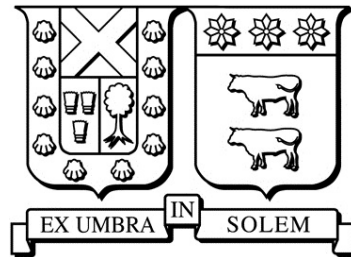


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAÍSO – CHILE



“REPRESENTACIÓN DISCRETA DE VARIABLES
INDEPENDIENTES MULTI-DIMENSIONALES EN LA
OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA PARA ESTUDIOS DE MEDIANO Y LARGO
PLAZO”

IGNACIO ANDRÉS ARAVENA SOLÍS

TESIS DE GRADO PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA,
ÁREA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

PROFESOR GUÍA: DR. ESTEBAN GIL SAGAS

MARZO – 2013

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



“REPRESENTACIÓN DISCRETA DE VARIABLES
INDEPENDIENTES MULTI-DIMENSIONALES EN LA
OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA PARA ESTUDIOS DE MEDIANO Y LARGO
PLAZO”

IGNACIO ANDRÉS ARAVENA SOLÍS

TESIS DE GRADO PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA,
ÁREA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

PROFESOR GUÍA: DR. ESTEBAN GIL SAGAS (UTFSM)
COMISIÓN: DR. JULIÁN BUSTOS OBREGÓN (UTFSM)
M.PHIL. JUAN CARLOS ARANEDA TAPIA (TRANSELEC)

MARZO – 2013

TÍTULO DE LA TESIS:

“REPRESENTACIÓN DISCRETA DE VARIABLES INDEPENDIENTES MULTI-DIMENSIONALES EN LA OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA PARA ESTUDIOS DE MEDIANO Y LARGO PLAZO”

AUTOR:

IGNACIO ANDRÉS ARAVENA SOLÍS

TRABAJO DE TESIS, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica, Área de Sistemas de Potencia de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Dr. Esteban Gil S.

Dr. Julián Bustos O.

M.Phil. Juan Carlos Araneda T.

Valparaíso, Chile. Marzo de 2013

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

*A mis padres Juanita e Ignacio por apoyarme en el
largo camino que significó esta carrera*

*A Lucy por acompañarme en el día a día y darme
ánimos para concluir este trabajo*

Agradecimientos

Al culminar esta etapa de mi vida, no puedo sino agradecer a todas las personas que fueron participando en mi formación académica como personal; profesores, funcionarios y compañeros del Departamento de Ingeniería Eléctrica, como de la Universidad en general.

La gratitud quizá no es suficiente para expresar la deuda que tengo con mi profesor guía, el Dr. Esteban Gil, quien dedicó buena parte de su tiempo a escuchar y discutir las ideas que finalmente desembocaron en este trabajo, como también a revisar los resultados que fui obteniendo. A su entrega y entusiasmo debo en gran parte mi renovado interés por la carrera y las ganas de realizar los estudios de Magíster, que concluyen con este trabajo.

Agradezco al Dr. Julián Bustos y al Sr. Juan Carlos Araneda (TRANSELEC) por la labor de leer y evaluar esta tesis, lo que espero les haya parecido una tarea amena a pesar de la extensión que el trabajo terminó alcanzando. Agradezco, del mismo modo, al Dr. Héctor Allende quien me dio la posibilidad de asistir como oyente a sus clases, ayudándome a comprender mejor las técnicas de análisis de datos (*clustering*).

Aún cuando no intervino en el desarrollo de este trabajo, guardo un sincero agradecimiento al Dr. Jorge Juliet por su dedicación y meticulosidad en la revisión de los informes en los laboratorios, dándome estándares de pulcritud que espero haber alcanzado en este trabajo.

Agradezco también el apoyo que Transelec, a través del proyecto RET I+D “Planificación de la expansión del Sistema Interconectado Central usando programación estocástica”, y CONICYT, a través del proyecto FONDECYT 11110502 “*Evaluating the contribution to power system adequacy of intermittent generation*”, brindaron al desarrollo de este trabajo.

Mis más profundos agradecimientos se ha ganado mi pareja Lucy, por el apoyo que me ha brindado en todo orden de cosas durante la preparación de este documento, como también por acompañarme durante todo el proceso que significó mi formación universitaria.

Finalmente, no puedo dejar de agradecer a mi familia. En especial a mis padres, Ignacio y Juanita, a mis hermanos Pamela, Natalia y Juan Ignacio, y a mis tíos José y María, quienes me han brindado su apoyo constante durante estos años.

Resumen

La presente Tesis analiza, propone y aplica metodologías de representación reducida (discretas) para variables multi-dimensionales de entrada en modelos de optimización de sistemas eléctricos de potencia. Estas variables, que se presentan a la vez en distintos puntos físicos del sistema de potencia, bien pueden aparecer en el lado derecho (términos constantes) de las restricciones o como coeficientes de la función objetivo de los problemas de optimización económica de sistemas de potencia.

En modelos de sistemas de mediana a gran envergadura no es posible considerar todas las variables de entrada en forma desagregada. Por ejemplo, en modelos de optimización de mediano y largo plazo se agrupan instantes de características similares en cuanto a las variables de entrada, representando cada grupo con un sólo valor para las variables. Del mismo modo, en modelos complejos y/o de gran envergadura de programación estocástica se reducen los escenarios para obtener una formulación cuya resolución sea computacionalmente factible. Lo anterior lleva en forma casi natural a intentar encontrar metodologías que permitan realizar la agrupación temporal o la reducción de escenarios, problemas que son equivalentes, de forma óptima. En este contexto, “óptima” se refiere a que la solución a los problemas simplificados sea lo más similar posible a la solución del problema de optimización original.

Para encontrar las representaciones reducidas se propone usar técnicas de *clustering* y otras basadas en reducción de escenarios. El desempeño de las técnicas propuestas es contrastado con las metodologías actualmente usadas en la industria y la academia en tres casos de estudio: (1) la expansión del Sistema Interconectado Central (SIC) usando programación estocástica para considerar la variabilidad hidrológica; (2) el dimensionamiento óptimo de la interconexión entre sistemas aislados con características de carga diversas; y (3) la operación de mediano plazo del Sistema Interconectado Norte Grande (SING) considerando niveles elevados de penetración eólica. En los tres casos las metodologías propuestas superaron a las actualmente usadas en términos de los errores en los resultados, en especial en lo que respecta a los flujos en los últimos dos casos de estudio. La razón para esta superioridad recae en que los métodos propuestos son capaces de considerar la estructura real de los datos durante la construcción de las representa-

RESUMEN

ciones reducidas de mejor forma que los métodos actualmente utilizados.

El caso de estudio más que llevó al problema de optimización más complejo fue la expansión del SIC, puesto que se resolvió el problema de expansión conjunta de generación y transmisión considerando la variabilidad hidrológica. Los resultados dieron lugar a planes de expansión que disminuyen los costos totales cerca de un 5 % respecto a los planes indicativos de expansión determinados por la autoridad (plan de expansión de generación de la Comisión Nacional de Energía, CNE, y plan de expansión de transmisión del Centro de Despacho Económico de Carga del SIC, CDEC-SIC).

Palabras clave: operación económica de sistemas de potencia, planificación de expansión de sistemas de potencia, programación estocástica, reducción de escenarios, *clustering*, Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema Interconectado Norte Grande (SING)

Abstract

This Thesis analyzes, proposes, and applies methodologies of reduced representation (of discrete type) for multi-dimensional input variables in optimization models of electric power systems. These input variables, which exist simultaneously in different locations of the physical system, may appear either as the right-hand-side coefficients of the restrictions matrix or as the cost coefficients of the objective function in the economic optimization programs of power systems.

In large power system optimization models it is not always possible to consider the input parameters fully disaggregated. For example, in mid- and long-term optimization problems, instead of considering values for the variables for all the hours of the time horizon, their values are aggregated into larger seemingly groups. Similarly, in large scale stochastic programs scenario reduction is usually performed in order to obtain optimization problems of a manageable size. The existence of these simplification methods intuitively leads to searching for optimal ways to perform temporal/spatial grouping and scenario reduction of the input variables. In this work, “optimal” means that the solution of the simplified optimization program is as close as possible to the solution of the original optimization program.

This work proposes the use of clustering and scenario reduction techniques for setting up the reduced representations of the input variables. These techniques are benchmarked against standard methods used in academia and industry in three cases of study: (1) capacity expansion planning of the Chilean Central Interconnected System (SIC) under hydrological variability using stochastic programming; (2) optimal interconnection planning of isolated power systems with diverse load characteristics; and (3) mid term operation of the Chilean Large Northern Interconnected System (SING) with high levels of wind penetration. In the three cases the proposed methodologies outperformed the standard methods in terms of the errors in the solution of the simplified optimization programs, specially in terms of the lines’ power flows. The reason for the aforementioned superiority lies in the fact that the proposed methods are able to consider the actual structure of the data during the setting up of the reduced representations better than the standard methods.

ABSTRACT

The case study leading to the larger optimization problem was the capacity expansion of the SIC, since it required to jointly solve the optimal expansion of generation and transmission considering hydrological variability. The co-optimization simulation results led to proposed expansion plans that reduce total costs by about 5 % with respect to the government proposed capacity expansion plans (generation expansion indicative plan of the National Energy Commission, CNE, and transmission expansion plan of the SIC Independent System Operator, CDEC-SIC).

Keywords: economic operation of power systems, power systems expansion planning, stochastic programming, scenario reduction, clustering, Chilean Central Interconnected System (SIC), Chilean Large Northern Interconnected System (SING)

Abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i> , corriente alterna.	LDC	<i>Load Duration Curve</i> , curva de duración de carga.
CDEC-SIC	Centro de Despacho de Carga del Sistema Interconectado Central.	LI	Linealmente independientes.
CDEC-SING	Centro de Despacho de Carga del Sistema Interconectado Central.	MAE	<i>Mean Absolute Error</i> , error absoluto medio.
CNE	Comisión Nacional de Energía.	MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i> , programación lineal entera mixta.
DC	<i>Direct Current</i> , corriente continua.	MIP	<i>Mixed Integer Programming</i> , programación entera mixta.
ERNC	Energías renovables no convencionales, en inglés NCRE (<i>Non-Conventional Renewable Energy</i>).	MTTF	<i>Mean Time To Failure</i> , tiempo medio hasta una falla.
FDC	<i>Flow Duration Curve</i> , curva de duración de flujo.	MTTR	<i>Mean Time To Repair</i> , tiempo medio hasta la reparación tras una falla.
FOR	<i>Forced Outage Rate</i> , tasa de salida forzada.	MWCSS	<i>Minimum Within-Cluster Sum of Squares</i> , problema de la mínima suma de diferencias cuadráticas dentro de los <i>clusters</i> .
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> , Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.		

ABREVIATURAS

PAM

Partitioning Around Medoids, partición en torno a medoides (método de *clustering*).

PCA

Principal Component Analysis, análisis de componentes principales.

PDC

Price Duration Curve, curva de duración de precios.

RHS

Right Hand Side, lado derecho de las restricciones de un problema de optimización.

RMSE

Root Mean Squared Error, raíz del error cuadrático medio.

RTS *Reliability Test System*, sistema de prueba de confiabilidad del IEEE.

SDDP

Stochastic Dual Dynamic Programming, programación dinámica dual estocástica.

