	384,5	446,9	379,5	492,9	415,2	489,7	424,6	508,3	434,9	557,7	465,9	578,0	491,0	599,3	470,1	560,0	549,0
2012	Quillota 110	525,2	440,6	528,3	444,9	507,0	463,2	514,1	464,7	521,9	414,5	507,4	435,1	557,9	474,0	554,4	484,8	573,1	494,1	600,9	498,4	615,2	525,3	638,4	503,7	590,0	579,0
2013	Quillota 110	561,0	472,1	564,7	477,0	542,7	496,6	549,6	498,2	557,4	473,4	541,2	460,0	595,1	507,4	591,5	519,3	611,1	528,5	645,6	537,8	600,2	567,2	685,4	544,4	630,0	619,0
2014	Quillota 110	604,6	510,7	608,5	516,0	585,7	537,1	592,3	538,8	600,4	512,3	582,7	504,2	639,9	547,9	636,2	561,1	656,6	570,0	669,4	551,5	685,4	588,7	710,5	564,2	650,0	639,0
2015	Quillota 110	627,0	529,4	630,5	534,3	606,9	556,4	613,6	557,9	622,2	530,6	604,8	523,2	663,3	567,7	659,4	581,4	680,4	590,5	689,0	572,7	706,3	605,5	731,7	579,7	660,0	649,0
2016	Quillota 110	645,1	543,6	648,0	548,1	623,5	571,0	630,6	572,5	639,9	545,5	624,7	537,7	682,2	583,2	678,6	570,2	700,2	606,6	710,0	595,7	736,0	629,9	761,7	603,4	690,0	679,0
2017	Quillota 110	671,3	565,5	674,6	570,4	649,0	594,2	656,5	595,9	666,1	566,6	648,0	559,2	710,7	606,9	706,5	621,5	728,9	631,2	743,9	617,7	762,8	653,2	790,4	625,9	710,0	700,0
2018	Quillota 110	696,5	586,4	699,9	591,3	673,2	616,1	681,2	617,9	691,3	587,5	675,0	579,9	737,6	629,4	733,2	644,6	756,4	654,5	777,9	646,3	797,5	683,3	826,3	655,0	740,0	730,0
2019	Quillota 110	728,8	613,8	732,4	619,1	704,6	645,1	712,9	646,9	723,3	615,2	703,6	607,0	771,7	658,7	767,0	674,6	791,0	684,9	813,3	676,1	833,6	714,7	863,8	685,5	760,0	750,0
2020	Quillota 110	762,5	642,5	766,4	648,2	737,5	675,3	746,1	677,3	757,1	644,1	736,1	633,3	802,7	689,4	802,3	706,0	827,3	716,9	849,3	706,8	871,0	747,0	896,5	716,9	800,0	790,0
2010	Polpaico 220	797,3	672,1	801,5	678,2	771,4	706,5	780,3	708,6	779,9	674,0	769,7	664,6	843,8	721,0	838,7	738,4	864,6	749,3	850,7	711,5	917,3	793,2	930,3	738,6	820,0	809,0
2011	Polpaico 220	225,8	229,5	222,9	209,4	232,8	217,9	229,3	207,5	223,4	214,7	238,0	214,7	223,3	265,9	244,2	260,4	236,2	310,1	271,0	359,1	324,0	300,8	278,3	250,0	239,0	228,0
2012	Polpaico 220	314,0	297,1	286,8	272,8	300,0	287,1	294,4	270,6	288,3	279,6	307,2	295,9	308,9	289,2	333,5	312,1	327,2	302,5	341,5	296,7	390,4	353,3	328,2	301,1	280,0	269,0
2013	Polpaico 220	342,2	324,7	313,0	298,5	327,4	314,6	321,1	296,1	314,7	305,7	335,2	323,7	336,6	315,9	362,0	340,0	355,4	329,7	397,9	405,4	366,7	340,1	312,0	290,0	279,0	
2014	Polpaico 220	355,2	336,9	324,6	309,4	339,6																					

2011	Ancoa 220	1.6	1.8	1.5	1.7	1.6	1.8	1.6	1.7	1.5	1.5	1.5	1.6	2.8	2.9	3.9	3.8	4.9	5.1	5.6	5.7	6.5	6.3	5.2	4.9
2012	Ancoa 220	1.7	1.9	1.6	1.8	1.6	1.9	1.6	1.8	1.6	1.6	1.6	1.7	2.9	3.0	4.1	3.9	5.0	5.3	5.8	5.9	6.7	6.5	5.3	5.1
2013	Ancoa 220	1.7	2.0	1.6	1.9	1.7	2.0	1.7	1.8	1.7	1.7	1.7	1.6	3.0	3.2	4.2	4.1	5.2	5.5	6.0	6.1	6.9	6.7	5.5	5.2
2014	Ancoa 220	1.8	2.1	1.7	2.0	1.8	2.1	1.8	1.9	1.7	1.7	1.7	1.7	3.1	3.3	4.4	4.2	5.4	5.7	6.2	6.3	7.2	7.0	5.7	5.4
2015	Ancoa 220	1.9	2.1	1.8	2.0	1.8	2.1	1.8	2.0	1.8	1.8	1.8	1.9	3.2	3.4	4.5	4.3	5.5	5.9	6.4	6.4	7.3	7.1	5.8	5.5
2016	Ancoa 220	1.9	2.2	1.8	2.1	1.9	2.2	1.9	2.0	1.9	1.9	1.9	3.3	3.5	4.6	4.4	5.7	6.0	6.5	6.6	7.5	7.3	5.9	5.6	
2017	Ancoa 220	2.0	2.3	1.9	2.1	1.9	2.3	2.0	2.1	1.9	1.9	2.0	3.4	3.5	4.7	4.5	5.8	6.1	6.6	6.7	7.6	7.4	6.1	5.7	
2018	Ancoa 220	2.0	2.3	1.9	2.2	2.0	2.3	2.0	2.1	2.0	2.0	2.0	3.4	3.6	4.8	4.6	5.9	6.2	6.7	6.8	7.8	7.5	6.2	5.9	
2019	Ancoa 220	2.1	2.4	2.0	2.3	2.0	2.4	2.1	2.2	2.0	2.0	2.0	3.5	3.7	4.9	4.7	6.0	6.4	6.9	6.9	7.9	7.7	6.3	6.0	
2020	Ancoa 220	2.1	2.4	2.0	2.3	2.1	2.4	2.1	2.3	2.1	2.1	2.0	3.6	3.8	5.0	4.8	6.1	6.5	7.0	7.1	8.0	7.8	6.4	6.1	
2010	Ancoa 220	2.2	2.5	2.1	2.4	2.1	2.5	2.2	2.3	2.1	2.1	2.1	3.6	3.8	5.1	4.9	6.2	6.6	6.5	6.6	7.2	7.0	6.9	6.5	
2011	Charrúa 220	608.7	527.1	614.8	531.3	642.6	545.9	638.3	539.7	630.1	541.8	632.8	538.5	658.9	557.7	669.5	582.8	684.0	585.9	738.6	618.0	784.1	659.0	787.5	650.7
2012	Charrúa 220	694.0	604.6	698.8	607.8	729.0	622.4	721.7	613.7	710.2	615.7	712.4	610.9	744.4	633.9	753.3	659.0	770.2	662.9	779.2	651.9	826.8	694.7	830.7	686.4
2013	Charrúa 220	732.2	637.8	737.4	641.4	769.4	656.8	761.5	647.5	749.7	649.9	751.8	644.6	785.6	668.9	794.1	694.5	811.8	698.6	813.1	679.3	863.0	724.4	867.5	715.9
2014	Charrúa 220	764.0	664.5	770.1	668.8	803.1	684.9	794.9	675.0	782.9	677.4	784.8	671.5	820.3	697.4	828.5	723.5	847.1	727.9	838.6	698.6	890.5	745.7	895.4	737.1
2015	Charrúa 220	787.8	683.1	794.3	687.8	828.3	704.8	820.1	694.5	808.2	696.4	809.2	689.6	846.8	717.9	854.4	744.0	874.0	748.9	865.8	719.4	920.1	769.0	925.3	760.1
2016	Charrúa 220	813.4	703.5	820.2	708.3	855.0	726.1	846.7	715.4	834.6	716.6	831.7	708.6	874.9	739.8	881.9	766.0	902.7	771.6	900.9	747.4	958.0	799.8	963.7	790.5
2017	Charrúa 220	846.6	731.1	853.7	736.1	889.7	754.7	881.1	743.4	868.6	744.2	863.1	735.3	910.8	769.0	917.6	795.8	939.6	801.9	941.5	780.4	1001.6	835.6	1007.6	825.9
2018	Charrúa 220	884.9	763.4	892.2	768.6	929.6	788.1	920.7	776.3	907.6	776.8	906.8	767.2	952.0	803.1	958.8	830.8	982.0	837.3	990.6	821.3	1054.1	879.5	1060.3	869.2
2019	Charrúa 220	931.2	803.5	938.8	808.9	978.0	829.2	968.5	816.8	954.7	817.3	953.8	807.2	1001.4	845.0	1008.8	874.2	1033.0	881.1	1042.2	864.2	1109.2	925.5	1115.6	914.7
2020	Charrúa 220	979.7	845.6	987.7	851.2	1028.7	872.3	1018.8	850.3	1004.1	859.8	1003.2	849.2	1053.3	888.9	1061.1	919.8	1086.6	926.9	1095.8	908.7	1166.4	973.4	1173.1	962.0
2010	Charrúa 220	1030.3	889.3	1038.6	895.2	1081.5	917.2	1071.1	903.5	1055.5	904.0	1054.6	892.9	1107.3	934.6	1115.6	967.1	1142.3	974.6	1112.5	924.2	1231.6	1027.7	1178.1	965.2
2011	Temuco 220	125.5	92.9	130.6	96.6	131.7	103.3	135.3	99.9	139.5	96.5	134.4	94.6	149.7	107.8	141.9	105.4	143.1	105.8	151.6	106.2	166.0	120.4	169.1	114.6
2012	Temuco 220	140.0	103.5	145.5	107.5	146.5	114.9	150.3	111.0	154.7	107.0	149.2	106.3	119.8	157.4	116.8	158.5	117.1	159.6	116.7	174.7	126.7	177.9	120.6	
2013	Temuco 220	147.3	108.9	153.1	113.1	154.2	120.9	158.2	116.8	162.8	112.5	157.0	110.5	175.0	126.0	165.6	122.9	166.8	123.2	167.9	117.6	183.8	133.3	187.2	126.8
2014	Temuco 220	155.0	114.5	161.0	118.9	162.2	127.2	166.4	122.8	171.4	118.4	165.2	116.3	184.2	132.6	174.3	129.4	175.5	129.7	176.7	123.8	193.5	140.3	197.0	133.5
2015	Temuco 220	163.2	120.5	169.5	125.2	170.8	133.8	175.2	129.3	180.4	124.7	173.9	122.4	194.0	139.7	183.6	136.2	184.8	136.5	186.1	130.3	203.7	147.6	207.4	140.5
2016	Temuco 220	171.7	126.9	178.4	131.8	179.7	140.9	184.4	136.1	189.9	131.2	183.1	128.8	204.2	147.0	193.3	143.5	194.5	143.7	195.8	137.1	214.4	155.4	213.3	147.9
2017	Temuco 220	180.8	133.5	187.8	138.7	189.2	148.3	194.1	143.3	199.9	138.1	192.7	135.6	215.0	154.8	203.5	151.0	204.7	151.2	205.9	144.2	225.4	163.4	229.5	155.5
2018	Temuco 220	190.0	140.4	197.4	145.8	198.9	155.9	204.1	150.6	210.2	145.3	202.6	142.6	226.1	162.8	214.0	158.9	215.2	159.0	216.3	151.5	236.8	171.6	241.0	163.3
2019	Temuco 220	199.6	147.5	207.3	153.1	208.9	163.7	214.4	158.2	220.8	152.6	212.8	149.7	237.5	171.0	224.9	166.9	226.1	167.0	227.2	159.1	248.7	180.3	253.1	171.5
2020	Temuco 220	209.6	154.9	217.7	160.8	219.3	171.9	225.1	166.2	231.9	160.3	223.5	157.2	249.5	179.6	236.2	175.3	237.4	175.4	238.6	167.1	261.2	189.3	265.7	180.0
2010	Temuco 220	220.1	162.6	228.6	168.8	230.3	180.5	236.4	174.5	243.6	168.3	234.7	165.1	262.0	188.6	248.1	184.2	249.3	184.1	236.1	165.3	265.5	192.1	266.0	180.2
2011	Valdivia 220	57.6	44.8	58.4	45.4	58.9	47.8	61.2	47.7	62.5	46.4	59.3	45.2	64.8	50.3	61.7	48.5	61.0	47.9	65.2	49.5	70.5	53.7	68.6	50.4
2012	Valdivia 220	61.7	48.0	62.6	48.7	63.1	51.2	65.7	51.2	67.0	49.7	63.6	48.3	69.5	53.9	66.2	52.0	65.4	51.3	67.2	51.0	72.7	55.4	70.7	51.9
2013	Valdivia 220	63.6	49.4	64.5	50.1	65.0	52.7	67.6	52.7	69.0	51.2	65.5	49.8	71.6	55.5	68.2	53.5	67.4	52.9	68.7	52.1	74.4	56.7	72.3	53.0
2014	Valdivia 220	64.9	50.5	65.8	51.1	66.4	53.8	69.1	53.8	70.5	52.3	66.8	50.8	73.1	56.6	69.6	54.6	68.8	54.0	70.7	53.6	76.7	58.3	74.3	54.5
2015	Valdivia 220	66.7	51.8	67.7	52.5	68.2	55.3	71.0	55.2	72.4	53.7	68.7	52.1	75.1	58.2	71.6	56.1	70.8	55.5	72.7	55.1	78.9	60.0	76.4	56.0
2016	Valdivia 220	68.6	53.2	69.5	53.9	70.0	56.7	72.9	56.7	74.4	55.1	70.5	53.5	77.2	59.7	73.5	57.6	72.8	57.0	74.9	56.8	81.3	61.8	78.7	57.6
2017	Valdivia 220	70.6	54.7	71.5	55.4	72.0	58.3	75.0	58.3	76.5	56.7	72.6	55.0	79.4	61.4	75.6	59.3	74.9	58.7	77.3	58.6	83.9	63.8	81.1	59.4
2018	Valdivia 220	72.7	56.4	73.6	57.1	74.2	60.1	77.2	60.0	78.8	58.3	74.7	56.7	81.8	63.3	77.9	61.1	77.3	60.5	79.8	60.5	86.6	65.9	83.7	61.3
2019	Valdivia 220	75.0	58.2	75.9	58.9	76.5	62.0	79.6	61.9	81.3	60.2	77.1	58.5	84.3	65.3	80.4	63.0	79.8	62.5	82.5	62.5	89.5	68.1	86.4	63.3
2020	Valdivia 220	77.4	60.1	78.3	60.8	78.9	63.9	82.1	63.8	83.8	62.1	79.5	60.4	87.0	67.3	82.9	65.0	82.4	64.6	85.2	64.6	92.4	70.3	89.1	65.4
2010	Valdivia 220	79.9	62.0	80.7	62.7	81.3	65.9	84.6	65.9	84.6	64.0	82.0	62.3	89.7	69.5	85.5	67.1	85.0	66.7	81.0	61.5	91.5	69.8	89.5	65.6
2011	Puerto Montt 220	190.8	147.5	187.7	145.1	191.3	149.4	187.5	144.0	185.9	141.8	179.7	137.1	221.2	166.1	212.3	168.0	221.2	171.9	225.0	175.1	236.5	183.4	238.0	172.5
2012	Puerto Montt 220	201.9	156.1	198.6	153.5	202.2	158.0	198.3	152.3	196.5	149.9	190.1	145.1	234.1	175.7	224.6	177.8	234.0	181.9	243.7	189.6	265.1	198.6	257.6	186.8
2013	Puerto Montt 220	218.7	169.1	214.9	166.2	218.9	170.9	214.6	164.8	212.7	162.2	205.7	156.9	253.4	190.3	243.5	192.7	253.7	197.1	264.8	206.0	278.2	215.7	279.9	202.9
2014	Puerto Montt 220	237.7	183.7	233.5	180.5	237.8	185.5	233.1	178.9	230.9	176.2	223.3	170.4	275.3	206.8	264.9	209.5	276.0	214.3	286.4	222.7	300.7	233.2	302.5	219.3
2015	Puerto Montt 220	257.0	198.7	252.3	195.0	257.0	200.3	251.9	193.3	249.5	190.4	241.2	184.0	297.6	223.6	286.6	226.6	298.8	231.9	309.6	240.6	324.9	251.9	325.9	237.0
2016	Puerto Montt 220	277.8	214.7	272.5	210.6	277																			