SE Subestación.

SEP Sistema Eléctrico de Potencia.

SIC Sistema Interconectado Central.

SING

Sistema Interconectado del Norte Grande.

SMIP

Stochastic Mixed Integer Programming, programación estocástica entera mixta.

WACC

Weighted Average Cost of Capital, promedio ponderado del costo de capital.

Índice General

Agradecimientos	I
Resumen	III
Abstract	V
Abreviaturas	VII
Índice General	IX
Índice de Tablas	XV
Índice de Figuras	XVII
Introducción	1
Motivación	1
Objetivos	2
Objetivo principal	2
Objetivos específicos	2
Alcances	3
Estructura del documento	4
1 Estado del arte	7
1.1. Operación y planificación de sistemas eléctricos de potencia	7
1.1.1. Operación económica de SEP	8
1.1.2. Planificación de SEP	9
1.2. Programación estocástica	11
1.2.1. Expansión de SEP bajo incertidumbre	12
1.3. Generación y reducción de escenarios	13
1.4. Agrupamiento (<i>clustering</i>) aplicado a la ingeniería eléctrica	14

2 Metodología	17
2.1. Método de trabajo	17
2.2. Operación y planificación de sistemas eléctricos	18
2.2.1. Operación de mediano y largo plazo de SEP	18
2.2.2. Planificación de la expansión de SEP	22
2.2.3. Aproximación por bloques de la curva de duración de demanda	25
2.3. Programación estocástica	28
2.3.1. Aplicación al problema de expansión de capacidad	30
2.3.2. Equivalencia entre el problema de expansión determinístico considerando bloques de demanda y el problema de expansión estocástico respecto a la demanda	32
2.4. <i>Clustering</i> aplicado a la reducción de escenarios	33
2.4.1. Problema de agrupamiento	35
2.4.2. Algoritmo <i>k-means</i>	35
2.4.3. Algoritmo PAM	37
2.4.4. <i>Principal Component Analysis</i> PCA, una alternativa para lidiar con la alta dimensionalidad	38
2.5. Reducción de escenarios usando método de igualación de momentos	42
2.5.1. Formulación del problema de selección y cálculo de pesos	42
2.5.2. Implementación de la metodología de selección	45
2.6. Reducción de escenarios usando métricas de Fortet-Mourier	49
2.6.1. Problema de reducción de escenarios	49
2.6.2. Implementaciones computacionales propuestas	51
2.6.3. <i>Clustering</i> aplicado a la reducción de escenarios con métricas de Fortet-Mourier	52
2.6.4. Otras métricas	52
3 Expansión del Sistema Interconectado Central considerando variabilidad hidrológica	55
3.1. Descripción del problema	55
3.2. Antecedentes y supuestos del modelo	57
3.3. Análisis de antecedentes hidrológicos del SIC	58
3.3.1. Características de los datos disponibles	59
3.3.2. Análisis descriptivo y cualitativo	60
3.3.3. Análisis de serie temporal de la energía afluente al SIC	62
3.3.4. Características de la representación reducida	65
3.4. Selección de sub-colecciones de escenarios hidrológicos	66
3.4.1. Técnicas de reducción de escenarios usando <i>Forward Selection</i> y PAM	67

3.4.2.	Características de las funciones objetivo de selección	68
3.5.	Desempeño de sub-colecciones en las variables de operación del SIC	71
3.6.	Modelo de expansión de capacidad en generación y transmisión	84
3.6.1.	Problema de optimización	84
3.6.2.	Limitaciones en expansión de transmisión	85
3.6.3.	Simplificaciones adicionales introducidas al modelo	86
3.6.4.	Parámetros y estadísticas de resolución	87
3.7.	Resultados de expansión	88
3.8.	Resultados de operación	93
3.9.	Comparación global de planes de expansión y conclusiones parciales	97
3.10.	Conclusiones	103
4	Dimensionamiento de la interconexión entre sistemas con demandas no fuertemente correlacionadas	105
4.1.	Descripción del problema	105
4.2.	Operación de un sistema con distintos husos horarios	107
4.3.	Conversión del <i>Reliability Test System '96</i> en un sistema de tres husos horarios .	108
4.3.1.	Adaptación del sistema	109
4.3.2.	Adaptación demanda	110
4.3.3.	Problema de dimensionamiento óptimo de los enlaces inter-área	114
4.4.	Determinación de bloques de carga representativos de la demanda por área . . .	117
4.5.	Errores en la representación de la demanda	120
4.6.	Resultados de expansión y errores introducidos por la representación de demanda en bloques	122
4.7.	Comentarios y conclusiones parciales	131
5	Operación de mediano plazo del Sistema Interconectado Norte Grande considerando niveles elevados de penetración eólica	133
5.1.	Descripción del problema	133
5.2.	Modelo de operación del SING	136
5.3.	Características de la demanda y del potencial eólico en el SING	136
5.4.	Determinación de bloques de carga y generación eólica para la simulación de operación del SING	139
5.5.	Errores en representación de demanda y generación eólica	142
5.6.	Resultados de operación y errores introducidos por resolución en bloques . . .	148
5.7.	Comentarios y conclusiones parciales	155
	Conclusiones	157

ÍNDICE GENERAL

Conclusiones generales	157
Líneas de investigación futura	158
Referencias	161
A Antecedentes y supuestos del modelo del SIC	179
A.1. Sistema de Transmisión	180
A.1.1. Consideraciones generales	180
A.1.2. Regiones y nodos	180
A.1.3. Líneas de transmisión	183
A.1.4. Transformadores	189
A.1.5. Proyectos de expansión	189
A.1.6. Restricciones de transmisión y criterio <i>N-I</i>	196
A.2. Demanda	201
A.2.1. Distribución temporal de la demanda	201
A.2.2. Distribución geográfica de la demanda	201
A.2.3. Crecimiento de la demanda	205
A.3. Parque Generador	210
A.3.1. Consideraciones generales	210
A.3.2. Centrales hidroeléctricas	210
A.3.3. Centrales termoeléctricas	239
A.3.4. Centrales eólicas	245
A.3.5. Mantenimiento	245
A.3.6. Condiciones especiales de proyectos de centrales	246
A.4. Costo de falla y pagos por capacidad	248
A.4.1. Justificación de los pagos por Potencia de Punta	248
A.4.2. Normativa vigente para los pagos por Potencia de Punta	251
A.4.3. Estimación del Costo de Falla en expansión	252
A.5. Otros antecedentes	255
A.5.1. Horizonte de estudio	255
A.5.2. Combustibles	255
A.5.3. Tasa de actualización	255
A.5.4. Reserva de capacidad y reservas operativas	255
A.5.5. Empresas eléctricas	255
A.6. Sub-colecciones de años hidrológicos seleccionadas mediante método de igualación de momentos	259
B Antecedentes y supuestos del sistema RTS'96 modificado	263

B.1.	Introducción	263
B.2.	Sistema de transmisión y demanda	264
B.2.1.	Nodos	264
B.2.2.	Modelación de la demanda	264
B.2.3.	Líneas de transmisión	265
B.2.4.	Subestaciones	266
B.3.	Parque generador	266
B.3.1.	Centrales térmicas	266
B.3.2.	Centrales hidroeléctricas	267
B.3.3.	Parámetros de mantenimiento y salida forzada	268
B.4.	Otros	268
B.4.1.	Precio de combustibles	268
B.4.2.	Operación perpetua	269
B.4.3.	Costo de la energía no servida	269
C	Datos del modelo del SING	271
C.1.	Introducción	271
C.2.	Sistema de transmisión y demanda	272
C.2.1.	Nodos y demanda	272
C.2.2.	Líneas de transmisión	274
C.2.3.	Transformadores	274
C.2.4.	Restricciones adicionales de transmisión	282
C.3.	Parque generador	282
C.4.	Otros antecedentes del modelo	287
C.4.1.	Costo de energía no servida	287
D	Teoría de series de tiempo y momentos estadísticos	289
D.1.	Series temporales y autocorrelaciones	290
D.2.	Igualación de momentos estadísticos	293
D.2.1.	Definición de momento estadístico	293
D.2.2.	Estimación de parámetros por igualación de momentos	293
D.2.3.	Aproximación discreta de distribuciones por igualación de momentos	295
E	Discretización de la demanda mediante bloques de la curva de duración de carga y sus efectos sobre la dispersión de los datos	297
E.1.	Discretización por aproximación de la curva de duración de carga	299
E.2.	Discretización por PAM	300
E.3.	Comparación de métodos y resultados	302

ÍNDICE GENERAL

F Publicaciones	305
IREC 2012: <i>A LOLP-based method to evaluate the contribution of wind generation to power system adequacy</i>	307
EC&M 2013 (en revisión): <i>A LOLP-based method to evaluate the contribution of wind generation to power system adequacy</i>	315
PES-SM 2013 (en revisión): <i>Evaluating the contribution of intermittent generation to power system adequacy at different demand levels</i>	339
G Acerca de PLEXOS	345
G.1. Algoritmos de PLEXOS	346

Índice de Tablas

3.1. Indicadores estadísticos de la energía afluente anual.	61
3.2. Sub-colecciones óptimas de años de hidrologías encontradas, de uso factible en el problema de expansión.	84
3.3. Descripción de modelos de expansión simulados.	88
3.4. Características de las máquinas de simulación utilizadas.	88
3.5. Tiempos de resolución y uso máximo de memoria RAM de cada modelo ejecutado.	88
3.6. Puesta en servicio de proyectos de transmisión en los distintos planes de expansión.	92
3.7. Comparativa de costos totales (en MMUS\$ del año 2011) de los distintos planes de expansión.	103
4.1. Costos de construcción de enlaces DC entre áreas.	110
4.2. Constantes de transformación para las demandas de cada área del sistema RTS'96 modificado.	111
A.1. Nodos en sistema de Transmisión Norte.	180
A.2. Nodos en Área de Influencia Común.	181
A.3. Nodos en sistema de Transmisión Sur.	183
A.4. Características de líneas de transmisión predefinidas.	184
A.5. Características de líneas de transmisión auxiliares.	187
A.6. Características de líneas de transmisión involucradas en proyectos de expansión.	188
A.7. Transformadores incluidos en el modelo.	193
A.8. Proyectos de expansión de transmisión.	194
A.9. Líneas restringidas por criterio <i>N-I</i> , mediante la propiedad <i>Rating</i>	197
A.10. Limitaciones de flujo en tramos dinámicos, implementadas mediante restricciones genéricas.	198
A.11. Asignación de la demanda PLP a modelo del SIC.	202
A.12. Proyectos de consumo en Zona Norte del SIC.	206
A.13. Demanda anual de energía proyectada para el SIC, en el periodo 2011-2025.	207
A.14. Crecimiento esperado de demanda regulada, en el periodo 2011-2025.	208

Índice de Tablas

A.15. Crecimiento esperado de demanda industrial, en el periodo 2011-2025.	209
A.16. Características modeladas de centrales hidráulicas de embalse.	211
A.17. Características de centrales de pasada predefinidas.	213
A.18. Características de proyectos de centrales de pasada.	215
A.19. Hidrologías corregidas para los proyectos de HidroAysén y Neltume.	217
A.20. Hidrologías generadas para el proyecto Energía Austral.	224
A.21. Características de los embalses incluidos en el modelo.	229
A.22. Restricciones de riego simplificadas incluidas en el modelo.	238
A.23. Caudales máximos en cauces de aducción incluidos en el modelo.	239
A.24. Características de centrales termoeléctricas predefinidas.	240
A.25. Características de proyectos de centrales termoeléctricas.	243
A.26. Características de centrales eólicas predefinidas.	245
A.27. Características de proyectos de centrales eólicas.	246
A.28. Factores de planta asignados a proyectos de centrales eólicas.	246
A.29. Restricciones de retiro y puesta en servicio simultánea en centrales generadoras. . .	247
A.30. Restricciones de puesta en servicio condicionada a previa entrada de otros proyectos.	247
A.31. Proyecciones de precios de combustibles, en el horizonte 2011-2025.	256
A.32. Costos proyectados de combustibles, en el horizonte de estudio.	257
A.33. Sub-colecciones óptimas de años de hidrologías encontradas.	259
B.1. Costos de construcción de enlaces DC entre áreas.	266
B.2. Energía máxima mensual cada unidad U50.	267
C.1. Nodos incluidos en el modelo del SING y sus demandas anuales proyectadas al 2015.	272
C.2. Características de líneas de transmisión incluidas en el modelo SING.	276
C.3. Características de los transformadores incluidos en el modelo SING.	280
C.4. Restricciones de transmisión aplicadas sobre tramos o conjuntos de líneas del mo- delo SING, implementadas mediante restricciones genéricas.	282
C.5. Características de unidades generadoras en el modelo SING.	285
D.1. Características de la ACF y PACF para series provenientes de distintos procesos estocásticos.	292

Índice de Figuras

2.1. Metodología general de aplicación y procesamiento de datos.	18
2.2. Costos de inversión, operación y costos totales en problema de expansión de SEP. .	24
2.3. Construcción de la curva de duración de carga para la demanda durante tres días de un área del sistema RTS'96.	26
2.4. Aproximación por cuatro bloques de la curva de duración de demanda.	27
2.5. Modelo de caja negra variante en el tiempo.	34
2.6. Transformación a componentes principales de un conjunto de puntos en el plano. .	41
2.7. Diagrama de flujo del algoritmo implementado para la selección de colecciones reducidas.	48
3.1. Distribución de energía afluyente anual al SIC.	60
3.2. Histograma de energía afluyente anual al SIC.	61
3.3. <i>Boxplot</i> por mes para la energía afluyente al SIC.	62
3.4. Análisis de tendencia y estacionalidad para la energía afluyente mensual.	63
3.5. Funciones de autocorrelación y autocorrelación parcial para la serie de energía afluyente mensual al SIC.	64
3.6. Funciones de autocorrelación y autocorrelación parcial para la serie de energía afluyente anual al SIC.	65
3.7. Mejora en selección por métricas de Fortet-Mourier utilizando PAM en lugar de <i>Forward Selection</i>	67
3.8. Mejora relativa en la función objetivo de selección para las distintas metodologías aplicadas, en función del tamaño de las sub-colecciones.	68
3.9. Mejora relativa en la función objetivo de selección mediante método de momentos, en función del tamaño de las sub-colecciones.	69
3.10. Evolución de las componentes de la función objetivo de igualación de momentos, en función del tamaño de las sub-colecciones.	70
3.11. Error absoluto medio en los momentos centrados en el promedio del vector de energía de origen hidrológico.	73

3.12. Costo de generación mensual en función de la energía de origen hidrológica.	74
3.13. Error absoluto medio en la función objetivo del problema de operación de mediano plazo.	75
3.14. Error absoluto medio en el costo de generación mensual del SIC.	75
3.15. Error absoluto medio en los momentos centrados en el promedio del costo de gene- ración mensual.	76
3.16. Error absoluto medio en los momentos centrados en el promedio de la generación mensual por tipo.	77
3.17. Error absoluto medio en los momentos centrados en el promedio de la generación mensual por nodo.	78
3.18. Curvas de duración de flujo mensuales en tramo “Charrúa al norte”, considerando todas las hidrologías y algunas sub-colecciones obtenidas mediante el método de igualación de momentos.	80
3.19. Raíz del error cuadrático medio en las curvas de duración de flujo anual y mensuales en el tramo “Chaurrúa al norte”.	81
3.20. Raíz del error cuadrático medio en las curvas de duración de flujo anual y mensuales en el tramo “Ancoa al norte”.	82
3.21. Error absoluto medio en las curvas de duración de precios mensuales en distintos nodos del sistema.	83
3.22. Planes de expansión de generación según tecnologías.	90
3.23. Planes de expansión de generación según zona de instalación.	91
3.24. Inversión anual de planes de expansión.	93
3.25. Evolución de la generación en términos de energía (en GWh) para plan de expansión CNE.	94
3.26. Evolución de la generación en términos de energía (en GWh) para plan de expansión óptimo hidrología promedio.	95
3.27. Evolución de la generación en términos de energía (en GWh) para plan de expansión óptimo con tres hidrologías.	96
3.28. Costos esperados anuales de operación para distintos planes de expansión.	97
3.29. Evolución de precios promedio en el troncal para distintos planes de expansión. . .	98
3.30. Evolución de curva de duración de precios en nodo de referencia (Quillota 220), para distintos planes de expansión.	99
3.31. Evolución de curva de duración de precios en nodo de referencia (Quillota 220), plan de expansión óptimo tres hidrologías.	100
3.32. Costos totales por año, plan de expansión CNE.	101
3.33. Costos totales por año, plan de expansión óptimo hidrología promedio.	101
3.34. Costos totales por año, plan de expansión óptimo tres hidrologías.	102

3.35. Comparativa de costos totales (en MMUS\$ del año 2011) de los distintos planes y escenarios de expansión.	102
4.1. Sistema de tres áreas RTS'96 modificado.	109
4.2. Curvas de duración anuales de carga de la demanda modificada por área.	112
4.3. Demanda media horaria de cada área y demanda total del RTS96 modificado.	112
4.4. Demandas sinusoidales en fase para el sistema de ejemplo de dos nodos.	113
4.5. Demandas sinusoidales con desfase de tres horas para el sistema de ejemplo de dos nodos.	113
4.6. Gráfico de dispersión de una muestra de las demandas horarias por área.	115
4.7. Mejora relativa en la función objetivo de determinación de bloques, en función del número de bloques de demanda.	118
4.8. Aproximación de la curva de duración de demanda del RTS96 modificado, con distintos métodos de determinación de bloques de carga, para el mes de agosto.	119
4.9. Error absoluto medio en la demanda por área y hora.	121
4.10. Dispersión de demanda horaria entre nodos y aproximación mediante 9 bloques mensuales construidos usando LDC y PAM, para un año de datos.	123
4.11. Raíces de los errores cuadráticos medios en la matriz de correlaciones de la demanda por área.	124
4.12. Tiempos máximos de resolución del problema de expansión para representaciones de la demanda con distinto número de bloques mensuales.	125
4.13. Capacidad construida para cada enlace utilizando los distintos métodos de determinación de bloques de carga.	126
4.14. Raíz del error cuadrático medio de la capacidad construida en los enlaces DC inter-área, para los distintos métodos de determinación de bloques de carga.	127
4.15. Error absoluto medio de la generación por área y hora, para los distintos métodos de determinación de bloques de carga.	128
4.16. Curvas de duración flujo anuales por cada enlace y aproximación lograda con 9 bloques mensuales, utilizando los distintos métodos de determinación de bloques de carga.	128
4.17. Raíz del error cuadrático medio en las curvas de duración de flujo anuales para los distintos métodos de determinación de bloques de carga.	129
4.18. Error absoluto medio en los flujos por enlace y hora para los distintos métodos de determinación de bloques de carga.	130
4.19. Curvas de duración de precios por área de la solución horaria del problema de determinación de capacidad óptima.	131
4.20. Error absoluto medio en las curvas de duración de precio anuales para los distintos métodos de determinación de bloques de carga.	131

5.1. Sistema de ejemplo de dos nodos, para explicar el efecto de la generación eólica sobre el sistema.	134
5.2. Curva de duración de carga del SING proyectada al año 2015.	137
5.3. Variación intra-anual de la demanda total proyectada para el SING.	138
5.4. Histograma anual de perfiles horarios de generación eólica proyectada.	138
5.5. <i>Boxplot</i> de la generación eólica proyectada por hora, superpuesto con la demanda promedio por hora del SING [138].	139
5.6. Mejora relativa en la función objetivo de determinación de bloques, en función del número de bloques de carga y generación eólica. Caso “Wind Interior” 400MW & “Wind Coast” 400MW.	141
5.7. Aproximación por bloques de la curva de duración de carga del SING en el mes de mayo mediante distintos métodos de determinación y número de bloques. Caso “Wind Interior” 400MW & “Wind Coast” 400MW.	142
5.8. Aproximación por bloques de la curva de duración de carga del SING en el mes de mayo para distintos niveles de penetración eólica.	143
5.9. Error absoluto medio en las curvas de duración mensuales de carga del SING con distintos métodos de determinación de bloques.	144
5.10. Error absoluto medio en los momentos estadísticos de generación horaria por mes de “Wind Interior”.	145
5.11. Error absoluto medio en los momentos estadísticos de generación horaria por mes de “Wind Coast”.	145
5.12. Error absoluto medio en la demanda neta horaria por barra del SING con distintos métodos de determinación de bloques, sin considerar desarrollo de generación eólica.	146
5.13. Error absoluto medio en la demanda neta horaria por barra del SING con distintos métodos de determinación de bloques, considerando desarrollo de generación eólica.	147
5.14. Raíces de los errores cuadráticos medios en la matriz de covarianzas de la demanda neta por barra del SING, considerando desarrollo de generación eólica.	147
5.15. Impacto de los distintos niveles y locaciones de generación eólica sobre los costos de generación del SING, resolución horaria.	148
5.16. <i>Boxplot</i> anual de precios horarios por nudo del SING, para distintos niveles y ubicaciones de generación eólica.	149
5.17. Error medio absoluto en el costo de generación mensual y en la generación por nodo y hora del SING, considerando distintos niveles de generación eólica.	151
5.18. Error medio absoluto en los flujos horarios por línea en las vecindades de los puntos de inyección de energía eólica, para distintos niveles de penetración y locaciones.	153
5.19. Error medio absoluto en los flujos horarios por línea en las vecindades de los puntos de inyección de energía eólica, considerando el ambos desarrollos eólicos.	154

5.20. Error medio absoluto en precios promedio mensuales por nodo del SING, para distintos niveles de penetración eólica.	154
A.1. Esquema unilineal del sistema modelado.	190
A.2. Esquema cuenca del Maule.	232
A.3. Esquema cuenca del Lago Laja.	233
A.4. Esquema cuenca del Alto BioBío.	234
A.5. Esquema cuenca del Lago Chapo.	235
A.6. Aproximación lineal de las filtraciones del Lago Laja.	236
A.7. Aproximación por área de las filtraciones del Embalse Colbún.	237
A.8. Costos anualizados de inversión para distintas tecnologías de generación.	249
A.9. Abastecimiento de la curva de duración de demanda, considerando sólo ingresos tarifarios por energía (I.T.E.).	250
A.10. Costos anualizados de inversión para distintas tecnologías de generación, considerando ingresos por capacidad.	250
B.1. Esquema de una de las áreas del sistema RTS'96, equivalente al sistema RTS'79.	265
B.2. <i>Net heat rate</i> y <i>heat input</i> en función de la potencia generada neta.	267
C.1. Diagrama unilineal simplificado del SING.	283
C.2. Curvas velocidad-potencia para una turbina y para parques ubicados en tierras bajas ("LowLand") y en tierras altas ("UpLand").	284
E.1. Demandas sinusoidales con desfase de tres horas para el sistema de ejemplo de dos nodos.	298
E.2. Demanda de los dos nodos en sistema bi-nodal de ejemplo vs. la demanda total del sistema.	298
E.3. Aproximación de la curva de duración de demanda mediante nueve bloques.	299
E.4. Partición de datos de demanda nodal dada por la aproximación por bloques de la LDC, y representantes de cada bloque.	300
E.5. Aproximación de la demanda temporal usando los bloques construidos por aproximación de la LDC.	301
E.6. Agrupación de los datos de demanda en nueve <i>clusters</i> usando PAM con distancia euclídeana.	301
E.7. Agrupación de datos de demanda nodal mediante PAM, presentados en diagrama de demandas nodales en función de la demanda total.	302
E.8. Aproximación de la demanda temporal usando los bloques construidos con PAM.	303

Introducción

Motivación

En los sistemas eléctricos de potencia existe gran cantidad de factores que se encuentran fuera del control tanto de operadores como de planificadores. Estos factores son, consecuentemente, incorporados como variables independientes (datos de entrada) en los modelos de operación y planificación de los sistemas.