E.1.4. Afluentes

	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	
1960 Lago Rapel	1	41.8	52.4	142.6	144.6	125.4	95.8	63.4	64.7	67.5	20.2	14.2	55.3
1961 Lago Rapel	2	29.7	34.5	199.6	184.9	190.5	350.5	170.5	152.0	188.7	104.4	50.8	34.4
1962 Lago Rapel	3	37.1	51.9	139.1	127.5	135.8	69.5	68.3	77.0	69.3	15.5	9.4	12.0
1963 Lago Rapel	4	24.9	45.6	86.1	319.7	381.0	347.1	144.4	191.5	206.2	259.5	99.3	43.8
1964 Lago Rapel	5	45.8	55.9	80.5	115.8	134.1	117.8	37.9	30.5	62.1	22.2	16.9	18.2
1965 Lago Rapel	6	15.5	13.4	146.3	488.4	785.2	185.7	154.3	203.5	209.9	195.1	85.6	53.4
1966 Lago Rapel	7	124.8	107.8	608.8	417.1	204.1	175.5	136.2	159.7	163.8	142.5	88.6	62.0
1967 Lago Rapel	8	67.4	80.7	91.6	158.3	100.0	35.9	83.8	84.7	98.8	46.5	29.0	20.2
1968 Lago Rapel	9	38.4	44.3	33.4	31.9	31.9	19.5	10.1	2.9	5.7	3.4	5.4	4.7
1969 Lago Rapel	10	8.8	73.3	219.1	154.3	192.2	69.6	7.6	55.5	152.1	56.9	14.2	18.3
1970 Lago Rapel	11	18.9	49.5	79.4	221.9	153.1	69.2	37.8	62.8	50.2	3.6	6.2	13.0
1971 Lago Rapel	12	20.1	40.4	174.4	231.1	174.6	96.5	98.7	130.0	107.8	69.7	13.9	26.2
1972 Lago Rapel	13	20.2	285.8	689.5	302.6	586.4	361.8	194.8	175.2	302.6	278.4	171.6	105.9
1973 Lago Rapel	14	71.9	147.5	130.6	319.3	155.9	77.9	82.5	130.3	121.3	72.3	5.4	30.3
1974 Lago Rapel	15	31.1	21.4	347.9	368.8	174.0	79.0	73.1	105.1	139.9	99.3	56.5	30.5
1975 Lago Rapel	16	68.5	95.7	132.0	50.1	213.1	97.8	40.9	80.2	108.2	62.9	17.0	22.6
1976 Lago Rapel	17	29.9	38.6	181.2	91.5	74.2	43.0	175.8	129.8	92.4	33.7	7.7	23.1
1977 Lago Rapel	18	25.4	82.7	149.1	74.4	388.9	178.5	179.4	227.2	225.8	121.1	67.1	57.0
1978 Lago Rapel	19	45.4	64.6	125.2	928.2	202.4	214.1	151.7	200.2	241.7	221.4	97.2	53.4
1979 Lago Rapel	20	51.6	88.4	67.9	165.0	277.0	238.4	106.2	111.6	218.4	151.7	61.5	55.5
1980 Lago Rapel	21	255.0	483.8	447.5	549.3	292.4	119.1	115.3	130.2	213.6	122.9	101.4	80.2
1981 Lago Rapel	22	60.8	292.9	263.6	172.0	158.5	85.9	34.0	82.8	60.4	52.6	35.2	45.5
1982 Lago Rapel	23	45.8	126.7	87.1	656.0	355.2	414.7	233.4	198.9	339.9	320.6	209.5	115.8
1983 Lago Rapel	24	82.0	82.8	165.8	200.2	176.2	141.4	87.1	155.3	159.9	72.6	46.7	42.8
1984 Lago Rapel	25	37.8	108.8	122.5	75.4	275.4	24.4	202.7	195.2	240.6	198.1	88.4	87.4
1985 Lago Rapel	26	71.1	111.8	95.3	177.9	84.9	27.5	68.1	67.6	41.7	37.7	34.7	37.7
1986 Lago Rapel	27	86.8	265.3	652.1	167.0	233.2	122.4	101.1	123.8	212.5	138.3	73.3	63.9
1987 Lago Rapel	28	39.2	71.1	121.4	759.2	518.3	205.2	214.6	235.7	282.2	160.8	91.2	79.8
1988 Lago Rapel	29	56.8	51.5	70.5	98.2	178.6	27.7	25.3	74.5	40.2	25.9	32.7	32.4
1989 Lago Rapel	30	26.0	58.2	38.9	91.7	270.2	142.2	63.1	115.2	68.2	33.4	27.0	25.2
1990 Lago Rapel	31	51.3	54.9	90.5	80.7	73.5	135.8	59.2	32.1	1.7	3.6	9.4	20.5
1991 Lago Rapel	32	67.5	205.9	301.5	349.3	147.5	172.5	81.5	132.9	132.4	84.6	84.1	56.9
1992 Lago Rapel	33	54.2	346.8	638.5	219.9	195.5	199.2	125.8	184.5	168.9	128.8	62.5	52.1
1993 Lago Rapel	34	100.6	297.4	347.9	262.6	143.1	79.0	73.1	105.1	139.9	99.3	56.5	30.5
1994 Lago Rapel	35	56.3	107.0	168.9	332.7	165.2	86.0	80.1	128.8	128.9	50.6	30.6	35.1
1995 Lago Rapel	36	58.6	87.0	182.5	212.8	212.9	159.2	74.6	174.7	178.8	33.1	13.6	31.2
1996 Lago Rapel	37	52.7	40.9	79.5	88.2	128.2	48.6	4.5	1.8	0.0	0.0	1.6	23.1
1997 Lago Rapel	38	40.0	100.6	71.0	232.6	431.2	441.3	292.3	195.8	235.1	208.3	95.5	65.6
1998 Lago Rapel	39	95.4	70.0	78.2	51.8	21.2	17.2	2.9	0.0	3.7	10.3	12.2	14.4
1999 Lago Rapel	40	17.0	33.5	63.0	72.1	110.7	283.2	115.4	118.0	73.0	18.4	26.6	14.0
2000 Lago Rapel	41	32.8	30.1	50.1	460.7	149.8	353.4	184.4	156.1	235.2	144.2	83.9	52.9
2001 Lago Rapel	42	47.8	125.5	139.5	491.4	464.5	233.2	120.0	134.9	228.0	99.0	40.0	54.4
2002 Lago Rapel	43	42.4	160.9	370.0	249.8	681.8	283.9	149.0	201.5	221.1	216.6	97.9	84.2
2003 Lago Rapel	44	51.2	83.6	296.6	198.9	105.5	75.9	64.4	86.5	41.7	42.7	31.4	44.5
2004 Lago Rapel	45	129.6	70.9	118.8	150.9	188.8	161.5	57.6	91.5	50.6	31.7	22.5	39.0
2005 Lago Rapel	46	24.0	144.8	102.0	79.9	41.9	47.3	266.2	277.2	386.2	366.2	239.3	132.1
2006 Lago Rapel	47	61.0	85.0	239.4	303.7	299.4	166.1	173.9	154.3	195.5	126.4	61.1	46.7
2007 Lago Rapel	48	74.7	56.0	62.6	41.4	15.1	13.8	2.3	0.0	2.9	8.2	9.7	11.5
2008 Lago Rapel	49	22.3	144.8	102.0	79.9	41.9	47.3	266.2	277.2	386.2	366.2	239.3	132.1
2009 Lago Rapel	50	34.6	39.9	30.0	28.7	26.1	17.6	1.1	1.8	0.6	3.0	4.9	4.5
1960 Laguna Invernada a Cipreses	1	36.6	33.4	39.5	32.9	33.2	30.9	47.9	84.8	63.8	40.9	32.5	33.7
1961 Laguna Invernada a Cipreses	2	30.8	33.5	31.0	31.0	30.4	34.7	47.0	62.2	55.3	45.0	34.8	29.1
1962 Laguna Invernada a Cipreses	3	34.8	33.8	30.6	31.2	30.3	31.5	43.5	74.4	52.9	34.7	28.4	26.6
1963 Laguna Invernada a Cipreses	4	27.5	28.1	23.1	26.6	26.7	31.0	34.1	70.5	133.3	140.8	80.2	53.4
1964 Laguna Invernada a Cipreses	5	39.8	35.5	31.0	31.0	30.4	34.7	47.0	62.2	55.3	45.0	34.8	29.1
1965 Laguna Invernada a Cipreses	6	37.8	37.6	47.5	42.5	46.1	39.5	51.1	117.3	128.8	128.7	80.4	61.3
1966 Laguna Invernada a Cipreses	7	43.7	43.8	44.7	44.2	37.9	38.1	50.1	101.6	106.0	119.0	82.9	55.6
1967 Laguna Invernada a Cipreses	8	40.3	38.8	36.3	31.1	32.1	32.4	44.5	72.9	57.3	44.5	37.8	25.2
1968 Laguna Invernada a Cipreses	9	31.6	25.9	22.8	23.1	23.1	23.1	23.0	24.0	20.7	18.7	17.6	17.6
1969 Laguna Invernada a Cipreses	10	18.4	20.7	30.4	27.5	29.0	33.1	37.3	75.3	97.7	60.7	46.4	36.3
1970 Laguna Invernada a Cipreses	11	38.0	32.2	37.5	26.9	25.0	27.5	43.1	66.6	58.8	38.9	32.0	28.2
1971 Laguna Invernada a Cipreses	12	28.4	32.8	39.7	32.8	36.3	37.2	64.1	94.4	72.2	31.1	38.4	35.3
1972 Laguna Invernada a Cipreses	13	33.5	50.9	58.3	42.5	57.3	51.6	54.5	87.6	176.4	176.4	158.7	72.8
1973 Laguna Invernada a Cipreses	14	54.4	48.6	43.9	40.4	37.9	33.7	45.3	86.7	87.0	60.7	53.6	46.1
1974 Laguna Invernada a Cipreses	15	39.1	37.8	40.6	38.5	31.7	35.4	55.3	101.1	111.4	89.4	60.8	43.7
1975 Laguna Invernada a Cipreses	16	45.9	43.4	41.6	45.3	36.6	49.4	56.4	94.8	125.1	85.8	54.4	43.9
1976 Laguna Invernada a Cipreses	17	35.9	32.6	35.2	30.1	28.1	31.0	39.1	89.1	75.5	55.8	40.9	36.2
1977 Laguna Invernada a Cipreses	18	32.3	39.2	37.6	41.4	36.6	42.0	66.7	103.6	149.9	112.6	68.5	55.4
1978 Laguna Invernada a Cipreses	19	43.8	43.1	40.1	52.8	41.9	41.6	66.9	101.0	174.9	141.7	80.8	63.3
1979 Laguna Invernada a Cipreses	20	46.4	48.1	37.9	46.0	55.8	50.6	58.8	89.2	128.3	121.8	77.3	60.7
1980 Laguna Invernada a Cipreses	21	66.4	80.7	71.9	66.9	56.9	47.6	58.2	87.0	120.4	80.4	61.3	50.1
1981 Laguna Invernada a Cipreses	22	44.6	65.0	56.2	47.1	43.2	41.3	55.6	92.9	81.4	60.4	48.2	42.7
1982 Laguna Invernada a Cipreses	23	37.4	37.3	41.8	46.4	42.1	53.7	59.9	103.3	196.9	193.4	135.0	90.0
1983 Laguna Invernada a Cipreses	24	64.9	51.2	43.7	40.2	37.5	36.8	58.5	109.2	93.9	62.4	48.4	41.1
1984 Laguna Invernada a Cipreses	25	34.5	34.0	32.1	34.6	31.6	37.0	67.4	98.7	162.2	136.1	87.1	63.5
1985 Laguna Invernada a Cipreses	26	51.7	44.9	41.0	41.0	34.4	33.6	43.0	77.1	67.6	44.0	37.0	33.0
1986 Laguna Invernada a Cipreses	27	35.8	43.6	69.2	51.2	44.6	42.6	72.2	88.8	129.0	98.6	68.9	54.7
1987 Laguna Invernada a Cipreses	28	44.1	39.6	38.5	45.6	39.2	39.1	64.2	132.1	132.0	89.5	61.3	49.1
1988 Laguna Invernada a Cipreses	29	38.9	36.3	34.1	31.6	31.5	31.4	45.4	39.0	67.9	44.9	38.6	30.8
1989 Laguna Invernada a Cipreses	30	28.6	27.0	25.2	24.0	26.2	28.2	46.7	85.5	56.0	38.2	33.5	30.9
1990 Laguna Invernada a Cipreses	31	33.6	30.9	28.0	25.6	27.3	31.2	46.0	62.4	53.7	37.8	32.1	28.1
1991 Laguna Invernada a Cipreses	32	27.9	63.4	57.0	48.7	40.1	43.9	50.9	87.5	93.2	90.2	61.9	48.4
1992 Laguna Invernada a Cipreses	33	40.4	45.3	44.6	38.9	35.5	41.0	60.1	122.4	145.3	166.7	70.9	52.6
1993 Laguna Invernada a Cipreses	34	44.7	55.9	61.3	49.2	42.0	41.1	57.8	95.2	106.1	81.1	55.0	45.1
1994 Laguna Invernada a Cipreses	35	40.4	37.5	42.1	47.9	41.5	42.6	59.5	101.6	108.8	66.6	45.2	44.1
1995 Laguna Invernada a Cipreses	36	40.6	37.8	48.9	42.3	38.2	46.5	57.7	128.4	132.2	76.3	54.3	42.9
1996 Laguna Invernada a Cipreses	37	38.9	35.9	35.7	28.7	31.9	33.2	45.8	49.9	34.7	28.8	26.8	24.6
1997 Laguna Invernada a Cipreses	38	28.0	29.1	38.9	37.5	45.8	58.4	57.4	109.8	161.2	133.8	89.1	62.6
1998 Laguna Invernada a Cipreses	39												