Una de las más importantes de estas variables independientes es la demanda del sistema. De hecho, cada sistema está dimensionado – en forma centralizada o descentralizada – para abastecer su demanda. Luego, la operación económica de los sistemas es bastante sensible a cambios en la magnitud, distribución temporal y distribución espacial de la demanda.

Otras variables de entrada a los modelos corresponden a los ingresos de energía provenientes de recursos primarios de disponibilidad limitada – tales como el hidrológico, eólico y solar, entre otros¹ – en la escala del sistema. Por tanto, la relevancia de este tipo de variables depende del sistema eléctrico particular a analizar. Así, en sistemas hidrotérmicos se hace crucial considerar adecuadamente los caudales afluentes, mientras que en sistemas con altos niveles de penetración eólica se vuelven muy importantes los perfiles de generación eólica.

Por otra parte, debido a la complejidad de las leyes físicas que gobiernan los sistemas de potencia, que en estudios de mediano y largo plazo se sobreponen con el problema económico, debe recurrirse a simplificaciones en los modelos que permitan una adecuada representación del sistema conjugada con una resolución en tiempos admisibles con las capacidades de cómputo disponibles. Entre las simplificaciones más comunes del modelo se encuentran los flujos de carga en continua y la solución no cronológica (desacoplada) del predespacho.

Por el mismo motivo que se simplifica el modelo, suele simplificarse también la representación de las variables de entrada mediante distribuciones discretas que permiten resolver un número reducido de flujos de carga. Entre este tipo de simplificaciones destaca la discretización

¹Estos recursos, además, suelen tener variabilidad e incertidumbre importante en cuanto a su disponibilidad en el tiempo.

de la demanda mediante bloques a partir de su curva de duración, la cual se ha convertido casi en un estándar. En cuanto a la simplificación de las demás variables de entrada al sistema, existen bastantes metodologías propuestas sin que alguna haya sido universalmente aceptada aún.

Una característica común a las variables de entrada descritas es que todas son multi-dimensionales respecto del sistema eléctrico, al encontrarse espacialmente distribuidas sobre éste. Adicionalmente, se tiene que las variables se presentan en forma simultánea en el sistema, i.e. a cada instante existe un valor para cada una de las variables. Ambas características son usualmente obviadas por las metodologías existentes, determinándose la representación de las variables en forma independiente y a través de agregaciones, simplificaciones no siempre justificadas y no aplicables a todos los sistemas.

A fin de explorar formas adecuadas de representar las mencionadas variables, el trabajo en esta tesis se centrará en técnicas de análisis de datos multivariantes y su aplicación a sistemas de potencia.

Objetivos

Objetivo principal

El objetivo principal de esta tesis es proponer y aplicar metodologías para representar en forma discreta – y conjunta, de ser necesario – las variables de entrada a los modelos de operación y planificación, tomando en consideración su espacialidad y simultaneidad.

Objetivos específicos

- Investigar las metodologías actuales de análisis de datos multivariantes, seleccionando aquellas con aplicación práctica en sistemas de potencia.
- Implementar la planificación de la expansión del Sistema Interconectado Central bajo variabilidad hidrológica usando programación estocástica². Considera los caudales afluentes como variable aleatoria, representados en forma reducida.
 - Construir un modelo del Sistema Interconectado Central (SIC), con un nivel de detalle adecuado para simular su expansión estocástica.
 - Estudiar los caudales afluentes al SIC y determinar una representación reducida adecuada. Evaluar la calidad de la representación mediante los resultados de simulación de operación de un año.

²Desarrollado en el marco del proyecto RET I+D “Planificación de la expansión del Sistema Interconectado Central usando programación estocástica”, en colaboración con Transelec S.A.

- Analizar las sensibilidades del problema de expansión estocástica del SIC ante distintos niveles de detalle en la variable hidrológica.
- Estudiar los efectos de los métodos de discretización de la demanda en la planificación de transmisión de sistemas eléctricos cuando la demanda en distintas barras no está fuertemente correlacionada.
 - Adaptar un sistema de prueba para simular la operación de largo plazo de sistemas multi-área, cada área con distinto huso horario.
 - Llevar a cabo la optimización de expansión de transmisión del sistema de prueba con distintos niveles de detalle en la representación de la demanda.
 - Evaluar los resultados de planificación y operación multi-área del sistema de prueba en función de la metodología de discretización de la demanda para determinar el aporte de una representación que considere la espacialidad del sistema.
 - Determinar la mejora de las distintas metodologías de discretización de demanda en función de aumentos en sus grados de libertad, desde la perspectiva de los resultados de planificación y operación del sistema de prueba.
- Estudiar la influencia de la correlación (no necesariamente lineal) demanda-generación eólica sobre la operación de sistemas con altos niveles penetración eólica, para distintas representaciones conjuntas de generación eólica y demanda³.
 - Adaptar una base de datos de un sistema con alta penetración eólica para estudios de mediano plazo.
 - Evaluar los resultados de operación de las metodologías de representación reducida conjunta actual (demanda neta) y representaciones análogas a la utilizada para la demanda en el sistema multi-área.

Alcances

El alcance de esta tesis es proponer y probar metodologías que pueden ser utilizadas de modo general para representar distintas variables de entrada en los modelos de SEP. El ideal es que las metodologías propuestas se comiencen a utilizar en forma más intensiva tanto en la academia como en la industria, pues se espera que representen mejoras importantes respecto a las utilizadas actualmente. Desde este punto de vista, todas las herramientas utilizadas para la representación de las variables de entrada son de dominio público y aquellas herramientas

³Desarrollado en el marco del proyecto FONDECYT 11110502 “*Evaluating the contribution to power system adequacy of intermittent generation*”, apoyado por CONICYT.

desarrollas con propósito de esta tesis se encontrarán disponibles en el soporte digital que la acompaña, y posteriormente se dejarán disponibles en línea.

En lo que respecta a la teoría asociada al desarrollo del trabajo realizado, aún cuando se basa profundamente en técnicas de optimización; lineal, entera, entera-mixta, no-lineal, combinatorial, etc., no se discute en detalle las metodologías de optimización, como tampoco los grados de complejidad computacional o la convexidad de los problemas planteados, a fin de centrar la atención en las aplicaciones de ingeniería eléctrica que los distintos problemas tienen.

Del mismo modo, sólo se presenta esquemáticamente los métodos de resolución implementados para los problemas de optimización de la representación de variables de entrada, a pesar de que los tiempos de cálculo logrados en muchos de ellos se deben a la forma de implementación de los códigos programados⁴.

Estructura del documento

La presente tesis se organiza en capítulos relativamente independientes unos de otros para facilitar la lectura parcial del documento. La metodología, análisis, aplicaciones y resultados obtenidos se presentan en el cuerpo del documento, mientras que los detalles de los modelos de sistemas se encuentran en los anexos.

Los capítulos del cuerpo de esta tesis se organizan como sigue:

- El capítulo 1 presenta el estado del arte, es decir, los desarrollos actuales en los distintos campos que involucra este trabajo.
- En el capítulo 2 se detalla la teoría asociada a la optimización de la planificación y operación de SEP; la programación estocástica y su aplicación a problemas de SEP; y algunas técnicas de reducción de escenarios basadas en: *clustering*, igualación de momentos estadísticos y métricas de Fortet-Mourier. Además, se muestra que la reducción de escenarios y la representación reducida por agrupación temporal son simplificaciones equivalentes.
- En el capítulo 3 se lleva a cabo la optimización conjunta de expansión en generación y transmisión del SIC usando programación estocástica para representar la variabilidad hidrológica. Se utiliza métodos de reducción de escenarios para representar en forma reducida las variables hidrológicas en el problema de optimización estocástico, representaciones que se validan en base a los resultados de operación de un año. Se analiza los resultados estocásticos, comparándolos con un modelo determinístico y el plan propuesto por la autoridad.

⁴Si se desea mayor detalle respecto a estos aspectos puede revisarse los códigos comentados en el soporte digital que acompaña esta tesis.

- El capítulo 4 describe la optimización de la expansión de transmisión de un sistema multi-áreas con distintos husos horarios. Se plantea la necesidad de utilizar metodologías que consideren la espacialidad del sistema al momento de realizar la discretización de la demanda en bloques, para lo cual se aplican técnicas de reducción de escenarios junto con la tradicional discretización a partir de la curva de duración de carga. Se evalúa los resultados que las distintas metodologías producen tanto a nivel de planificación como de operación.
- En el capítulo 5 se analiza el problema de representar en forma adecuada la demanda y la generación eólica en el SING para estudios de operación de mediano plazo. Se utiliza técnicas usuales en la industria, y las mismas técnicas propuestas para la representación de la demanda en el capítulo 4, evaluando el desempeño de las mencionadas técnicas en términos de los resultados de operación obtenidos con cada una.
- Finalmente, en último capítulo del cuerpo de este documento, se presentan las principales conclusiones de este trabajo y se expone posibles líneas de investigación futuras.

Capítulo 1

Estado del arte

En la actualidad la resolución de los problemas de optimización de SEP involucra la utilización de técnicas de diversa naturaleza, las cuales muchas veces no han sido desarrolladas con el fin de ser aplicadas únicamente a este tipo de problemas. En general, provienen de ámbitos relacionados con la ingeniería eléctrica – como lo son la investigación de operaciones, optimización y resolución numérica, estadística, análisis de información y aprendizaje de máquinas, computación paralela, ingeniería de sistemas, entre otras – cuyas líneas de desarrollo, sin embargo, suelen ser paralelas con las de la ingeniería eléctrica.

Considerando lo anterior, este capítulo presenta brevemente la historia y progresos actuales de las distintas técnicas utilizadas en el desarrollo de esta tesis, separadas en cuatro grandes tópicos: la operación y planificación de SEP propiamente tal, la programación estocástica, las técnicas de generación y reducción de escenarios, y las técnicas de *clustering*.