1960	Embalse Charria	1	318.4	341.5	1365.6	1203.6	974.1	1005.1	2261.6	2086.9	1021.5	624.6	379.9	352.5
1961	Embalse Charria	2	313.6	446.8	1224.4	2460.9	1688.3	1872.8	2552.9	2183.9	1178.2	586.1	369.3	271.5
1962	Embalse Charria	3	208.8	225.3	564.3	505.7	1373.3	1094.7	1118.6	827.2	395.8	282.2	264.8	220.4
1963	Embalse Charria	4	226.6	316.6	706.7	1206.7	1555.3	1865.0	2199.8	2451.4	1827.0	889.5	442.7	332.5
1964	Embalse Charria	5	241.6	315.4	569.2	539.3	684.5	1384.2	1705.1	1505.5	1536.2	719.6	542.8	347.1
1965	Embalse Charria	6	748.6	1424.3	3196.8	2123.8	2371.6	1310.7	1916.3	2706.6	2525.1	920.6	519.0	378.1
1966	Embalse Charria	7	462.5	847.7	1194.9	2057.3	1030.8	1250.1	1734.5	2121.0	2418.8	1236.2	709.1	420.5
1967	Embalse Charria	8	313.5	730.5	616.3	674.4	1170.5	1144.3	2293.2	2130.6	1158.3	512.0	420.5	345.7
1968	Embalse Charria	9	284.1	307.6	363.5	482.0	643.0	794.2	803.2	888.1	673.0	483.7	321.3	262.2
1969	Embalse Charria	10	352.9	1054.9	2597.3	1661.3	1899.3	1699.2	1434.4	1914.2	1385.2	623.0	419.7	302.8
1970	Embalse Charria	11	330.5	461.2	1237.7	1087.2	1144.7	1102.7	1571.1	1792.8	1498.6	831.5	629.4	370.6
1971	Embalse Charria	12	301.0	1253.9	882.3	2031.2	1738.7	1248.9	1636.1	1780.0	1225.6	792.8	497.2	416.7
1972	Embalse Charria	13	348.8	2271.2	2949.5	1591.7	2904.1	1813.2	1978.4	2336.6	1499.4	797.9	520.0	356.7
1973	Embalse Charria	14	288.2	865.1	1151.4	1436.6	1052.3	942.0	1597.0	1594.2	848.3	518.9	343.8	277.9
1974	Embalse Charria	15	230.5	476.2	1198.1	985.2	1135.7	1041.2	1686.7	1644.3	921.8	534.3	521.5	323.0
1975	Embalse Charria	16	483.0	1160.8	1684.7	1600.1	918.8	1112.1	1769.3	2451.8	1631.5	720.9	426.4	304.1
1976	Embalse Charria	17	255.6	233.7	1535.3	925.6	809.3	1096.5	1922.6	1632.5	991.6	538.3	368.7	264.4
1977	Embalse Charria	18	320.4	1275.0	1474.3	1881.7	1311.7	1917.6	2505.0	2697.0	1755.5	704.6	464.4	314.0
1978	Embalse Charria	19	250.2	593.8	969.6	3141.5	1321.9	1730.4	2359.7	2168.1	1144.9	554.9	377.2	281.3
1979	Embalse Charria	20	224.8	512.6	432.4	1119.2	2620.5	2103.1	1469.2	1850.2	1754.9	673.8	773.4	642.0
1980	Embalse Charria	21	1233.5	2895.0	2846.9	2050.2	1817.8	1178.5	1265.3	1087.1	791.9	627.5	398.8	317.8
1981	Embalse Charria	22	356.2	3119.9	1959.4	1747.0	1495.3	1236.5	1234.4	995.5	550.5	359.0	316.7	262.3
1982	Embalse Charria	23	225.9	753.2	1811.6	2679.1	1492.4	2458.5	2402.8	2163.5	2035.0	1091.0	580.7	332.1
1983	Embalse Charria	24	329.6	409.9	1357.2	1097.1	1010.8	1026.4	1791.5	1727.4	709.0	376.3	270.4	240.6
1984	Embalse Charria	25	217.7	760.2	819.4	1919.9	871.1	1612.0	2699.8	2682.1	2010.9	926.5	469.4	323.7
1985	Embalse Charria	26	465.6	1392.7	1595.5	1852.6	801.8	937.0	1205.2	1304.8	598.4	339.6	290.2	259.3
1986	Embalse Charria	27	454.7	1756.6	2975.1	1389.3	1613.8	1220.9	1590.8	1505.7	1412.9	530.3	372.4	338.4
1987	Embalse Charria	28	295.7	371.5	1174.2	2042.4	1677.9	1400.0	2205.8	1583.4	755.4	410.4	322.4	308.9
1988	Embalse Charria	29	252.4	336.3	842.8	959.9	482.1	1027.1	1500.8	1764.8	959.6	440.6	286.1	219.3
1989	Embalse Charria	30	175.2	166.3	640.2	858.9	1228.5	1385.6	1684.7	1183.9	929.0	420.5	288.0	264.9
1990	Embalse Charria	31	536.6	858.2	1210.6	843.5	1708.3	2241.4	1348.4	823.0	472.5	286.2	219.2	185.0
1991	Embalse Charria	32	363.1	2110.3	1836.9	1984.4	1016.3	1595.2	1363.2	1252.5	880.5	537.0	319.2	269.2
1992	Embalse Charria	33	360.4	2281.6	2600.0	1321.0	847.9	1404.2	1856.7	2239.8	1469.7	739.0	408.6	307.0
1993	Embalse Charria	34	527.3	1888.5	3111.6	2738.0	2084.8	1887.0	1787.0	1811.4	1705.1	704.9	430.4	313.8
1994	Embalse Charria	35	458.8	633.5	1736.0	2308.5	1123.1	1993.3	2435.9	1863.2	1458.5	571.7	351.6	278.6
1995	Embalse Charria	36	347.8	380.5	2024.3	2035.3	1430.0	2176.8	1869.1	2056.1	1087.8	458.3	325.4	314.4
1996	Embalse Charria	37	442.1	412.5	973.3	603.5	757.2	808.2	765.9	584.6	343.7	249.7	227.1	177.1
1997	Embalse Charria	38	596.1	1095.7	2516.0	1824.8	2541.0	2220.1	1681.7	1732.3	1062.1	551.0	362.6	270.0
1998	Embalse Charria	39	280.3	321.6	374.2	497.6	505.2	564.0	256.2	2697.0	268.6	202.9	170.9	148.2
1999	Embalse Charria	40	135.7	353.5	955.5	705.7	1546.9	2108.1	1969.5	1416.4	652.7	347.8	415.8	265.5
2000	Embalse Charria	41	239.9	304.8	2146.6	2044.0	1689.4	1683.2	2036.3	1798.5	1143.7	679.5	411.1	290.9
2001	Embalse Charria	42	261.1	1484.4	2390.2	3499.1	2002.0	1282.4	1429.1	1021.9	656.0	353.3	317.7	525.9
2002	Embalse Charria	43	458.5	794.6	1087.5	963.6	2221.2	1906.1	3336.1	2500.9	1724.7	783.0	416.7	305.6
2003	Embalse Charria	44	241.5	242.2	2250.1	1786.2	1012.2	1259.7	1403.4	1202.2	826.3	513.0	328.5	256.6
2004	Embalse Charria	45	711.5	468.3	1482.2	1980.8	1015.3	1492.6	1397.0	1576.7	801.7	397.6	269.3	225.8
2005	Embalse Charria	46	178.7	845.7	2063.8	2197.0	2403.1	1484.6	1536.0	1964.0	1339.8	702.5	385.6	290.8
2006	Embalse Charria	47	456.3	572.2	2506.1	3136.0	1649.5	1966.2	1915.6	1555.4	1076.9	635.2	425.7	327.3
3000	Embalse Charria	48	224.3	257.2	299.4	398.1	341.1	451.2	508.9	317.6	214.9	162.3	136.7	117.0
4000	Embalse Charria	49	387.3	1276.6	3077.2	4568.8	2570.6	4181.1	4086.0	3672.9	3449.3	1854.3	994.8	571.9
5000	Embalse Charria	50	255.7	276.8	327.2	433.8	447.9	714.8	722.9	799.3	605.7	435.3	280.2	296.0
1960	Lago Chapo +Boc. Lenca	1	165.3	139.8	149.7	154.7	116.9	90.2	118.3	76.8	64.3	154.6	58.8	56.2
1961	Lago Chapo +Boc. Lenca	2	93.0	121.4	258.4	187.2	141.0	190.5	121.8	61.5	30.7	35.6	10.7	21.6
1962	Lago Chapo +Boc. Lenca	3	44.6	83.5	149.0	95.3	234.7	110.5	49.6	66.6	41.7	79.7	15.6	61.9
1963	Lago Chapo +Boc. Lenca	4	181.5	126.1	208.0	212.0	126.2	120.9	66.6	92.4	73.9	62.2	98.7	70.7
1964	Lago Chapo +Boc. Lenca	5	78.4	187.7	156.4	117.6	180.6	129.6	73.7	48.7	89.6	60.2	126.8	23.8
1965	Lago Chapo +Boc. Lenca	6	95.2	100.8	242.1	186.4	181.7	76.6	140.4	104.3	90.4	36.2	81.9	94.5
1966	Lago Chapo +Boc. Lenca	7	63.4	251.3	248.5	194.2	105.3	80.3	80.0	55.9	165.0	108.1	62.1	67.0
1967	Lago Chapo +Boc. Lenca	8	43.8	222.6	130.4	176.8	176.3	152.1	144.0	113.3	82.8	40.0	96.9	74.7
1968	Lago Chapo +Boc. Lenca	9	52.4	164.6	114.3	195.5	146.5	97.2	119.2	126.3	116.9	35.5	107.8	26.5
1969	Lago Chapo +Boc. Lenca	10	114.4	165.3	178.2	266.8	195.6	168.7	137.0	115.3	56.7	43.1	40.7	38.6
1970	Lago Chapo +Boc. Lenca	11	137.5	156.9	185.5	246.3	164.3	154.6	66.1	55.5	150.9	81.5	116.2	91.5
1971	Lago Chapo +Boc. Lenca	12	76.6	119.1	117.7	285.1	214.3	156.2	74.0	100.7	164.1	59.1	75.1	43.7
1972	Lago Chapo +Boc. Lenca	13	36.9	207.0	207.3	208.2	191.9	117.0	150.0	75.2	43.7	125.9	42.4	39.9
1973	Lago Chapo +Boc. Lenca	14	61.2	161.7	271.1	140.7	168.0	78.7	118.7	53.4	45.7	144.2	59.1	64.9
1974	Lago Chapo +Boc. Lenca	15	41.9	181.3	143.8	153.2	143.6	94.1	47.8	95.0	48.3	24.7	98.3	24.2
1975	Lago Chapo +Boc. Lenca	16	186.2	146.1	196.5	178.5	133.4	138.1	135.8	117.5	142.4	113.5	40.3	50.6
1976	Lago Chapo +Boc. Lenca	17	49.2	128.9	228.5	151.9	80.7	93.5	104.6	57.8	113.7	62.8	29.3	39.2
1977	Lago Chapo +Boc. Lenca	18	118.7	122.6	266.9	249.6	144.1	137.5	508.9	197.1	66.4	74.7	26.2	41.7
1978	Lago Chapo +Boc. Lenca	19	17.1	201.9	155.5	293.1	131.3	165.9	169.1	85.0	25.3	17.7	17.4	27.7
1979	Lago Chapo +Boc. Lenca	20	21.0	153.2	146.1	144.7	306.1	138.2	139.1	123.3	23.2	46.1	112.8	67.6
1980	Lago Chapo +Boc. Lenca	21	120.8	216.7	169.5	130.3	191.3	124.5	36.2	87.6	60.7	91.4	25.7	50.0
1981	Lago Chapo +Boc. Lenca	22	65.0	301.8	210.0	158.4	137.7	145.1	57.7	65.7	57.0	48.2	53.8	37.2
1982	Lago Chapo +Boc. Lenca	23	28.2	222.3	166.0	202.1	201.2	158.3	139.2	76.7	54.6	49.5	32.2	44.8
1983	Lago Chapo +Boc. Lenca	24	95.0	143.2	88.6	157.1	124.2	106.1	126.1	51.8	21.8	53.0	88.0	29.4
1984	Lago Chapo +Boc. Lenca	25	41.5	162.3	124.8	127.3	59.7	112.8	155.3	76.3	82.0	46.0	75.2	80.6
1985	Lago Chapo +Boc. Lenca	26	166.8	242.3	222.8	147.2	123.9	133.7	65.0	92.8	29.1	50.4	71.4	100.5
1986	Lago Chapo +Boc. Lenca	27	156.0	210.9	202.8	142.2	112.0	114.2	80.4	90.8	48.2	14.5	20.7	36.5
1987	Lago Chapo +Boc. Lenca	28	106.6	101.1	164.9	243.7	123.1	115.2	101.7	65.2	71.9	65.0	13.7	34.4
1988	Lago Chapo +Boc. Lenca	29	71.3	75.4	153.5	68.7	143.6	75.3	107.9	92.5	88.7	70.7	28.9	61.5
1989	Lago Chapo +Boc. Lenca	30	109.9	53.6	109.9	132.0	206.5	90.3	62.5	52.6	146.1	43.1	30.8	59.4