1.1. Operación y planificación de sistemas eléctricos de potencia

En sus primeras décadas de existencia, los SEP eran operados y planificados directamente, basándose principalmente (o incluso únicamente) en consideraciones técnicas pues éstos se encontraban mayoritariamente a cargo de los Estados y la evolución de las necesidades que debían cubrir era bastante predecible. No obstante, con el advenimiento de los cambios tecnológicos, políticos, económicos y sociales de la segunda mitad del siglo pasado en adelante – de entre los cuales los de mayor impacto para los SEP corresponden a la desregulación de los sistemas, el desarrollo de la electrónica y la computación, y el gran incremento en el acceso residencial a las redes eléctricas – los SEP se volvieron mucho más complejos de operar y también de planificar. Esto trajo consigo la necesidad de modelos que permitieran simular la operación de los sistemas eléctricos, en todas las escalas de tiempo, para así predecir o al menos estimar los efectos de las decisiones tomadas por los operadores y planificadores en los SEP.

En general los modelos de SEP se pueden clasificar como modelos dinámicos, de operación económica de corto y largo plazo, y de planificación. Los modelos dinámicos se centran en las interacciones entre los generadores y otros elementos del sistema, es decir, son modelos de las leyes físicas del SEP puesto que las decisiones tomadas en los rangos de tiempo que se plantean son primordialmente de orden técnico. Los problemas matemáticos a resolver en los modelos dinámicos de SEP corresponden a sistemas de ecuaciones diferenciales no lineales, los cuales suelen ser tratados con métodos numéricos salvo en caso muy particulares que permiten una solución analítica.

En los modelos de operación económica y planificación, que simulan el sistema en el rango desde unos minutos hasta varias décadas, se consideran en forma simplificada las leyes físicas del SEP para poder acoplarlas al problema económico. En este nivel las decisiones son de orden económico o estratégico, minimizando costos o maximizando utilidades. Los problemas matemáticos en este caso corresponden en general a problemas de optimización no lineal entera-mixta, los cuales son aproximados mediante formulaciones lineales y luego resueltos utilizando técnicas de programación lineal entera-mixta (MILP).

Como se mencionó anteriormente, esta tesis centra su atención en los modelos de operación de mediano y largo plazo, y de planificación de los SEP, y en lo que sigue se describe la historia y los avances recientes en estos campos.

1.1.1. Operación económica de SEP

La operación económica de los sistemas eléctricos de potencia puede considerarse relativamente madura en relación a los elementos que en forma convencional componen los sistemas de potencia, puesto que en la formulación utilizada en los problemas es bastante estándar. En general, el problema a resolver es la minimización de los costos de operación sujeto a las restricciones de operación propias de cada sistema [1].

Los modelos de operación económica de SEP de corto plazo, despacho (*Economic Dispatch*, EC) y predespacho (*Unit Commitment*, UC), en su mayoría trabajan sobre el supuesto de estado estacionario en las variables eléctricas y pueden modelar gran parte de las restricciones técnicas de los SEP; restricciones de flujos de potencia activa y reactiva [2, 3], dispositivos de control de flujo, rampas de carga en generadores y líneas, restricciones de encendido y apagado de unidades generadores (tiempos mínimos y máximos), tiempos de estabilización, restricciones de seguridad (que dan lugar a los llamados SCUC, *Security Constrained Unit Commitment*), salidas forzadas o fallas de componentes, incertidumbre y variabilidad en generación intermitente, entre otras. Del mismo modo pueden incluir gran detalle en los costos de operación; costos combustibles, costos de personal, desgaste de equipos, entre otros. Todas las consideraciones anteriores, salvo las relacionadas con generación intermitente, fueron planteadas al menos teóricamente an-

tes de la década de 1990, y con el avance de la computación durante las dos décadas siguientes (1990-2010) los desarrollos se centraron principalmente en la aplicación de metodologías para resolver los problemas ya planteados, por ejemplo la computación paralela [4] y los métodos heurísticos y metaheurísticos [5]. En la actualidad los mayores desafíos que enfrenta esta área corresponden a la inclusión adecuada de las nuevas tecnologías en transmisión (FACTS, *Flexible AC Transmission System*), el despacho de la demanda [6, 7], la inclusión de generación incierta e intermitente [8] y el desarrollo de las *smart grids* [9, 10].

Los modelos de operación de mediano y largo plazo de SEP se encuentran relativamente en la misma situación que los modelos de corto plazo, puesto que los modelos para sistemas convencionales (actualmente utilizados en la industria) fueron planteados hace 15 o más años [11] y desde allí al presente se ha avanzado en metodologías de resolución e implementaciones que aprovechan las nuevas herramientas matemáticas y computacionales. En su forma más usual, los modelos de operación de mediano y largo plazo desprecian algunos aspectos considerados en los modelos de corto plazo, en particular la cronología de la demanda – lo que implica que también se desprecian las restricciones de encendido, apagado y rampas –, para así poder considerar aspectos como la optimización de embalses y otras restricciones de mediano plazo, y la programación de mantenimientos. En lo que respecta a optimización de uso de embalses la metodología en la actualidad más utilizada en sistemas hidrotérmicos como el SIC es la Programación Dinámica Dual Estocástica, SDDP [12, 13], que utiliza técnicas de descomposición y programación dinámica para resolver el problema del uso del agua ante diversos escenarios hidrológicos.

La gradual inclusión de centrales de energías renovables ha introducido fenómenos en los SEP que los modelos convencionales no pueden representar en el mediano y largo plazo, debido a que sus variaciones son fuertes, y a que éstas se presentan en ciclos diarios no necesariamente similares a los ciclos de la demanda [14]. Al respecto se han presentado algunas metodologías prácticas provenientes de la industria [15], basadas en la utilización de la demanda neta (demanda menos la generación ERNC) y otras de optimización (por ejemplo, [16, 17, 18, 19]) la mayor parte de las cuales propone tratar casos puntuales para la resolución del UC y extrapolar sus resultados a la operación de largo plazo, o bien desprecia los fenómenos asociados a la variabilidad de las ERNC. Afortunadamente, si sólo se requiere simular la operación de largo plazo, las capacidades actuales de cómputo permiten realizar esta tarea en forma horaria para sistemas de tamaño mediano sin despreciar la cronología.

1.1.2. Planificación de SEP

La planificación de largo plazo involucra la expansión de los sistemas, es decir, las decisiones sobre inversiones a realizar para minimizar el costo total de inversión y operación del sistema.

En un principio este problema era resuelto en forma manual, siendo formalmente planteado como un problema de optimización por primera vez en 1957 [20], no presentándose grandes avances en este campo hasta la década de 1980 en que el acceso a computadores junto con el uso de técnicas de descomposición permitió determinar planes de expansión en modelos muy simplificados [21] de los sistemas reales [22, 23]. No obstante, debido al fuerte cambio que se produjo entre 1970-1990 en lo que respecta a crecimiento y posibilidad de manejar la demanda, incertidumbre en los precios de combustibles, desregulación del sector eléctrico [24, 25, 26], los modelos de planificación se volvieron cada vez más útiles e incluso necesarios.

En general, las decisiones de inversión se pueden separar entre decisiones de expansión en generación y decisiones de expansión en transmisión, tanto por los elementos físicos que tratan como por la forma en que modifican la estructura del flujo de potencia (el elemento básico de los problemas de operación y planificación); las inversiones en generación modifican las máximas inyecciones y las curvas de oferta en los nodos (modificación “local” del problema), mientras que las decisiones de transmisión modifican las capacidades de transmisión y las matrices de admitancia e impedancia (modifican la estructura “global” del problema, y presentan otra serie de desafíos que no comparten con las decisiones de generación [27]). Por este motivo, dada la complejidad que representa el problema completo, históricamente se han planificado los sistemas de potencia resolviendo los problemas de expansión de generación y transmisión por separado.

El problema de expansión de generación determinístico (asumiendo conocimiento perfecto del futuro) ha sido bastante estudiado y en la actualidad existen diversos métodos que permiten su resolución – por ejemplo las técnicas tradicionales de programación lineal o entera-mixta y algoritmos heurísticos o metaheurísticos [28, 29, 30] –, considerando restricciones de confiabilidad [31], integración de ERNC [32, 33], control de emisiones [34] o inclusive en el caso de expansión descentralizada (con información incompleta) [35, 36, 37].

Por otra parte, la expansión determinista de transmisión – y la expansión de transmisión en general – es un área en desarrollo en la que existen varias metodologías propuestas [38]. Para empezar, no se ha definido con claridad cuál debe ser la función objetivo a minimizar en el problema de expansión de transmisión [39], pudiendo ésta variar entre:

- costos de inversión + costos de operación
- costos de inversión + costos de congestión
- costos de inversión - ingresos esperados de transmisión¹
- costos de inversión - beneficio social

¹Actualmente utilizada en Chile en los Estudios de Expansión Troncal, para escoger entre alternativas de nuevas líneas y ampliaciones.

Otra dificultad es la no-linealidad inherente del problema de expansión de transmisión, que genera problemas de optimización no-convexos (en el mejor de los casos, puesto que también pueden dar lugar a problemas infactibles). Las alternativas para lidiar con esta no-linealidad pasan por formular el flujo de potencia como un problema de transporte, utilizar una formulación disjunta (*disjunctive formulation*) [40] (se reemplaza la ecuación no-lineal por un par de inecuaciones que dependen de una penalidad de valor muy elevado, lo que puede ocasionar dificultades de mal escalamiento en la resolución del problema), o simplemente plantear el problema no-lineal y resolverlo mediante técnicas metaheurísticas.

El problema de expansión de transmisión también se ha planteado a nivel de distribución [41], para mercados desregulados en que existe competencia [42, 43, 44], y considerando criterios de seguridad [45] y confiabilidad [46].

En los últimos años, con el aumento de las capacidades computacionales se abrió la posibilidad de resolver el problema conjunto de expansión en generación y transmisión para sistemas reales [47, 48, 49], de incluir incertidumbre en el proceso (según se describe en la sección 1.2.1), e incluso de resolver el problema de expansión en forma cronológica [50] – sin despreciar rampas, ni restricciones de encendido y apagado para las unidades térmicas – lo que permite integrar de manera más precisa las ERNC al proceso de planificación.

1.2. Programación estocástica

La programación estocástica tiene sus raíces en el *recourse model* (1955); un modelo lineal de dos etapas en que las decisiones de la primera etapa (*initial decisions*) son tomadas basadas en información parcial (distribución de probabilidad) de la segunda etapa y, tras conocerse información adicional (realización), las decisiones de segunda etapa (*recourse decisions*) toman acciones correctivas para lograr el óptimo [51]; y en la aparición de problemas con restricciones asociadas a probabilidades de la solución, *chance constrained programming* (1959) [52]. Dado su potencial para representar incertidumbre y variabilidad en los problemas para los que usualmente se utilizaba soluciones deterministas y análisis de sensibilidad, la idea original tuvo un rápido crecimiento y desarrollo.

En sus primeros años, la mayor parte de la investigación en torno a la programación estocástica se centró en el desarrollo de modelos más generales que los iniciales (no-lineales y de múltiples etapas) [53] y métodos de descomposición que permitieran resolver los problemas estocásticos, ejemplos de ello son la descomposición *L-shaped* (aplicación de la descomposición de Benders a problemas estocásticos) y la descomposición de Dantzig-Wolfe para problemas de múltiples etapas [54]. En la actualidad aún se plantean nuevos métodos de descomposición que no sólo aprovechan la estructura de la matriz de restricciones del problema, sino también las

propiedades estadísticas de los parámetros aleatorios [55], como también se implementan modelos que aprovechan las características de los métodos de descomposición tradicionales para explotar las ventajas de la computación paralela.

La natural aplicación de programación estocástica sobre los problemas de optimización entero mixtos, dio lugar a la aparición de los denominados *Stochastic Mixed Integer Programming* (SMIP) [56] que de por sí se convirtieron en un área de interés e investigación activa [57, 58] debido a su aplicación en diversos campos de la investigación de operaciones, especialmente en lo que respecta a selección de cartera de inversiones en diversos ámbitos productivos. Los trabajos en esta área son recientes, puesto que se ha requerido de los avances en MIP [59] para resolver los problemas (los métodos aplicados a la resolución de SMIP no difieren de los utilizados para la resolución de MIP [60]).

Quizá, la complejidad más importante en los problemas SMIP es que en la mayor parte de los casos son no-convexos, aún cuando los problemas determinísticos originales sean convexos, es decir, la aplicación de SMIP no sólo incrementa el tamaño² sino también la complejidad del problema a resolver [61].

No obstante las dificultades mencionadas, la aplicación de programación estocástica lleva a soluciones mejores (en términos de su valor esperado) y a óptimos más robustos por lo que existen altos incentivos en su desarrollo, y es de esperar que su uso se masifique con el advenimiento de computadores de mayor capacidad y los avances actuales – y futuros – en MIP.

1.2.1. Expansión de SEP bajo incertidumbre

El ya mencionado aumento de las capacidades computacionales y los avances en MIP abrieron la posibilidad de llevar a cabo la optimización de la expansión de sistemas de potencia bajo incertidumbre utilizando programación estocástica, idea que tiene al menos 20 años [23, 62] mas solo recientemente es realizable.

La planificación bajo incertidumbre en sistemas reales³, en términos generales, solo se había realizado asociando penalidades al riesgo de no poder abastecer la demanda bajo algunas realizaciones del parámetro incierto [63] o simplemente con iteraciones manuales; i.e. se soluciona el problema determinista y luego se prueba que su desempeño sea razonable bajo realizaciones probables del parámetro incierto. En forma simultánea a dichas aproximaciones, se han ido planteando los modelos [64, 65], bajo distintas formulaciones y requerimientos para llevar a cabo la optimización de la expansión usando programación estocástica [66, 67].

²El tamaño del problema estocástico (en programación lineal) es aproximadamente S veces el tamaño de su versión determinista, donde S es el número de escenarios o valores posibles del parámetro aleatorio.

³De acuerdo a la información recolectada (publicaciones), el problema de expansión estocástica ha sido resuelto durante la última década para sistemas de prueba de no más de 21 nodos, térmicos y considerando no más de cinco escenarios.

En cuanto a su estructura, el problema de expansión involucra variables discretas (construcción – no construcción), las cuales hacen del problema de expansión estocástico un SMIP. Es decir, usando programación estocástica se agrega complejidad adicional a las complejidades propias del problema de expansión.

Debe tenerse presente que el problema de expansión es solo una de las aplicaciones de la programación estocástica en los sistemas de potencia. Muchas otras aplicaciones se han desarrollado en el ámbito del predespacho considerando ERNC, coordinación hidrotérmica de corto plazo, manejo de reservas, entre otros [68, 69, 70].

Finalmente, vale la pena señalar que la accesibilidad actual a computadoras multi-núcleo, o *clusters* de computadoras trabajando en paralelo permite implementar el problema de expansión estocástico en forma mucho más eficiente utilizando computación paralela [71, 72].

1.3. Generación y reducción de escenarios

En la aplicación de la programación estocástica, la resolución del problema para un parámetro aleatorio continuo (como ocurre en muchos de los modelos de variables aleatorias) es irrealizable en situaciones reales, razón por la cual suele aproximarse la distribución probabilística del parámetro aleatorio mediante una distribución discreta con un número finito de escenarios, técnica conocida como separación en escenarios.

En el caso de sistemas reales, por lo general, se tiene acceso a los datos históricos de los parámetros aleatorios del sistema. El procedimiento convencional para tratar la aleatoriedad es generar un modelo paramétrico o no paramétrico del proceso tras los datos históricos, para luego crear escenarios o árboles de escenarios⁴ usando técnicas como muestreo aleatorio, muestreo condicional, muestreo desde distribuciones marginales y matriz de correlaciones, igualación de momentos, simulación de series, discretización óptima, entre otras [73]. De este modo se logra una distribución de probabilidad para el parámetro aleatorio con soporte discreto que permite plantear el problema estocástico mediante la separación en escenarios.

Si debido al número de escenarios generado el tamaño del problema estocástico impide su resolución, existen varias metodologías aplicables para realizar una reducción de escenarios, algunas basadas en muestro, en igualación de momentos [74, 75] y, las más recientes, en métricas de probabilidad. El objetivo de estas métricas es cuantificar el efecto que la reducción tiene sobre la información de la distribución de probabilidad (corresponden a una medida de la diferencia entre la distribución completa y la reducida), a fin de que al minimizar esta medida la solución

⁴En el caso en que sea posible predecir el comportamiento futuro del parámetro aleatorio, lo más indicado es utilizar un árbol de escenarios a fin de representar la creciente incertidumbre, junto con las propiedades estadísticas de su distribución.

al problema simplificado sea similar a la solución al problema original (con la distribución de probabilidad completa).

Se ha demostrado que la utilización de métricas de Fortet-Mourier de orden n permite acotar el error en la función objetivo de un problema estocástico de n etapas [76, 77, 78] y que la utilización de \mathcal{B} -discrepancias permite acotar el error en la función objetivo de un problema estocástico de dos etapas con decisiones enteras [79].

1.4. Agrupamiento (*clustering*) aplicado a la ingeniería eléctrica

En general, la aplicación del análisis de datos multivariantes a diversos campos de la ingeniería y ciencias es reciente, siendo sus áreas con mayor penetración la economía, ciencias de la computación (inteligencia artificial), medicina y ciencias sociales [80].

Tras las primeras aplicaciones del análisis multivariante, y en la medida que la capacidad de almacenamiento creció, la cantidad de datos a analizar comenzó a volverse inmanejable y se requirió de técnicas que permitieran interpretarlos, surgiendo así la minería de datos (*data mining*) como una metodología automatizada de reconocimiento de patrones⁵ en bases de datos grandes. Entre las múltiples tareas que se desarrollan en la minería de datos destacan la detección de anomalías y dependencias, agrupamiento, clasificación⁶, regresión y resumen de la información.

De entre las mencionadas tareas es de especial interés el agrupamiento o *clustering* [81], pues permite encontrar grupos disímiles de datos, un análogo multi-dimensional de la separación en bloques por magnitud (lo que suele realizarse con la demanda en los sistemas de potencia). Existen al menos unas pocas docenas de algoritmos de *clustering* publicados, los cuales pueden clasificarse en dos grandes grupos: algoritmos de partición y algoritmos jerárquicos. Los primeros buscan un número predefinido de grupos basados en la minimización de distancias entre los elementos de cada grupo (bajo alguna definición propia de distancia), mientras que los segundos buscan disimilitudes de distintos niveles (magnitudes, correlaciones, diferencias en variables cualitativas, entre otras) y según ellas van separando o uniendo secuencialmente el total de los datos. Una revisión de los algoritmos más comunes de *clustering* puede encontrarse en [82].

El más conocido de todos los métodos de *clustering* es *k-means* (*k*-“medias”), por ser una extensión de la aproximación constante por tramos a n dimensiones. Luego, resulta natural proponer su aplicación a la discretización de una “curva de duración de demanda” multi-dimensional

⁵El reconocimiento de patrones en datos, en general, data del siglo XVIII.

⁶A diferencia del agrupamiento, la clasificación implica asociar los elementos en la base de datos con clases pre-existentes.

[83, 84], mas esta metodología no ha permeado hacia la industria y en la actualidad los *softwares* continúan discretizando la curva de duración de demanda total para resolver modelos de mediano y largo plazo. Una aplicación, relativamente reciente, de una versión *fuzzy* (difusa) del algoritmo *k-means* a la discretización de la demanda del SIC puede encontrarse en [85], donde se la compara con la aproximación mediante bloques de la curva de duración de demanda, mostrando disminuciones en torno al 5 % del error en la aproximación de la demanda.

Otra técnica de *clustering* relevante corresponde al método PAM *Partitioning Around Medoids* [86, 81], que se diferencia del *k-means* en que busca medoides en lugar de centroides, es decir, el representante de cada *cluster* es una observación contenida en el *cluster* en lugar del centroide del mismo. Es reconocida por ser mucho más robusta que *k-means* y por entregar, en general, *clusters* más compactos.

Las aplicaciones publicadas de *clustering* en sistemas de potencia van desde la detección de fallas [87, 88] y análisis de armónicos [89], a la predicción de demanda [90] y la determinación de configuraciones óptimas en alimentadores de distribución [91]. Incluso, un estudio acabado de los perfiles de demanda en relación a otros factores (clima, tipos de clientes, entre otras) fue llevado a cabo utilizando *data mining* [92].

Si bien las aplicaciones anteriores van orientadas al análisis de la demanda, también existen algunas aplicaciones en la generación eólica, tanto en su análisis [93] como en su predicción [94].

Tanto en el caso de la demanda como en el de la generación eólica – o en un análisis conjunto – al considerar la espacialidad de los datos, los elementos a agrupar suelen ocupar varias decenas de dimensiones, lo cual hace surgir el problema denominado *curse of dimensionality*⁷ [95]. Si bien hay bastantes aproximaciones y discusiones en torno a este problema [96, 97, 98], aún se considera un problema abierto. El método más común es llevar los datos a agrupar a un espacio de menor dimensión con la menor pérdida de información posible utilizando análisis de componentes principales (*Principal Component Analysis*, PCA) [99, 100], la cual ha sido utilizada para llevar a cabo análisis del proceso hidrológico de Brazil (usando series de tiempo y considerando todos los afluentes relevantes para la hidroelectricidad) [101].

Para finalizar esta sección vale mencionar que las soluciones que ofrecen los algoritmos como *k-means* y P.A.M. solo aseguran óptimos locales (o soluciones “casi óptimas”), lo cual ha incentivado la aparición de metodologías heurísticas que mejoren su comportamiento [102], como también – recientemente – su solución mediante una formulación exacta y programación entera mixta [103].

⁷Básicamente, consiste en que al incrementar el número de dimensiones el concepto de distancia puede volverse ambiguo, no pudiendo distinguirse entre elementos cercanos y lejanos de forma significativa.

Capítulo 2

Metodología

2.1. Método de trabajo

El desarrollo de esta tesis, en términos de tareas realizadas, puede resumirse en cuatro pasos principales. Comenzó con la recolección de información bibliográfica y la construcción de los modelos de sistemas de potencia, tarea efectuada bajo sendos proyectos de investigación¹ y que consumió más del 60 % del tiempo dedicado a este trabajo. El paso siguiente fue la programación de las técnicas de representación reducida y su prueba en algunos modelos pequeños. Finalmente, utilizando los datos y modelos de los sistemas construidos, se aplicaron las metodologías de representación a tres problemas de interés en el área de sistemas de potencia.