**E.1.5. Costos de inversión**

Centrales 11	Central (Tipo)	Costo de Inversión (MUS/MW)	Taza de descuento (%)	Vida útil (años)	Anualidad (MUS/MW)	Factor planta hidrología media (%)	ERNC	Bonos ERNC (US/kW-neto-año)	Anualidad Neta
1	Carbón	2350	0.1	24	240.5	95	0	0	240
2	GNL	750	0.1	24	76.8	95	0	0	77
3	Biomasa1-forest	2800	0.1	24	286.5	95	0	0	287
4	Biomasa2-petroleo	700	0.1	24	71.6	95	0	0	72
5	Petróleo 1-diesel	550	0.1	24	56.3	95	0	0	56
6	Petróleo 2-diesel	530	0.1	24	54.2	95	0	0	54
7	Petróleo 3-Tg	500	0.1	24	51.2	95	0	0	51
8	Eólica	2000	0.1	24	204.7	30	1	53	152
9	Geotermia	3550	0.1	30	344.4	95	0	0	344
10	Pasada	2100	0.1	50	192.7	60	0	0	193
11	Embalse	2000	0.1	50	183.5	100	0	0	184

Bonos	Valor US/kW-neto-año
Bono ERNC	109.5
Bono CO2	65.7
Total Bonos ERNC	175.2

Tabla E.11: Costos de inversión de centrales incorporando los bonos para las centrales eólicas

Central Año Inversión	Carbon		GNL		Biomasa1		Biomasa2		Petróleo 1		Petróleo 2		Petróleo 3		Edifica		Geotérmica		Pasada		Embalse	
	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)
1	1625,5	240,5	518,8	76,8	1036,8	286,5	484,2	71,6	380,4	56,3	366,6	54,2	345,9	51,2	1983,4	204,7	2328,1	344,4	1302,6	192,7	1240,5	183,5
2	1385,0	240,5	442,0	76,8	1650,2	286,5	412,6	71,6	324,2	56,3	312,4	54,2	294,7	51,2	1178,7	204,7	1983,6	344,4	1109,8	192,7	1057,0	183,5
3	1166,4	240,5	372,2	76,8	1389,7	286,5	347,4	71,6	273,0	56,3	263,1	54,2	248,2	51,2	992,7	204,7	1670,5	344,4	934,7	192,7	890,1	183,5
4	967,6	240,5	308,8	76,8	1152,9	286,5	288,2	71,6	226,5	56,3	218,2	54,2	205,9	51,2	823,5	204,7	1385,9	344,4	775,4	192,7	738,5	183,5
5	786,9	240,5	251,2	76,8	937,6	286,5	234,4	71,6	184,2	56,3	177,5	54,2	167,4	51,2	669,7	204,7	1127,1	344,4	630,6	192,7	600,6	183,5
6	622,7	240,5	198,7	76,8	741,9	286,5	185,5	71,6	145,7	56,3	140,4	54,2	132,5	51,2	529,9	204,7	891,8	344,4	490,0	192,7	475,2	183,5
7	473,3	240,5	151,1	76,8	564,0	286,5	141,0	71,6	110,8	56,3	106,8	54,2	100,7	51,2	402,9	204,7	677,9	344,4	379,3	192,7	361,2	183,5
8	337,6	240,5	107,7	76,8	402,2	286,5	100,6	71,6	79,0	56,3	76,1	54,2	71,8	51,2	287,3	204,7	483,5	344,4	270,5	192,7	257,6	183,5
9	214,2	240,5	68,4	76,8	255,2	286,5	63,8	71,6	50,1	56,3	48,3	54,2	45,6	51,2	182,3	204,7	306,8	344,4	171,6	192,7	163,5	183,5
10	102,0	240,5	32,6	76,8	121,5	286,5	30,4	71,6	23,9	56,3	23,0	54,2	21,7	51,2	86,8	204,7	146,1	344,4	81,7	192,7	77,8	183,5

Tabla E.12: Costos de inversión unitario anual forma anualidad, sin y con bonos por ERNC

Central Año Inversión	Carbon		GNL		Biomasa 1		Biomasa 2		Petróleo 1		Petróleo 2		Petróleo 3		Edifica		Geotérmica		Pasada		Embalse		
	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	Inv(t)	Vres(t)	
1	2350,0	581,4	622,9	131,5	1768,6	450,0	692,7	180,3	700,0	173,2	526,8	550,0	136,1	413,9	530,0	131,1	398,9	388,9	131,1	398,9	388,9	131,1	398,9
2	1942,1	622,9	581,4	131,5	1277,7	450,0	791,6	152,4	578,5	197,9	380,6	454,5	155,5	299,0	438,8	140,8	288,2	239,0	140,8	288,2	239,0	140,8	288,2
3	1765,6	705,9	1059,6	563,5	225,3	338,2	2103,7	841,1	478,1	222,7	255,5	375,7	174,9	200,7	362,0	168,6	198,4	239,0	168,6	198,4	239,0	168,6	198,4
4	1459,2	789,0	670,2	465,7	251,8	213,9	1738,6	940,1	798,5	434,6	235,0	199,6	341,5	184,7	156,8	329,1	177,9	151,1	177,9	151,1	177,9	151,1	177,9
5	1326,5	830,5	496,0	423,4	265,1	158,3	1580,5	980,6	591,0	359,2	247,4	147,7	105,0	194,4	116,1	299,2	187,3	111,9	187,3	111,9	187,3	111,9	187,3
6	1205,9	872,1	333,9	384,9	278,3	384,9	1039,0	397,8	359,2	250,8	99,5	282,2	204,1	78,1	272,0	196,7	75,3	75,3	196,7	75,3	75,3	196,7	75,3
7	1096,3	913,6	182,7	318,1	304,8	133,3	1306,2	1088,5	217,7	326,6	272,1	54,4	256,6	213,8	42,8	247,2	206,0	41,2	206,0	41,2	206,0	41,2	206,0
8	966,6	955,1	41,5	1187,5	1138,0	49,5	296,9	284,5	12,4	234,3	223,5	9,7	224,8	215,4	9,4	215,4	9,4	215,4	9,4	215,4	9,4	215,4	9,4

Tabla E.13: Costos de inversión unitario anual forma valor residual

## E.1.6. Costos proyectados de combustibles

Carbón Térmico [7000 kcal/kg]			Crudo WTI		
Año	Precio US\$/Ton	Factor de Modulación	Año	Precio US\$/BBL	Factor de Modulación
2011	90,4	1,1320	2011	80,5	1,021
2012	97,6	1,222	2012	83,1	1,054
2013	101,5	1,271	2013	86,1	1,092
2014	106,8	1,337	2014	88,7	1,125
2015	110,6	1,384	2015	91,3	1,158
2016	116,9	1,464	2016	92,6	1,173
2017	120,4	1,507	2017	95,5	1,21
2018	124,6	1,56	2018	99,1	1,257
2019	129,2	1,618	2019	103,1	1,308
2020	134,4	1,682	2020	107,5	1,363

GNL EN CHILE			
Año	Proyección SIC US\$/MMBtu	Modulación SIC	Proyección SING US\$/MMBtu
2011	11,8	1,065	13,47
2012	12,24	1,105	13,91
2013	7,54	0,681	9,21
2014	8,08	0,729	9,75
2015	8,47	0,764	10,14
2016	8,73	0,788	10,4
2017	8,98	0,81	10,65
2018	9,6	0,866	11,27
2019	10,27	0,926	11,94
2020	10,97	0,99	12,64