Por otra parte, desde la perspectiva de los procedimientos desarrollados en el afán de evaluar las metodologías de representación comunes y aquellas propuestas en esta tesis, el método de trabajo en cada aplicación constó de tres etapas bastante diferenciadas, según se muestra en la figura 2.1. La primera etapa, el pre-procesamiento, consiste en la aplicación de las metodologías de representación reducida propiamente tal. Ésta es efectuada utilizando el software R [104] y haciendo uso extensivo de varios paquetes de distribución libre.

Tras obtener las representaciones reducidas de las variables multi-dimensionales que se usan como entradas del modelo, se ejecutan los correspondientes modelos de SEP en PLEXOS² [105], un software que se encarga de plantear los problemas de optimización sobre los modelos creados y comunicarse con un *solver* (en este caso X-Press [106]) para su resolución.

En la última etapa, las soluciones del problema de optimización de SEP son post-procesadas para poder compararlas, calcular los errores que cada metodología tiene y con ello medir el

¹Proyecto RET I+D “Planificación de la expansión del Sistema Interconectado Central usando programación estocástica” y Proyecto FONDECYT 11110502 “*Evaluating the contribution to power system adequacy of intermittent generation*”.

²Una breve descripción de este software se encuentra en el anexo G.

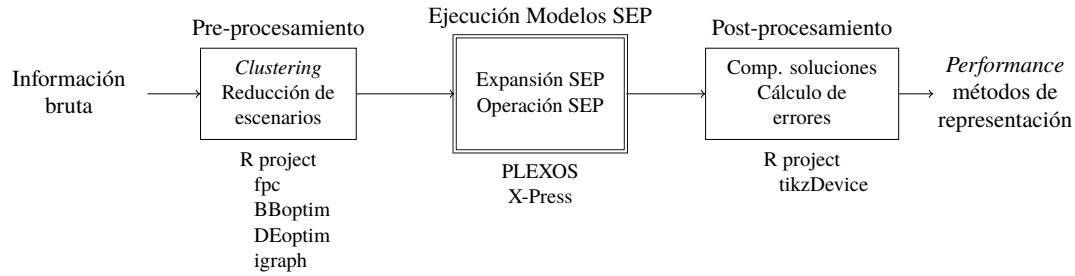


Figura 2.1: Metodología general de aplicación y procesamiento de datos.

desempeño de las distintas metodologías.

En este capítulo se describe la teoría e implementaciones elaboradas o utilizadas en cada etapa del procedimiento descrito en la figura 2.1, a fin de dar una base única a las tres aplicaciones desarrolladas.

2.2. Operación y planificación de sistemas eléctricos

Los problemas de operación y planificación de sistemas de potencia, si se plantean en forma general, pueden llegar a ser muy complejos debido a la gran cantidad de variables que involucran. Para evitar complejidades que contaminen la estructura de los problemas se omiten a propósito algunos elementos de su formulación general, en pos de una mejor lectura y facilitar la interpretación de los resultados posteriores.

2.2.1. Operación de mediano y largo plazo de SEP

Los problemas de operación de mediano y largo plazo son prácticamente idénticos en su formulación, variando en el detalle con que se discretiza el tiempo y las decisiones que se deben tomar. En la operación de largo plazo debe definirse el uso del agua en los grandes embalses de los sistemas hidrotérmicos junto con fechas para los mantenimientos mayores, mientras que la operación de mediano plazo se ocupa de medios de almacenamiento de energía mas pequeños (por ejemplo, embalses de regulación semanal) y generar las políticas de operación (i.e. lista de mérito) en sistemas en que no se realiza un predespacho vía optimización de corto plazo (caso actual del SIC, que es operado vía lista de mérito por el CDEC-SIC).

Luego, tiene sentido formular el problema de operación para el largo o mediano plazo indistintamente. Una formulación sencilla del problema se presenta en las relaciones (2.1) a (2.11), dónde:

t periodo de resolución (semana/mes/año)

- c_k^t costo de generar 1MWh con el generador k en el periodo t
- g_k^t generación (MWh) del generador k en el periodo t
- \hat{g}_k^t generación máxima (capacidad disponible) del generador k en el periodo t
- f_o^t flujo de potencia por la línea o durante el periodo t
- \hat{f}_o^t flujo de potencia máximo por la línea o durante el periodo t
- b_o^t susceptancia de la línea o en el período t
- d_i^t demanda en el nodo i durante el periodo t
- θ_i^t ángulo de la tensión en el nodo i respecto al nodo de referencia en el periodo t
- w_k^t máxima generación para el generador k , eólico, en el periodo t
- v_l^t volumen de agua almacenado en el embalse l al inicio del periodo t .
- γ_{ml}^t flujo de agua desde el embalse m al embalse l durante el periodo t
- ζ_l^t vertimiento del embalse l durante el periodo t
- u_l^t afluente natural (no proveniente desde otro embalse) al embalse l durante el periodo t
- η_k^t eficiencia de la turbina hidráulica conectada al generador k en el periodo t
- I^t conjunto de nodos del sistema en el periodo t
- Ω^t conjunto de generadores que componen el sistema en el periodo t
- Ω_{wind}^t conjunto de generadores eólicos que componen el sistema en el periodo t
- Ω_{hydro}^t conjunto de generadores hidroeléctricos que componen el sistema en el periodo t
- Ω_i^t conjunto de generadores conectados al nodo i en el periodo t
- Ψ_i^t conjunto de nodos conectados directamente al nodo i en el periodo t
- \mathcal{O}^t conjunto de líneas en el sistema de transmisión durante el periodo t
- L^t conjunto de embalses que componen el sistema en el periodo t
- $\Gamma_{\text{over } l}^t$ conjunto de embalses aguas arriba de l , conectados directamente a l en el periodo t
- $\Gamma_{\text{under } l}^t$ conjunto de embalses aguas abajo de l , conectados directamente a l en el periodo t

Ξ_k^t conjunto de caudales que pasan por el generador k en el periodo t

$$\text{Minimizar: } \sum_{t \in T} \sum_{k \in \Omega^t} c_k^t g_k^t \quad (2.1)$$

$$\text{Sujeto a: } \sum_{\substack{o = (j, i) \\ j \in \Psi_i^t}} f_o^t + \sum_{k \in \Omega_i^t} g_k^t = d_i^t \quad \forall i \in \Psi^t, \forall t \in T \quad (2.2)$$

$$f_o^t - b_o^t (\theta_i^t - \theta_j^t) = 0 \quad \forall o \in \mathcal{O}^t, \forall t \in T \quad (2.3)$$

$$- \hat{f}_o^t \leq f_o^t \leq \hat{f}_o^t \quad \forall o \in \mathcal{O}^t, \forall t \in T \quad (2.4)$$

$$0 \leq g_k^t \leq \hat{g}_k^t \quad \forall k \in \Omega^t, \forall t \in T \quad (2.5)$$

(sistemas con generación eólica o ERNC no despachable)

$$g_k^t \leq w_k^t \quad \forall k \in \Omega_{\text{wind}}^t, \forall t \in T \quad (2.6)$$

(sistemas hidrotérmicos)

$$v_l^t - v_l^{(t+1)} + \sum_{m \in \Gamma_{\text{over } l}^t} \gamma_{ml}^t - \sum_{m \in \Gamma_{\text{under } l}^t} \gamma_{lm}^t - \zeta_l^t = -i_l^t \quad \forall l \in L^t, \forall t \in T \quad (2.7)$$

$$g_k^t - \eta_k^t \sum_{\substack{u = (m, l) \\ u \in \Xi_k^t}} \gamma_{ml}^t = 0 \quad \forall k \in \Omega_{\text{hydro}}^t, \forall t \in T \quad (2.8)$$

$$0 \leq \gamma_{mn}^t \leq \hat{\gamma}_{mn}^t \quad \forall (m, n) \in \bigcup_{m \in L^t} \{(m, n) / n \in \Gamma_{\text{under } m}^t\}, \forall t \in T \quad (2.9)$$

$$0 \leq v_l^t \leq \hat{v}_l^t \quad \forall l \in L^t, \forall t \in T \quad (2.10)$$

$$\zeta_l^{(t-1)} \geq 0 \quad \forall l \in L^t, \forall t \in T \quad (2.11)$$

La expresión (2.1) corresponde a la función objetivo del problema y no es sino el costo de generación. En esta formulación la falla corresponde a un generador ficticio cuyo costo es el costo de falla y que se encuentra presente en todos los nodos. Sobre los costos c_k^t puede aplicarse cambios en los precios de combustibles, inflación, factores de actualización, impuestos, entre otros.

En cada periodo t se ha considerado la demanda constante, lo cual puede ser mejorado incluyendo bloques de demanda sin orden correlativo dentro de cada periodo. El método usual para seleccionar estos bloques es utilizar la curva de duración de la demanda total en el periodo,

aproximándola con una función constante por tramos para luego considerar cada tramo constante como un bloque de la demanda, según se indica en la sección 2.2.3.

Las cuatro primeras restricciones son la base del problema de operación y corresponden al balance de potencia por nodo (2.2), las ecuaciones de flujo de potencia en continua (2.3), y las relaciones (2.4) y (2.5) a los límites de flujo y generación. No se ha considerado pérdidas por las líneas de transmisión, mas para su inclusión solo se debe agregar una ecuación por línea para definir las pérdidas como una función lineal del flujo y sumar estas pérdidas a las demandas de la relación (2.2). Lo más habitual para repartir las pérdidas de cada línea es sumar la mitad de ellas a cada uno de los nodos de la línea.

Las energías renovables no convencionales pueden modelarse agregando una segunda cota superior a la generación de dichas tecnologías (2.6), la cual varíe entre los periodos t según las variaciones propias de la tecnología en cuestión.

Es importante observar que el problema descrito por el conjunto de ecuaciones entre (2.1) y (2.6) puede ser resuelto en forma independiente para cada periodo t , ya que no existe acoplamiento temporal entre las variables. Sin embargo, cuando el sistema es hidrotérmico aparecen las restricciones asociadas al uso de agua en los embalses, las que acoplan las decisiones en el periodo t y $(t+1)$ mediante el balance de agua en cada embalse, relación (2.7). Luego, la restricción (2.9) acopla el problema de optimización de embalses con el de operación de SEP, determinando la generación de algunas centrales como el producto de una combinación de afluentes multiplicada por la eficiencia de la turbina. Aparecen también restricciones de caja³ que limitan los afluentes entre embalses y fuerzan al vertimiento a ser no-negativo.

El no poder resolver el problema de operación de SEP independientemente para los distintos periodos obliga a plantear el problema completo sobre todo el periodo de análisis, aún cuando solo se requiera evaluar una parte de él. Por otra parte, el problema completo suele ser bastante grande y tiene estructura *block-angular*, por lo que resulta muy atractivo para la aplicación de técnicas de descomposición [107].

Para finalizar esta sección es bueno hacer notar que las variables de entrada a los modelos SEP – tópico central de estudio de esta tesis – ya sean demandas, generación ERNC no-despachable o afluentes hidrológicos todas aparecen como RHS (*Right Hand Side*) en la matriz de restricciones, lo que sugiere un tratamiento común a todas desde el punto de vista de su representación reducida.