Tabla E.14: Costos proyectados de combustibles

### E.1.7. Centrales de entrada al modelo de operación(final 2010), costos variables y restricciones de inversión

	Número	Tipo	G. instalada	C. Variable	Máximo de instalación 2011-2015	Módulo máximo anual	Máximo de instalación 2015-2020	Módulo máximo anual
Diego de Almagro	1	Carbon	0.10	32.17	5000	1000	5000	1000
Diego de Almagro	2	GNL	244.90	158.77	5000	1000	5000	1000
Diego de Almagro	3	Biomasa 1	0.10	13.64	1.00	1.00	1.00	1.00
Diego de Almagro	4	Biomasa 2	0.10	183.52	1.00	1.00	1.00	1.00
Diego de Almagro	5	Petroleo 1	72.00	186.09	5000	1000	5000	1000
Diego de Almagro	6	Petroleo 2	54.60	300.95	5000	1000	5000	1000
Diego de Almagro	7	Petroleo 3 Tg	127.00	214.64	5000	1000	5000	1000
Diego de Almagro	8	Eólica	0.10	7.70	1.00	1.00	1.00	1.00
Diego de Almagro	9	Geotermia	0.10	2.00	1	1	1	1
Diego de Almagro	10	Pasada	0.10	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Maitencillo	1	Carbon	562.00	32.17	5000	1000	5000	1000
Maitencillo	2	GNL	0.10	100.00	5000	1000	5000	1000
Maitencillo	3	Biomasa 1	0.10	13.64	1.00	1.00	1.00	1.00
Maitencillo	4	Biomasa 2	0.10	183.52	1.00	1.00	1.00	1.00
Maitencillo	5	Petroleo 1	33.40	137.50	5000	400	5000	400
Maitencillo	6	Petroleo 2	232.90	211.82	5000	400	5000	400
Maitencillo	7	Petroleo 3 Tg	58.00	195.48	5000	400	5000	400
Maitencillo	8	Eólica	0.10	7.70	600	200	600	200
Maitencillo	9	Geotermia	0.10	2.00	1	1	1	1
Maitencillo	10	Pasada	5.70	0.00	25.7	10	25.7	10
Quillota	1	Carbon	570.00	43.66	5000	1000	5000	1000
Quillota	2	GNL	992.00	94.59	5000	1000	5000	1000
Quillota	3	Biomasa 1	0.10	13.64	1.00	1.00	1.00	1.00
Quillota	4	Biomasa 2	0.10	183.52	1.00	1.00	1.00	1.00
Quillota	5	Petroleo 1	1023.50	148.45	5000	400	5000	400
Quillota	6	Petroleo 2	330.00	184.70	5000	400	5000	400
Quillota	7	Petroleo 3 Tg	52.70	330.20	5000	400	5000	400
Quillota	8	Eólica	162.20	7.70	600	200	600	200
Quillota	9	Geotermia	0.10	2.00	1	1	1	1
Quillota	10	Pasada	17.80	0.00	37.8	10	37.8	10
Polpaico	1	Carbon	0.10	43.66	5000	1000	5000	1000
Polpaico	2	GNL	0.10	94.59	5000	1000	5000	1000
Polpaico	3	Biomasa 1	0.10	13.64	1.00	1.00	1.00	1.00
Polpaico	4	Biomasa 2	0.10	183.52	1.00	1.00	1.00	1.00
Polpaico	5	Petroleo 1	0.10	148.45	2000	200	2000	200
Polpaico	6	Petroleo 2	0.10	184.70	2000	200	2000	200
Polpaico	7	Petroleo 3 Tg	0.10	330.20	2000	200	2000	200
Polpaico	8	Eólica	0.10	7.70	1.00	1.00	1.00	1.00
Polpaico	9	Geotermia	0.10	2.00	1	1	1	1
Polpaico	10	Pasada	0.10	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Cerro Navia	1	Carbon	0.10	43.66	1	1	1	1
Cerro Navia	2	GNL	370.00	100.39	5000	1000	5000	1000
Cerro Navia	3	Biomasa 1	0.10	13.64	1.00	1.00	1.00	1.00
Cerro Navia	4	Biomasa 2	0.10	183.52	1.00	1.00	1.00	1.00
Cerro Navia	5	Petroleo 1	0.10	148.45	2000	400	2000	400
Cerro Navia	6	Petroleo 2	224.00	231.77	2000	400	2000	400
Cerro Navia	7	Petroleo 3 Tg	0.10	330.20	2000	400	2000	400
Cerro Navia	8	Eólica	0.10	7.70	1	1	1	1
Cerro Navia	9	Geotermia	0.10	2.00	1	1	1	1
Cerro Navia	10	Pasada	193.80	0.00	223.8	10	223.8	10
Cerro Navia	11	Embalse	375.60	0.00	376	1	376	1
Alto Jahuel	1	Carbon	0.10	43.66	1	1	1	1
Alto Jahuel	2	GNL	0.10	100.39	5000	1000	5000	1000
Alto Jahuel	3	Biomasa 1	0.10	13.64	1.0	1.0	1.0	1.0
Alto Jahuel	4	Biomasa 2	0.10	183.52	1.0	1.0	1.0	1.0
Alto Jahuel	5	Petroleo 1	256.70	206.40	2000	400	2000	400
Alto Jahuel	6	Petroleo 2	63.80	254.50	2000	400	2000	400
Alto Jahuel	7	Petroleo 3 Tg	0.10	330.20	2000	400	2000	400
Alto Jahuel	8	Eólica	0.10	7.70	1.0	1.0	1	1
Alto Jahuel	9	Geotermia	0.10	2.00	1	1	1	1
Alto Jahuel	10	Pasada	462.46	0.00	482.0	20.0	2482	400
Alto Jahuel	11	Embalse	571.60	0.00	572	1	572	1

Tabla E.15: Centrales de entrada al modelo de operación sin realizar inversión, costos variables y restricciones de inversión, parte 1

	Número	Tipo	G. instalada	C. Variable	Máximo de instalación 2011-2015	Módulo máximo anual	Máximo de instalación 2015-2020	Módulo máximo anual
Itahue	1	Carbon	0.10	43.66	1	1	1	1
Itahue	2	GNL	0.10	100.39	5000	1000	5000	1000
Itahue	3	Biomasa 1	0.10	13.64	20	10	20	10
Itahue	4	Biomasa 2	0.10	183.52	20	10	20	10
Itahue	5	Petroleo 1	0.10	206.40	2000	400	2000	400
Itahue	6	Petroleo 2	58.00	196.00	2000	400	2000	400
Itahue	7	Petroleo 3 Tg	0.10	260.08	2000	400	2000	400
Itahue	8	Eólica	0.10	7.70	1	1	1	1
Itahue	9	Geotermia	0.10	2.00	1	1	1	1
Itahue	10	Pasada	165.70	0.00	205.7	20	205.7	20
Itahue	11	Embalse	105.80	0.00	107	1	107	1
Ancoa	1	Carbon	0.10	37.67	1	1	1	1
Ancoa	2	GNL	0.10	158.77	1	1	1	1
Ancoa	3	Biomasa 1	9.00	8.28	20	10	20	10
Ancoa	4	Biomasa 2	2.00	255.19	20	10	20	10
Ancoa	5	Petroleo 1	0.10	206.40	1	1	1	1
Ancoa	6	Petroleo 2	9.00	233.24	100	20	100	20
Ancoa	7	Petroleo 3 Tg	0.10	260.08	1	1	1	1
Ancoa	8	Eólica	0.10	7.70	1	1	1	1
Ancoa	9	Geotermia	0.10	2.00	1	1	160	40
Ancoa	10	Pasada	95.80	0.00	145.8	20	145.8	20
Ancoa	11	Embalse	564.30	0.00	565	1	565	1
Charrúa	1	Carbon	121.00	37.67	5000	1000	5000	1000
Charrúa	2	GNL	0.10	158.77	5000	1000	5000	1000
Charrúa	3	Biomasa 1	189.00	29.70	229	10	229	10
Charrúa	4	Biomasa 2	0.10	255.19	20	10	20	10
Charrúa	5	Petroleo 1	104.20	144.40	2000	300	2000	300
Charrúa	6	Petroleo 2	432.40	203.37	2000	300	2000	300
Charrúa	7	Petroleo 3 Tg	24.30	260.08	2000	300	2000	300
Charrúa	8	Eólica	0.10	7.70	1	1	1	1
Charrúa	9	Geotermia	0.10	2.00	1	1	100	25
Charrúa	10	Pasada	540.30	0.00	640.3	50	640.3	50
Charrúa	11	Embalse	1916.60	0.00	1917	1	1917	1
Temuco	1	Carbon	0.10	50.00	1	1	1	1
Temuco	2	GNL	0.10	170.00	1	1	1	1
Temuco	3	Biomasa 1	0.10	29.70	20	10	20	10
Temuco	4	Biomasa 2	0.10	255.19	20	10	20	10
Temuco	5	Petroleo 1	0.10	144.40	1000	100	1000	100
Temuco	6	Petroleo 2	0.10	203.37	1000	100	1000	100
Temuco	7	Petroleo 3 Tg	0.10	260.08	1000	100	1000	100
Temuco	8	Eólica	0.10	7.70	1	1	1	1
Temuco	9	Geotermia	0.10	2.00	1	1	1	1
Temuco	10	Pasada	51.20	0.00	51.2	1	51.2	1
Valdivia	1	Carbon	0.10	50.00	1	1	1	1
Valdivia	2	GNL	0.10	170.00	1	1	1	1
Valdivia	3	Biomasa 1	37.00	13.64	67	10	67	10
Valdivia	4	Biomasa 2	24.00	183.52	64	10	64	10
Valdivia	5	Petroleo 1	0.10	144.40	1000	100	1000	100
Valdivia	6	Petroleo 2	101.00	183.63	1000	100	1000	100
Valdivia	7	Petroleo 3 Tg	0.10	260.08	1000	100	1000	100
Valdivia	8	Eólica	0.10	7.70	1	1	1	1
Valdivia	9	Geotermia	0.10	2.00	1	1	1	1
Valdivia	10	Pasada	49.80	0.00	99.8	20	99.8	20
Puerto Montt	1	Carbon	0.10	50.00	1	1	1	1
Puerto Montt	2	GNL	0.10	170.00	1	1	1	1
Puerto Montt	3	Biomasa 1	0.10	13.64	20	10	20	10
Puerto Montt	4	Biomasa 2	0.10	183.52	20	10	20	10
Puerto Montt	5	Petroleo 1	0.10	144.40	1000	100	1000	100
Puerto Montt	6	Petroleo 2	139.00	203.90	1000	100	1000	100
Puerto Montt	7	Petroleo 3 Tg	0.10	260.08	1000	100	1000	100
Puerto Montt	8	Eólica	0.10	7.70	1	1	1	1
Puerto Montt	9	Geotermia	0.10	2.00	1	1	1	1
Puerto Montt	10	Pasada	0.10	0.00	20	10	20	10
Puerto Montt	11	Embalse	171.60	0.00	172	1	172	1

Tabla E.16: Centrales de entrada al modelo de operación sin realizar inversión, costos variables y restricciones de inversión, parte2

## **E.2. Tablas de datos de salida: Modelo de operación**

### **E.2.1. Potencias generadas**

Las tablas de potencias generadas son de un tamaño de 240 celdas horizontales por 127 celdas verticales, dado lo anterior se adjunta como planilla excel en los anexos de CD, sin embargo en las figuras 6.20 y 6.21 del capítulo 6 se grafica la suma total de potencias generadas en cada etapa por tipo de central, con el fin de representar gráficamente la demanda a lo largo del horizonte de planificación de 10 años, para cada uno de los escenarios simulados.

Por otra parte, cuando se presenten los resultados de los flujos de potencia por las líneas, solo se hará referencia a los correspondientes para el caso a, con el fin de evitar incorporar tablas de gran envergadura.

### **E.2.2. Costos marginales**

Dado la envergadura de las tablas de salida de costos marginales, solo se adjuntarán los costos marginales correspondientes al caso A en la tabla E.17. Posteriormente se presentará el resumen de costos marginales promedios anuales por nodo, para cada uno de los casos simulados. En las figuras 6.18 y 6.19 del capítulo 6 se representan en forma gráfica los costos marginales para cada uno de los casos simulados.



CASO A: CMg promedio anual (US/MWh)										
Nodo/Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diego de Almagro	49.7	67.6	55.7	61.0	55.0	86.5	70.4	74.9	76.3	89.6
Maitencillo	49.7	67.6	55.7	61.0	55.0	86.5	70.4	74.9	76.3	89.6
Quillota	100.8	102.2	55.7	61.0	49.9	86.5	70.4	74.3	73.6	81.4
Polpaico	145.2	110.7	64.5	61.0	49.9	86.5	70.4	74.3	73.6	81.4
Cerro Navia	182.4	140.0	77.1	108.0	82.9	100.3	82.7	97.0	112.0	144.4
Alto Jahuel	155.7	119.0	63.2	69.4	34.4	90.3	64.5	66.4	58.8	52.5
Itahue	152.8	116.7	63.6	67.1	38.7	89.3	66.1	68.6	63.4	60.5
Ancoa	151.5	115.6	63.7	66.0	40.7	88.8	66.9	69.6	64.7	64.2
Charrúa	151.5	114.7	59.1	58.8	40.3	88.7	66.6	68.4	63.5	63.6
Temuco	157.6	121.3	61.9	69.2	40.7	128.1	79.7	126.8	218.6	254.6
Valdivia	157.6	121.3	61.9	69.2	40.7	128.1	79.7	126.8	218.6	254.6
Puerto Montt	157.6	121.3	61.9	69.2	40.7	128.1	79.7	126.8	218.6	254.6

CASO B: CMg promedio anual (US/MWh)										
Nodo/Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diego de Almagro	44.7	69.5	59.1	66.8	56.5	100.1	73.3	80.8	82.7	89.8
Maitencillo	44.7	69.5	60.5	66.8	56.5	100.1	73.3	80.8	82.7	89.8
Quillota	116.3	109.9	60.9	66.8	56.5	100.1	73.3	80.8	82.7	89.8
Polpaico	116.3	109.9	60.9	66.8	56.5	100.1	73.3	80.8	82.7	89.8
Cerro Navia	215.4	109.9	61.3	66.8	56.5	100.1	73.3	80.8	82.7	89.8
Alto Jahuel	144.3	109.9	60.5	66.8	56.5	100.1	73.3	80.8	82.7	89.8
Itahue	136.5	91.9	60.5	66.8	56.5	100.1	73.3	80.8	82.7	89.8
Ancoa	133.0	83.6	60.5	66.8	56.5	100.1	73.3	80.8	82.7	89.8
Charrúa	132.4	73.1	56.4	63.9	56.5	100.1	73.3	80.8	82.7	89.8
Temuco	132.4	73.1	56.4	63.9	56.5	100.1	73.3	80.8	82.7	89.8
Valdivia	132.4	73.1	56.4	63.9	56.5	100.1	73.3	80.8	82.7	89.8
Puerto Montt	132.4	73.1	56.4	63.9	56.5	100.1	73.3	80.8	82.7	89.8

CMg promedio anual (US/MWh)										
Nodo/Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diego de Almagro	115.1	114.6	68.1	70.2	65.7	84.7	78.2	80.9	65.4	56.7
Maitencillo	115.1	114.6	68.1	70.2	65.7	84.7	78.2	80.9	65.4	56.7
Quillota	134.5	114.6	71.5	70.2	65.7	84.7	78.2	80.9	65.4	56.7
Polpaico	134.5	114.6	71.5	70.2	65.7	84.7	78.2	80.9	65.4	56.7
Cerro Navia	167.5	114.6	71.5	70.2	65.7	84.7	78.2	80.9	65.4	56.7
Alto Jahuel	143.8	114.6	71.5	70.2	65.7	84.7	78.2	80.9	65.4	56.7
Itahue	141.2	114.6	61.9	55.3	50.8	84.7	77.9	74.7	62.0	55.8
Ancoa	140.0	114.6	57.4	48.4	43.8	84.7	77.7	71.8	60.4	55.4
Charrúa	140.0	114.6	57.4	48.4	43.8	84.7	77.7	71.8	60.4	55.4
Temuco	140.0	114.6	57.4	48.4	43.8	84.7	77.7	71.8	60.4	55.4
Valdivia	140.0	114.6	57.4	48.4	43.8	84.7	77.7	71.8	60.4	55.4
Puerto Montt	140.0	114.6	57.4	48.4	43.8	84.7	77.7	71.8	60.4	55.4

Tabla E.18: Costos Marginales promedio para los casos simulados a, b y c

CASO D: CMg promedio anual (US/MWh)										
Nodo/Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diego de Almagro	36.4	39.3	40.9	43.0	44.5	47.1	48.5	50.2	52.0	54.1
Maitencillo	47.5	67.5	61.6	63.2	59.0	62.7	61.4	77.8	87.7	54.1
Quillota	128.7	110.4	61.6	63.2	57.7	153.5	79.6	82.4	87.7	93.6
Polpaico	128.7	110.4	61.6	63.2	57.7	153.5	79.6	82.4	87.7	93.6
Cerro Navia	169.0	110.4	62.0	63.2	57.7	153.5	79.6	82.4	87.7	93.6
Alto Jahuel	140.1	110.4	61.1	63.2	57.7	153.5	79.6	82.4	87.7	93.6
Itahue	136.9	108.7	61.1	63.2	57.7	153.5	79.6	82.4	87.7	93.6
Ancoa	135.5	107.9	61.1	63.2	57.7	153.5	79.6	82.4	87.7	93.6
Charrúa	135.4	101.8	58.4	57.8	57.7	153.5	79.6	82.4	87.7	93.6
Temuco	135.4	101.8	58.4	57.8	57.7	153.5	79.6	82.4	87.7	93.6
Valdivia	135.4	101.8	58.4	57.8	57.7	153.5	79.6	82.4	87.7	93.6
Puerto Montt	135.4	101.8	58.4	57.8	57.7	153.5	79.6	82.4	87.7	93.6
CASO E: CMg promedio anual (US/MWh)										
Nodo/Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diego de Almagro	37.4	47.4	40.5	58.8	52.8	95.6	70.1	80.5	85.5	90.6
Maitencillo	39.9	52.3	45.9	63.6	56.0	103.9	75.4	87.7	92.7	96.6
Quillota	104.5	109.8	61.7	64.5	56.0	104.5	75.6	87.6	92.2	95.7
Polpaico	105.4	110.4	61.8	64.5	56.0	104.9	75.8	87.7	92.3	95.8
Cerro Navia	125.3	111.4	62.2	64.6	56.0	105.1	75.8	87.7	92.2	95.7
Alto Jahuel	111.3	110.5	61.5	64.4	55.8	105.0	75.5	87.3	91.7	95.2
Itahue	108.9	102.8	60.5	63.4	54.8	104.1	74.4	86.0	90.4	93.8
Ancoa	107.1	98.6	59.9	62.7	54.3	103.1	73.7	85.1	89.4	92.8
Charrúa	105.6	93.2	53.8	54.9	53.5	101.8	72.5	83.7	87.9	91.4
Temuco	107.6	94.7	54.3	55.8	54.1	104.4	74.3	86.0	90.7	94.7
Valdivia	109.9	96.2	54.3	56.4	54.5	105.4	74.9	86.8	91.9	96.4
Puerto Montt	114.3	100.1	56.2	59.4	57.9	108.1	77.1	89.6	95.2	100.5
CASO F: CMg promedio anual (US/MWh)										
Nodo/Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diego de Almagro	127.2	110.0	70.1	69.7	65.2	80.3	66.8	74.4	78.9	86.3
Maitencillo	125.1	107.2	68.6	68.6	64.1	80.2	66.5	73.9	78.1	85.1
Quillota	133.6	108.5	62.6	67.9	63.1	83.8	69.3	76.9	81.2	88.1
Polpaico	134.9	109.1	62.8	67.9	63.0	84.3	69.5	77.1	81.3	88.3
Cerro Navia	166.1	110.1	63.5	68.0	63.0	84.5	69.5	77.2	81.3	88.4
Alto Jahuel	144.3	109.2	62.1	67.7	62.7	84.5	69.2	76.9	81.0	88.0
Itahue	141.1	104.7	61.3	66.6	61.5	84.2	68.1	76.0	80.0	86.9
Ancoa	138.7	101.9	60.6	65.9	60.9	83.5	67.5	75.3	79.2	86.1
Charrúa	137.3	98.7	56.3	58.9	59.9	82.8	66.4	74.3	78.1	85.0
Temuco	139.9	100.3	56.9	59.9	60.5	85.1	68.0	76.2	80.7	88.2
Valdivia	142.7	102.0	56.9	60.9	60.2	86.1	68.6	76.8	81.9	89.7
Puerto Montt	148.5	106.4	59.0	64.6	62.9	88.7	70.6	79.1	85.2	93.7

Tabla E.19: Costos Marginales promedio para los casos simulados d,e y f







### E.3. Tablas de datos de salida: Modelo de inversión

#### E.3.1. Centrales a instalar

	Tipo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diego de Almagro	Carbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diego de Almagro	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diego de Almagro	Biomasa 1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diego de Almagro	Biomasa 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diego de Almagro	Petroleo 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diego de Almagro	Petroleo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diego de Almagro	Petroleo 3 Tg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diego de Almagro	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diego de Almagro	Geotermia	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diego de Almagro	Pasada	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo	Carbon	364	0	0	0	0	100	0	0	0	0
Maitencillo	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo	Biomasa 1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo	Biomasa 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo	Petroleo 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo	Petroleo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo	Petroleo 3 Tg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo	Geotermia	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	Carbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	Biomasa 1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	Biomasa 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	Petroleo 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	Petroleo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	Petroleo 3 Tg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	Geotermia	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico	Carbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico	Biomasa 1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico	Biomasa 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico	Petroleo 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico	Petroleo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico	Petroleo 3 Tg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico	Geotermia	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polpaico	Pasada	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	Carbon	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	GNL	343	0	0	0	0	558	0	0	0	0
Cerro Navia	Biomasa 1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	Biomasa 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	Petroleo 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	Petroleo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	Petroleo 3 Tg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	Eólica	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	Geotermia	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	Pasada	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	Embalse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	Carbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	Biomasa 1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	Biomasa 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	Petroleo 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	Petroleo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	Petroleo 3 Tg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	Geotermia	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	Pasada	20	0	0	0	400	400	400	400	400	0
Alto Jahuel	Embalse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla E.22: Resultados de centrales a instalar en MW, CASO A-parte 1

	Tipo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Itahue	Carbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	Biomasa 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	Petroleo 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	Petroleo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	Petroleo 3 Tg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	Geotermia	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	Pasada	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	Embalse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Carbon	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Biomasa 1	10	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Biomasa 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Petroleo 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Petroleo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Petroleo 3 Tg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Geotermia	1	0	0	0	40	40	40	39	0	0
Ancoa	Pasada	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Embalse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Carbon	190	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Biomasa 1	10	10	0	0	10	10	0	0	0	0
Charrúa	Biomasa 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Petroleo 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Petroleo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Petroleo 3 Tg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Geotermia	1	0	0	0	25	25	25	24	0	0
Charrúa	Pasada	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Embalse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Temuco	Carbon	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Temuco	GNL	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Temuco	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Temuco	Biomasa 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Temuco	Petroleo 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Temuco	Petroleo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Temuco	Petroleo 3 Tg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Temuco	Eólica	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Temuco	Geotermia	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Temuco	Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	Carbon	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	GNL	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Valdivia	Biomasa 1	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	Biomasa 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	Petroleo 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	Petroleo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	Petroleo 3 Tg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	Eólica	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Valdivia	Geotermia	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	Pasada	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Carbon	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	GNL	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Puerto Montt	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Biomasa 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Petroleo 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Petroleo 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Petroleo 3 Tg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Eólica	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Puerto Montt	Geotermia	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Embalse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla E.23: Resultados de centrales a instalar en MW, CASO A-parte 2

A continuación se presentan en forma resumida las tablas de salida de la generación instalada resultado de la optimización de la inversión, para los casos b, c, d, e y f.

Nodo	Tipo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diego de Almagro	Carbon	326	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo	Carbon	45	0	0	0	0	476	0	0	379	0
Maitencillo	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	GNL	278	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	Pasada	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	Pasada	20	0	0	0	400	400	400	400	400	0
Itahue	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	Pasada	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Biomasa 1	10	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Geotermin	1	0	0	0	40	40	40	39	0	0
Ancoa	Pasada	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Carbon	327	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Biomasa 1	10	10	0	0	10	10	0	0	0	0
Charrúa	Geotermin	1	0	0	0	25	25	25	24	0	0
Charrúa	Pasada	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0
Temuco	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	Biomasa 1	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	Pasada	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0

Nodo	Tipo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Maitencillo	Carbon	295	0	0	0	0	739	0	0	1000	796
Maitencillo	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	GNL	378	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	Pasada	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	Pasada	20	0	0	0	400	400	400	400	400	0
Itahue	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	Pasada	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Biomasa 1	10	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Geotermin	1	0	0	0	40	40	40	39	0	0
Ancoa	Pasada	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Carbon	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Biomasa 1	10	10	0	0	0	10	10	0	0	0
Charrúa	Geotermin	1	0	0	0	25	25	25	24	0	0
Charrúa	Pasada	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0
Temuco	Biomasa 1	10	0	0	0	0	10	0	0	0	0
Valdivia	Biomasa 1	10	10	0	0	0	10	0	0	0	0
Valdivia	Pasada	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla E.24: Resultados de centrales a instalar en MW, CASOS B y C

Nodo	Tipo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diego de Almagro	Carbon	412	0	0	0	0	21	0	0	0	0
Maitencillo	Carbon	0	0	0	0	0	393	0	0	0	545
Maitencillo	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200
Quillota	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	GNL	367	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	Pasada	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	Pasada	20	0	0	0	400	400	400	400	400	0
Itahue	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	Pasada	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Biomasa 1	10	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Geotermia	1	0	0	0	40	40	40	39	0	0
Ancoa	Pasada	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Carbon	228	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Biomasa 1	10	10	0	0	10	10	0	0	0	0
Charrúa	Geotermia	1	0	0	0	25	25	25	24	0	0
Charrúa	Pasada	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0
Temuco	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	Biomasa 1	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	Pasada	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Nodo	Tipo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diego de Almagro	Carbon	353	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maitencillo	Carbon	149	0	0	0	0	43	0	0	0	0
Maitencillo	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Quillota	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	GNL	355	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Navia	Pasada	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel	Pasada	20	0	0	0	400	400	400	400	400	0
Itahue	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Itahue	Pasada	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Biomasa 1	10	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Ancoa	Geotermia	1	0	0	0	40	40	40	39	0	0
Ancoa	Pasada	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Carbon	483	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charrúa	Biomasa 1	10	10	0	0	10	10	0	0	0	0
Charrúa	Geotermia	1	0	0	0	25	25	25	24	0	0
Charrúa	Pasada	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0
Temuco	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	Biomasa 1	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0
Valdivia	Pasada	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Biomasa 1	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Puerto Montt	Pasada	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0
Nodo	Tipo	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diego de Almagro	Carbon	102.0	0.0	0.0	0.0	0.0	44.3	0.0	0.0	0.0	0.0
Maitencillo	Carbon	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1000.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Maitencillo	Eólica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	200.0	0.0	200.0	199.9	0.0
Maitencillo	Pasada	10.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Quillota	Eólica	200.0	200.0	0.0	0.0	0.0	37.8	0.0	0.0	0.0	0.0
Quillota	Pasada	10.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cerro Navia	GNL	384.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cerro Navia	Pasada	10.0	10.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alto Jahuel	Pasada	19.5	0.0	0.0	0.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	0.0
Itahue	Biomasa 1	10.0	9.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Itahue	Pasada	20.0	20.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ancoa	Biomasa 1	10.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ancoa	Geotermia	0.9	0.0	0.0	0.0	40.0	40.0	40.0	39.0	0.0	0.0
Ancoa	Pasada	20.0	20.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charrúa	Carbon	288.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charrúa	Biomasa 1	10.0	10.0	0.0	0.0	10.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Charrúa	Geotermia	0.9	0.0	0.0	0.0	25.0	25.0	25.0	24.0	0.0	0.0
Charrúa	Pasada	50.0	50.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Temuco	Biomasa 1	10.0	9.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Valdivia	Biomasa 1	10.0	10.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Valdivia	Pasada	20.0	20.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Puerto Montt	Biomasa 1	10.0	9.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Puerto Montt	Pasada	10.0	9.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla E.25: Resultados de centrales a instalar en MW, CASOS D-E y F



## Anexo F

# Datos sistema de 3 barras

### F.1. Diagrama unilineal

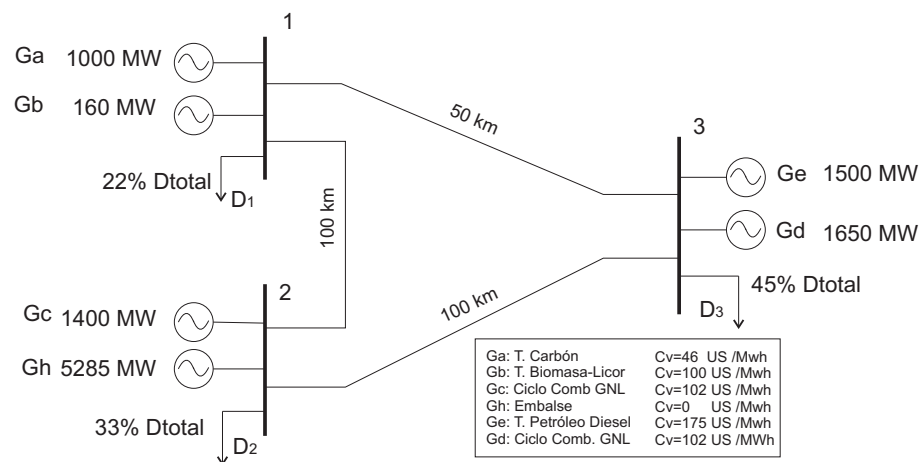


Figura F.1: Sistema de 3 barras a simular

## F.2. Tabla de datos: Sistema de 3 barras

Datos generación instalada al año 0 en (MW)						Potencia máxima a instalar	
Nodo	Tecnología	Potencia instalada (MW)	Factor de planta	Cinversion (MUS/MW)	Vida útil (años)	Annual (MW)	Total (MW)
Nodo 1	Carbón	1000	0,8	2350	24	1500	30000
	Biomasa-Licor Negro	160	0,8	900	24	1500	30000
	GNL	0	0,75	700	24	1500	30000
	Petróleo	0	0,8	500	24	1500	30000
	Hidráulica Embalse	0	0,9	2000	50	1500	30000
Nodo 2	Carbón	0	0,8	2350	24	1500	30000
	Biomasa-Licor Negro	0	0,8	900	24	1500	30000
	GNL	1400	0,75	700	24	1500	30000
	Petróleo	0	0,8	500	24	1500	30000
	Hidráulica Embalse	5285	0,9	2000	50	1500	30000
Nodo 3	Carbón	0	0,8	2350	24	1500	30000
	Biomasa-Licor Negro	0	0,8	900	24	1500	30000
	GNL	1500	0,75	700	24	1500	30000
	Petróleo	1650	0,8	500	24	1500	30000
	Hidráulica Embalse	0	0,9	2000	50	1500	30000

Costos totales de inversión según año de inversión (MUS/MW)						
Nodo	Tecnología/año	Anualidad inversión	Año1	Año 2	Año 3	
Nodo 1	Carbón	97,91	293,80	195,83	97,91	
	Biomasa-Licor Negro	37,5	112,50	75,00	37,5	
	GNL	29,1667	87,50	58,33	29,1667	
	Petróleo	20,833	62,50	41,67	20,833	
	Hidráulica Embalse	40	120,00	80,00	40	
Nodo 2	Carbón	97,91	293,80	195,83	97,91	
	Biomasa-Licor Negro	37,5	112,50	75,00	37,5	
	GNL	29,1667	87,50	58,33	29,1667	
	Petróleo	20,833	62,50	41,67	20,833	
	Hidráulica Embalse	40	120,00	80,00	40	
Nodo 3	Carbón	97,91	293,80	195,83	97,91	
	Biomasa-Licor Negro	37,5	112,50	75,00	37,5	
	GNL	29,1667	87,50	58,33	29,1667	
	Petróleo	20,833	62,50	41,67	20,833	
	Hidráulica Embalse	40	120,00	80,00	40	

Tabla F.1: Datos de generación para el sistema de 3 barras

Costos variables de generación y factores de planta					Duración de etapas (6 etapas anuales)	
Generador/ año	Unidad	1	2	3	Etapa t	Duración (horas)
Carbón	US/MWh	46	50	52	1	1460
Biomasa-Licor Negro	US/MWh	100	100	90	2	1460
GNL	US/MWh	102	110	120	3	1460
Petróleo	US/MWh	175	190	200	4	1460
Hidráulica Embalse	US/MWh	0	0	0	5	1460
Falla	US/MWh	500	500	500	6	1460

Tabla F.2: Datos de costos de generación y duración de la demanda para el sistema de 3 barras

Demanda (MW)					Hidrología histórica 1(MW)	
Etapa t	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Total	Etapa t	Afluente Embalse 2
1	653	980	1336	2969	1	3171
2	960	1440	1964	4364	2	3171
3	1420	2130	2904	6454	3	3700
4	1266	1900	2591	5757	4	3700
5	1113	1670	2277	5060	5	3171
6	806	1210	1650	3666	6	3700
7	805	1208	1647	3660	7	2220
8	1079	1620	2207	4906	8	2220
9	1490	2236	3049	6775	9	2775
10	1353	2029	2767	6149	10	2497
11	1216	1825	2488	5529	11	2220
12	942	1413	1927	4282	12	2220
13	845	1268	1729	3842	13	4704
14	1133	1700	2318	5151	14	4704
15	1565	2348	3201	7114	15	5880
16	1421	2132	2907	6460	16	5880
17	1277	1916	2612	5805	17	4704
18	988	1482	2020	4490	18	4704

Energía embalse Nodo 2 (GWh)	
Inicial	4380
Final	4380
Mínima	5000
Máxima	2500

Tabla F.3: Datos de demanda y afluentes para el sistema de 3 barras

Sistema de transmisión									
Año	Línea	Nodo A	Nodo B	N° circuitos	Distancia (km)	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	Tensión (kV)	Flujo Máximo (MW)
1	1	1	2	2	50	1,25	10	220	2420
1	2	1	3	2	100	2,5	20	220	1210
1	3	2	3	2	100	2,5	20	220	1210
2	1	1	2	2	50	1,25	10	220	2420
2	2	1	3	2	100	2,5	20	220	1210
2	3	2	3	2	100	2,5	20	220	1210
3	1	1	2	2	50	1,25	10	220	2420
3	2	1	3	2	100	2,5	20	220	1210
3	3	2	3	2	100	2,5	20	220	1210
Reactancias		r (ohm/km)=0,05				x (ohm/km)=0,04			

Tabla F.4: Datos del sistema de transmisión para el sistema de 3 barras



## Anexo G

# Resultados validación modelos de optimización

### G.1. Resultados validación modelo de operación-Sistema de 12 barras

Modelo	Paquete de optimización	Etapas	Z (MMUS)	$Z_{Lower}$ (MMUS)	$Z_{Upper}$ (MMUS)	Optimizaciones	optimizaciones por segundo	tiempo total (s)
Benders	Linprog	48	-	2837.65	2837.62	1440	0.023	32.59
Benders	Cplex	48	-	2843.12	2826.91	1440	0.025	35.66
Completo	Linprog	48	2850.35	-	-	1	0.918	0.92
Completo	Cplex	48	2850.35	-	-	1	0.536	0.54
Benders	Linprog	96	-	4139.93	4103.42	2880	0.026	75.26
Benders	Cplex	96	-	4148.16	4086.14	2880	0.025	72.36
Completo	Linprog	96	4127.19	-	-	1	1.656	1.66
Completo	Cplex	96	4127.19	-	-	1	1.072	1.07
Benders	Linprog	144	-	6884.34	6856.97	4320	0.025	107.51
Benders	Cplex	144	-	6923.37	6798.96	4320	0.024	102.08
Completo	Linprog	144	6901.2928	-	-	1	2.421	2.42
Completo	Cplex	144	6901.2926	-	-	1	2.024	2.02
Benders	Linprog	192	-	10075.98	9876.73	5760	0.025	143.34
Benders	Cplex	192	-	10182.50	9836.87	5760	0.025	144.71
Completo	Linprog	192	10032.27	-	-	1	3.100	3.10
Completo	Cplex	192	10032.27	-	-	1	3.341	3.34
Benders	Linprog	240	-	13879.6	13431.9	7200	0.020	143.34
Benders	Cplex	240	-	13982.3	13233.54	7200	0.023	164.9
Completo	Linprog	240	13751.00	-	-	1	7.500	7.5
Completo	Cplex	240	13754.00	-	-	1	6.600	6.6
Benders	Linprog	480	-	19791.33	18956.37	14400	0.026	370.81
Benders	Cplex	480	-	20150.74	18906.59	14400	0.026	369.81
Completo	Linprog	480	19597.42	-	-	1	35.300	35.3
Completo	Cplex	480	19597.42	-	-	1	32.970	32.97
Benders	Linprog	960	-	22625.22	21935.53	28800	0.024	700.6
Benders	Cplex	960	-	22918.22	21615.53	28800	0.024	696.73
Completo	Linprog	960	22545.30	-	-	1	150.400	150.4
Completo	Cplex	960	22545.30	-	-	1	134.200	134.2

Tabla G.1: Resultados comparativos entre el modelo descompuesto y un modelo completo, utilizando paquetes de optimización LINPROG de MATLAB y CPLEX 12.2, para SIC simplificado de 12 barras-N etapas

Convergencia operación-12 barras (CPLEX)				Convergencia operación- 12 barras (linprog)				Convergencia operación-12 barras (CPLEX)			
T=240	Z <sub>upper</sub>	Z <sub>lower</sub>	tiempo	T=192	Z <sub>upper</sub>	Z <sub>lower</sub>	tiempo	T=192	Z <sub>upper</sub>	Z <sub>lower</sub>	tiempo
k	(MMUS)	(MMUS)	(segundos)	k	(MMUS)	(MMUS)	(segundos)	k	(MMUS)	(MMUS)	(segundos)
1	16305.5	16.66	9.46	1	12005.17	16.66	8.71	1	12116.47	16.66	8.11
2	15023.3	2093.45	20.14	2	10869.91	2119.89	20.52	2	10793.35	2092.35	17.73
3	15479.5	7975.72	30.83	3	10958.49	8415.35	30.67	3	11103.27	8086.82	27.46
4	14725.0	8846.39	41.47	4	10437.52	9367.43	40.11	4	10475.57	8957.45	36.97
5	14785.0	11618.29	54.62	5	10191.66	9582.27	49.59	5	10331.87	9343.35	46.55
6	14426.9	11618.95	66.67	6	10132.76	9584.14	58.94	6	10202.66	9346.10	55.96
7	14547.2	11619.36	77.34	7	10118.27	9595.66	68.36	7	10339.91	9461.00	65.11
8	14340.6	12336.37	87.94	8	10125.13	9693.92	77.97	8	10246.33	9470.53	74.86
9	14001.9	12336.38	98.58	9	10163.53	9695.26	87.31	9	10207.98	9479.31	85.00
10	14101.2	13115.09	109.25	10	10231.48	9837.94	96.58	10	10215.20	9485.13	94.99
11	14032.4	13119.04	119.97	11	10110.52	9847.34	105.82	11	10233.35	9581.98	104.81
12	14067.5	13179.87	130.61	12	10157.48	9856.63	115.11	12	10157.00	9582.62	114.89
13	13988.1	13183.91	141.28	13	10132.84	9859.10	124.37	13	10171.69	9788.81	124.84
14	13973.1	13199.90	153.10	14	10082.59	9859.26	133.83	14	10122.28	9794.96	134.70
15	13982.3	13233.54	164.90	15	10075.98	9876.73	143.34	15	10182.50	9836.87	144.71
Convergencia operación-12 barras (linprog)				Convergencia operación-12 barras (linprog)				Convergencia operación-12 barras (CPLEX)			
T=240	Z <sub>upper</sub>	Z <sub>lower</sub>	tiempo	T=144	Z <sub>upper</sub>	Z <sub>lower</sub>	tiempo	T=144	Z <sub>upper</sub>	Z <sub>lower</sub>	tiempo
k	(MMUS)	(MMUS)	(segundos)	k	(MMUS)	(MMUS)	(segundos)	k	(MMUS)	(MMUS)	(segundos)
1	16159.5	16.7	10.70	1	8440.32	16.66	6.59	1	8537.30	16.66	6.05
2	15034.9	2120.2	24.31	2	7477.75	2084.46	15.23	2	7509.92	2095.89	13.04
3	15951.5	7677.1	36.32	3	7528.55	5801.09	22.37	3	7744.61	5147.79	19.90
4	14815.0	8551.0	48.28	4	7084.89	6377.62	29.64	4	7253.76	6018.42	26.78
5	14746.2	11782.7	60.28	5	7059.98	6576.86	36.79	5	7173.58	6415.64	33.60
6	15009.5	11906.4	72.13	6	6941.69	6578.70	43.91	6	7128.46	6418.39	40.39
7	14305.2	11921.8	83.85	7	6993.82	6653.03	50.89	7	7086.04	6639.61	47.22
8	14242.2	12977.3	95.78	8	6997.65	6695.70	57.98	8	6945.25	6646.03	54.09
9	13983.5	12982.0	108.07	9	6957.50	6702.98	65.17	9	7016.80	6651.46	60.93
10	14051.7	13379.4	120.40	10	6932.07	6741.86	72.13	10	6982.90	6687.30	67.75
11	13870.8	13398.6	132.39	11	6971.23	6840.19	79.12	11	6984.00	6739.34	74.62
12	13971.3	13400.6	144.40	12	6900.02	6844.49	86.17	12	6949.44	6753.36	81.67
13	13819.9	13415.9	156.66	13	6908.15	6849.91	93.20	13	6943.56	6773.74	88.48
14	13946.1	13423.2	168.95	14	6905.02	6850.48	100.27	14	6950.67	6785.86	95.28
15	13879.6	13431.9	181.30	15	6884.34	6856.97	107.51	15	6923.37	6798.96	102.08
16	13818.9	13436.9	193.59								
17	14055.7	13475.7	205.87								
18	13835.0	13483.1	218.26								
19	13825.2	13513.8	230.72								
20	13892.7	13515.6	243.40								
21	13801.5	13520.4	256.32								
22	13926.3	13524.8	269.34								
23	13818.4	13528.3	282.37								
24	13783.4	13540.7	295.60								
25	13824.3	13658.7	308.65								
26	13799.7	13659.9	322.14								
27	13762.6	13672.6	335.99								
28	13787.8	13680.8	349.30								
29	13760.6	13690.2	362.83								
30	13763.2	13690.4	376.43								
31	13771.9	13692.3	390.18								
32	13763.1	13709.5	404.26								
33	13743.0	13714.0	418.63								
34	13761.3	13723.9	433.37								
35	13747.9	13728.4	447.97								
Convergencia operación-12 barras (linprog)				Convergencia operación-12 barras (linprog)				Convergencia operación-12 barras (CPLEX)			
T=960	Z <sub>upper</sub>	Z <sub>lower</sub>	tiempo	T=480	Z <sub>upper</sub>	Z <sub>lower</sub>	tiempo	T=480	Z <sub>upper</sub>	Z <sub>lower</sub>	tiempo
k	(MMUS)	(MMUS)	(segundos)	k	(MMUS)	(MMUS)	(segundos)	k	(MMUS)	(MMUS)	(segundos)
1	26833.57	16.66	39.36	1	23289.00	16.66	21.58	1	23289.00	16.66	21.58
2	25586.74	2097.28	83.46	2	22139.37	2097.28	47.54	2	22139.37	2097.28	47.54
3	25212.66	13070.52	132.56	3	21900.87	10618.11	73.06	3	21900.87	10618.11	73.06
4	23908.26	14020.57	181.94	4	20920.92	11568.16	99.12	4	20920.92	11568.16	99.12
5	24302.29	18858.29	229.19	5	21464.82	14913.54	123.75	5	21464.82	14913.54	123.75
6	23620.57	19893.38	275.96	6	20846.31	15941.46	148.54	6	20846.31	15941.46	148.54
7	24265.37	19921.47	321.67	7	21546.29	16294.38	173.14	7	21546.29	16294.38	173.14
8	23321.13	20858.81	367.64	8	20525.11	16641.14	197.89	8	20525.11	16641.14	197.89
9	23290.97	20859.16	412.97	9	20206.60	17696.47	222.31	9	20206.60	17696.47	222.31
10	23189.12	21224.24	458.26	10	20144.45	18417.94	247.21	10	20144.45	18417.94	247.21
11	23188.14	21234.15	504.21	11	19939.54	18468.75	271.89	11	19939.54	18468.75	271.89
12	23262.96	21375.87	550.96	12	20113.85	18733.43	296.39	12	20113.85	18733.43	296.39
13	23023.67	21378.04	598.23	13	20062.73	18733.79	321.17	13	20062.73	18733.79	321.17
14	23067.03	21591.33	647.54	14	19965.81	18888.31	345.38	14	19965.81	18888.31	345.38
15	22918.22	21615.53	696.73	15	20150.74	18906.59	369.81	15	20150.74	18906.59	369.81

Tabla G.2: Resultados convergencia del modelo descompuesto para distinta cantidad de etapas

## G.2. Resultados validación master inversión-Sistema de 3 barras

Convergencia inversión sistema de 3 barras (linprog)				Convergencia inversión sistema de 3 barras (Cplex)			
k	$Z_{upper_{inv}}$ (MMUS)	$Z_{lower_{inv}}$ (MMUS)	tiempo (segundos)	k	$Z_{upper_{inv}}$ (MMUS)	$Z_{lower_{inv}}$ (MMUS)	tiempo (segundos)
1	3991.8	0.0	5.0	1	3991.8	0.0	5.3
2	3375.7	566.3	9.5	2	3375.9	566.5	10.9
3	3536.7	1334.1	12.2	3	3606.3	1403.8	15.4
4	3099.4	2561.2	16.6	4	3101.6	2578.2	20.8
5	3090.9	2794.7	20.5	5	3056.1	2809.1	26.3
6	2979.1	2817.4	24.5	6	3033.3	2822.0	30.8
7	3042.0	2827.2	27.7	7	2919.8	2837.4	38.2
8	2957.1	2841.6	31.6	8	2917.6	2849.0	43.8
9	2917.4	2842.0	34.8	9	2883.8	2856.2	52.1
10	2906.7	2846.2	38.7	10	2876.6	2856.2	60.4
11	2881.1	2848.9	42.5	11	2910.3	2860.8	65.9
12	2873.8	2857.1	46.9	12	2892.0	2868.7	71.1
13	2873.8	2857.1	51.3	13	2891.5	2874.2	77.5
14	2871.8	2859.7	56.2	14	2888.5	2874.2	83.8
15	2871.8	2859.8	60.7	15	2875.6	2875.0	91.0
16	2862.3	2861.8	65.2	16	2875.4	2875.2	98.2
17	2862.2	2861.9	69.7	17	2875.4	2875.2	105.3
18	2862.0	2862.0	74.1	18	2875.3	2875.3	112.5

Tabla G.3: Resultados convergencia modelo de inversión-3barras-utilizando CPLEX y LINPROG en MATLAB

## G.3. Resultados validación master inversión-Sistema de 12 barras

Modelo	Paquete de optimización	Etapas	Z (MMUS)	$Z_{Lower_{inv}}$ (MMUS)	$Z_{Upper_{inv}}$ (MMUS)	Planes Inversión	Iteraciones operación x plan	tiempo total (s)
Benders	Linprog	240	-	7223.8	7136.8	15	15	2715
Completo	Cplex	240	7119.3	-	-	-	-	19
Benders	Linprog	480	-	9804.8	9723.44	15	15	5670
Completo	Cplex	480	9784.5	-	-	-	-	115
Benders	Linprog	960	-	10316.78	10266.38	12	20	12083
Completo	Cplex	960	10282.00	-	-	-	-	605

Tabla G.4: Resultados comparativos entre el modelo de inversión descompuesto y un modelo completo, utilizando paquetes de optimización LINPROG de MATLAB y CPLEX 12.2, para SIC simplificado de 12 barras-N etapas

Convergencia inversión - 12 barras (linprog)				Convergencia inversión-12 barras (linprog)				Convergencia inversión- 12 barras (linprog)			
Iteraciones operación por plan de expansión 15				Iteraciones operación por plan de expansión 15				Iteraciones operación por plan de expansión 20			
T=240	$Z_{upper_{inv}}$	$Z_{lower_{inv}}$	tiempo	T=480	$Z_{upper_{inv}}$	$Z_{lower_{inv}}$	tiempo	T=960	$Z_{upper_{inv}}$	$Z_{lower_{inv}}$	tiempo
k	(MMUS)	(MMUS)	(segundos)	k	(MMUS)	(MMUS)	(segundos)	k	(MMUS)	(MMUS)	(segundos)
1	13840.8	0.0	181	1	19791.3	0.00	364.53	1	22889.21	0.00	979.27
2	12927.7	911.2	363	2	20056.1	1407.59	721.58	2	20855.73	2137.56	1937.40
3	11140.4	2336.0	544	3	18589.4	2640.81	1069.13	3	10996.10	5680.29	2967.57
4	8300.7	4838.0	723	4	10163.9	5802.13	1454.95	4	11663.95	9856.20	3945.34
5	7215.3	6723.1	902	5	10909.7	8889.71	1815.13	5	10258.20	9961.97	4921.66
6	7087.3	6922.9	1081	6	9761.3	9267.24	2189.79	6	10821.45	9989.49	5940.49
7	7221.4	6987.5	1265	7	9779.4	9623.25	2577.75	7	10193.50	10132.89	6957.86
8	7122.1	7044.7	1447	8	9664.6	9649.61	2962.82	8	10185.01	10153.55	7967.40
9	7084.2	7059.1	1629	9	9617.2	9651.01	3351.13	9	10337.01	10163.52	8995.75
10	7109.3	7069.4	1810	10	9667.5	9651.05	3732.02	10	10342.68	10224.67	10024.42
11	7102.3	7077.8	1988	11	9722.8	9653.85	4117.40	11	10212.25	10266.38	11053.97
12	7130.6	7088.0	2170	12	9659.7	9660.13	4502.91	12	10316.78	10266.38	12083.04
13	7152.5	7093.4	2347	13	9688.5	9660.12	4893.95				
14	7202.1	7106.4	2531	14	9793.0	9666.21	5282.01				
15	7223.8	7136.8	2715	15	9804.8	9723.44	5670.13				

Tabla G.5: Resultados convergencia del modelo descompuesto de inversión para distinta cantidad de etapas

# Bibliografía

- [1] G. S. Campusano, *Estudio sobre la planificación de la expansión a 10 años del sistema de transmisión del SIC*. Memoria UTFSM, 2002.
- [2] A. C.-S. 2010, “[http://www.cdec-sic.cl/datos/anuario2010/espanol\\_w/index.html](http://www.cdec-sic.cl/datos/anuario2010/espanol_w/index.html).”
- [3] F. Y. R. MINISTERIO DE ECONOMIA, FOMENTO Y RECONSTRUCCION; SUBSECRETARIA DE ECONOMIA, “Dfl-4/20018,” in *Ley General de Servicios Eléctricos*, 2006.
- [4] J. C. M. P. B.G. Gorenstin, N.M.Campodonico, “Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints,” *IEEE Trans: Power Industry Computer Application Conference, 1991. Conference Proceedings*, vol. 1, pp. 127 – 133, 1991.
- [5] International atomic energy agency, *Wien automatic system planning package: A computer code for power system expansion planning*, no. BOX 100 A 1400 in WASP IV, IAEA, Noviembre Viena, 2001.
- [6] “Expansion planning for electric generating systems a guidebook,” tech. rep., International atomic energy agency Viena, 1984.
- [7] B. F. W. Allen J. Wood, *POWER GENERATION, OPERATION, AND CONTROL*. JOHN WILEY & SONS, INC., second edition ed., 1996.
- [8] J. D. JENKINS, R.T., “Wien automatic system planning package (wasp) - an electric utility optimal generation expansion planning computer code,” Tech. Rep. ORNL-4945, Oak Ridge Natl Lab., 1974.
- [9] L. J. FERAK, R.P., “General electric’s ogp program: the practical approach to generation planning,” *EEl Engineering Computer Forum*, Minneapolis, 1978.

- [10] D. J. LE, K.D., "Rolling horizon method: A new technique for generation expansion studies," Rep. 82 WM 068-5, Inst. of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 1982.
- [11] D. ANDERSON, "Models for determining least-cost investments in electrical supply," *Bell J. Econ. Manage. Sci.*, 1972.
- [12] E. SNIJDERS, "An application of linear programming to decision rules for operating electric power systems," *Natl Regulatory Research Inst.*, 1979.
- [13] L. F. L. L. Heloisa Teixeira Firmo, "Generation expansion planning: An iterative genetic algorithm approach," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 17, Agosto 2002.
- [14] R. M. P. M. T. F. M. M. Z. F. M. N. Campodónico, S. Binato, "Expansion planning of generation and interconnections under uncertainty," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*.
- [15] E. G. Sagás, *PROGRAMACION DE LA GENERACION DE CORTO PLAZO EN SISTEMAS HIDROTERMICOS USANDO ALGORITMOS GENETICOS*. Memoria UTFSM, 2001.
- [16] P. M. L. SALINAS, *PROPOSICIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL PLAN DE OBRAS DEL SIC*. Memoria UTFSM, 2006.
- [17] M.-y. C. Jinxiang Zhu, "A review of emerging techniques on generation expansion planning," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 12, Noviembre 1997.
- [18] C.-C. K. T. CAZALET, E.G., *Costs and Benefits of Over/Under Capacity in Electric Power System Planning*. No. EPRI EA-927, Electric Power Research Inst., 1978.
- [19] D.-R. SELBY, G.L., "Production cost program for the pennsylvania power and light company," tech. rep., PPLC, 1975.
- [20] "Production cost and reliability system for electric utilities, promod iii," tech. rep., ENERGY MANAGEMENT ASSOCIATES, Atlanta, 1982.
- [21] S.-J. P. P. A. R. NAKAMURA, S., "Pcs: Production cost simulation program, version-a2," tech. rep., National Regulatory Research Inst., Ohio State Univ., Columbus, 1982.
- [22] EPRI, ed., *Electric Generation Expansion Analysis Systems*, vol. 1: Solution Techniques, Computing Methods, and Results. ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 1982.

- [23] T.-S. S. J. H. M. NAKAMURA, S., “Ceres: Capacity expansion and reliability evaluation system,” tech. rep., Natl Regulatory Research Inst., Ohio State Univ., Columbus, 1981.
- [24] “Westinghouse interactive generation planning (wigplan) software,” Tech. Rep. 52-360, WESTINGHOUSE CORP., 1982.
- [25] H. Bradley and Magnanti, *Applied Mathematical Programming*. Addison-Wesley.
- [26] A. V. Basualto, *Modelo espacial estocástico de caudales para el SIC*. Memoria UTFSM, 2009.
- [27] R. P. Behnke, *El rayo domado*. Prentice Hall, 2008.