³Restricciones del tipo $x_{\text{inf}} \leq x \leq x_{\text{sup}}$.

2.2.2. Planificación de la expansión de SEP

El problema de planificación de expansión corresponde a determinar la capacidad, tipo y locaciones óptimas, en términos económicos, de las expansiones del sistema de potencia. Como se ha señalado anteriormente, existen dos tipos de inversiones claramente diferenciados; las expansiones en generación y las expansiones en transmisión.

A pesar de que hay muchas formas de formular el problema de optimización de expansión, sobretodo en lo que respecta a transmisión, todas comparten la misma estructura del problema, por lo que las lecturas generales del proceso y sus resultados no varían mucho.

Dada su estrecha relación con el problema de operación, el problema de expansión puede formularse tomando como base las relaciones (2.1) a (2.5) para un sistema netamente térmico, resultando en el problema de optimización MILP de las relaciones (2.12) a (2.21), dónde:

τ periodo de resolución del problema de expansión

T_τ conjunto de los periodos de resolución de operación en el periodo τ de resolución de expansión

a_h^τ costo de realizar la inversión h en el periodo τ (costo anualizado total en el periodo τ , en moneda de $\tau = 0$)

x_h^τ decisión realizar la inversión h acumulada al periodo τ

Δx_h^τ decisión incremental de realizar la inversión h en el periodo τ

$\mathcal{H}_{\text{fixed}}^t$ conjunto de elementos fijados en el sistema de potencia (no afectos a decisiones de inversión) en el periodo t ($\mathcal{H} \equiv \Omega$, para transmisión y $\mathcal{H} \equiv \mathcal{O}$, para generación)

$\mathcal{H}_{\text{project}}^\tau$ conjunto de elementos afectos a decisiones de inversión en el periodo τ

$$\text{Minimizar: } \sum_{\tau \in \mathcal{T}} \left(\sum_{k \in \Omega_{\text{project}}^{\tau}} a_k^{\tau} \Delta x_k^{\tau} + \sum_{o \in \mathcal{O}_{\text{project}}^{\tau}} a_o^{\tau} \Delta x_o^{\tau} + \sum_{t \in T_{\tau}} \sum_{k \in \Omega^t} c_k^t g_k^t \right) \quad (2.12)$$

$$\text{Sujeto a: } \sum_{\substack{o = (j, i) \\ j \in \Psi_i^t}} f_o^t + \sum_{k \in \Omega_i^t} g_k^t = d_i^t \quad \forall i \in \Psi^t, \forall t \in T_{\tau}, \forall \tau \in \mathcal{T} \quad (2.13)$$

$$f_o^t - b_o^t (\theta_i^t - \theta_j^t) = 0 \quad \forall o \in \mathcal{O}_{\text{fixed}}^t, \forall t \in T_{\tau}, \forall \tau \in \mathcal{T} \quad (2.14)$$

$$- \hat{f}_o^t \leq f_o^t \leq \hat{f}_o^t \quad \forall o \in \mathcal{O}_{\text{fixed}}^t, \forall t \in T_{\tau}, \forall \tau \in \mathcal{T} \quad (2.15)$$

$$0 \leq g_k^t \leq \hat{g}_k^t \quad \forall k \in \Omega_{\text{fixed}}^t, \forall t \in T_{\tau}, \forall \tau \in \mathcal{T} \quad (2.16)$$

(restricciones de producción en proyectos de expansión)

$$- x_o^{\tau} \hat{f}_o^t \leq f_o^t \leq x_o^{\tau} \hat{f}_o^t \quad \forall o \in \mathcal{O}_{\text{project}}^{\tau}, \forall t \in T_{\tau}, \forall \tau \in \mathcal{T} \quad (2.17)$$

$$0 \leq g_k^t \leq x_k^{\tau} \hat{g}_k^t \quad \forall k \in \Omega_{\text{project}}^{\tau}, \forall t \in T_{\tau}, \forall \tau \in \mathcal{T} \quad (2.18)$$

(restricciones que aseguran expansión única y entera)

$$\Delta x_h^{\tau} = x_h^{\tau} - x_h^{(\tau-1)} \quad \forall h \in \cup(\Omega_{\text{project}}^{\tau}, \mathcal{O}_{\text{project}}^{\tau}), \forall \tau \in \mathcal{T} \quad (2.19)$$

$$0 \leq \Delta x_h^{\tau} \leq 1 \quad \forall h \in \cup(\Omega_{\text{project}}^{\tau}, \mathcal{O}_{\text{project}}^{\tau}), \forall \tau \in \mathcal{T} \quad (2.20)$$

$$x_h^{\tau} \in \{0, 1\} \quad \forall h \in \cup(\Omega_{\text{project}}^{\tau}, \mathcal{O}_{\text{project}}^{\tau}), \forall \tau \in \mathcal{T} \quad (2.21)$$

Lo primero que salta a la vista es la aparición de un nuevo periodo τ (usualmente años), el cuál incluye T_{τ} periodos t (usualmente meses). El periodo τ se ha definido con el propósito de simplificar el problema en lo que respecta a las variables de inversión; puesto que para cada decisión de inversión aparece una variable por periodo, al definir periodos más largos se disminuye considerablemente el número de variables de inversión (usualmente, enteros del problema).

Tal como en el caso de la operación, se ha considerado la demanda constante sobre cada periodo t y se han omitido las pérdidas. La forma de mejorar ambos aspectos no difiere de la operación de largo plazo.

La función objetivo (2.12) se compone de tres elementos fundamentales (podrían verse como dos), los costos de inversión en generación, los costos de inversión en transmisión y los costos de operación. Si se piensan los problemas de expansión y operación como dos problemas separados, es claro que dado un conjunto de inversiones los costos de la operación económica se encontrarán determinados en función de las inversiones hechas. Así para cada conjunto de decisiones de inversión habrá un costo de operación, y casi siempre a mayor inversión menor será el costo de operación, luego la solución del problema de expansión corresponde a balancear los costos de

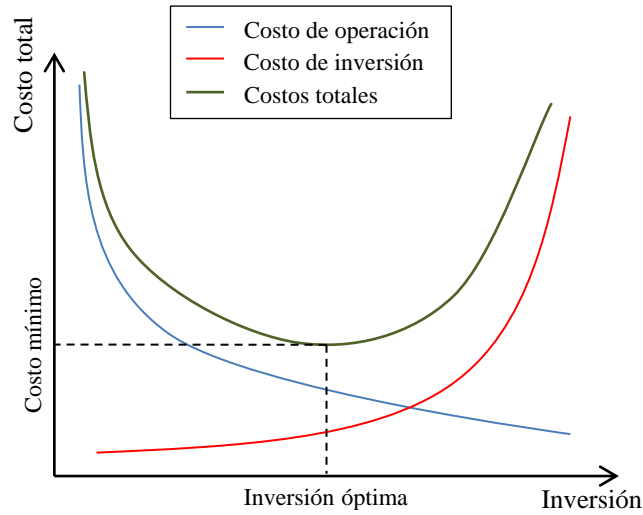


Figura 2.2: Costos de inversión, operación y costos totales en problema de expansión de SEP.

inversión y operación de modo que el costo total sea (cercano al) mínimo, figura 2.2.

La restricción de balance de potencia por nodo, relación (2.13), se plantea exactamente igual que para el problema de operación; mientras que las restricciones de flujo de potencia (2.14), y los límites superiores e inferiores para flujos y generación, relaciones (2.15) y (2.16), se plantean sólo para las centrales y líneas no afectas a decisiones de inversión, el parque fijo del sistema.

Para las nuevas obras en transmisión y generación, se limita su producción mediante las restricciones (2.17) y (2.18), respectivamente. Estas restricciones implican que mientras dichas obras no hayan sido construidas no pueden transportar flujo o generar potencia. Es importante observar en este punto que no se plantean las ecuaciones de flujo en continua para las líneas nuevas, lo que implica que el flujo que por ellas transita es una variable de decisión como si fuera un problema de transporte o si se tratase de una línea DC que permite control de flujo. Esta formulación (para evitar la no linealidad propia del problema de expansión) tiene la ventaja de que no introduce variables que puedan producir problemas de escalamiento⁴ – como si ocurre al utilizar la formulación disjunta [40] –, no obstante trae consigo que los flujos en zonas con anillos se distorsione fuertemente, como se discute más adelante en la sección 3.6.2.

Las tres restricciones finales del problema de expansión, relaciones (2.19), (2.20) y (2.21),

⁴Los problemas de escalamiento en programación lineal, o en general en optimización, son análogos a los problemas de estabilidad numérica en la simulación de sistemas dinámicos y tienen su raíz en el mismo fenómeno, el mal condicionamiento de la matriz mediante la cual se llevan a cabo las iteraciones.

fuerzan a las decisiones de inversión a ser enteras y a que no haya retiros⁵.

Para evitar que se subestimen las inversiones debido al final de periodo de análisis, los denominados *end-effects*, suele replicarse los costos de operación del último año a perpetuidad utilizando para ello la tasa de actualización del problema. Esto hace que los costos del último periodo τ en la función objetivo tengan asociado un peso entre 10 a 20 veces mayor que el costo de los otros años, dependiendo del valor de la tasa de actualización.

La formulación presentada puede extenderse sin mucho esfuerzo para incluir retiros de centrales y líneas, generación ERNC, un sistema hidráulico asociado, entre otros. PLEXOS utiliza esta formulación para modelar la expansión de SEP.

Nuevamente, todas las variables de entrada de interés aparecen en los RHS, por lo que – tal como en la operación – los métodos de representación para todas ellas debieran funcionar de similar manera.

2.2.3. Aproximación por bloques de la curva de duración de demanda

Una forma usual de representar los distintos niveles de demanda en los sistemas de potencia en el mediano y largo plazo es a través de la utilización de las curvas de duración de demanda (también llamada curva de carga). Esta curva se construye ordenando todas las demandas totales del sistema durante un periodo de mayor a menor, y graficándolas en función del tiempo, como se muestra en la figura 2.3.

La utilidad de la curva de duración de demanda se basa en que, como se vio en la sección 2.2.1, la resolución de los problemas de operación y planificación es no cronológica en sistemas puramente térmicos – e incluso en sistemas hidrotérmicos dentro de cada intervalo t –, luego es completamente equivalente emplear la demanda cronológica o la curva de duración de demanda en ambos problemas. Utilizando este hecho, la curva de duración de carga incluso permite resolver el problema de planificación en forma gráfica para el caso de un sistema uninodal con variables de decisión de inversión continuas [108].

En modelos de sistemas que si consideran el sistema de transmisión y decisiones de inversión enteras igualmente puede utilizarse la curva de duración de demanda. Su mayor ventaja en este caso es que, dado que es una curva monótona, puede aproximarse mediante una función constante por tramos, con un error relativamente bajo permitiendo resolver las ecuaciones de flujo de potencia para unos pocos valores, denominados “bloques de demanda”, en lugar de hacerlo para todos los valores de la curva de duración. La resolución de los problemas de opera-

⁵Por simplicidad, en la formulación del problema de expansión no se consideró retiros puesto que implicaban tener una función objetivo con más términos, y otras restricciones asociadas a que no se podría retirar unidades antes de construirlas. Esta prohibición de hacer retiros queda manifiesta en la formulación en la restricción que fuerza a Δx_h^τ a ser no negativo.

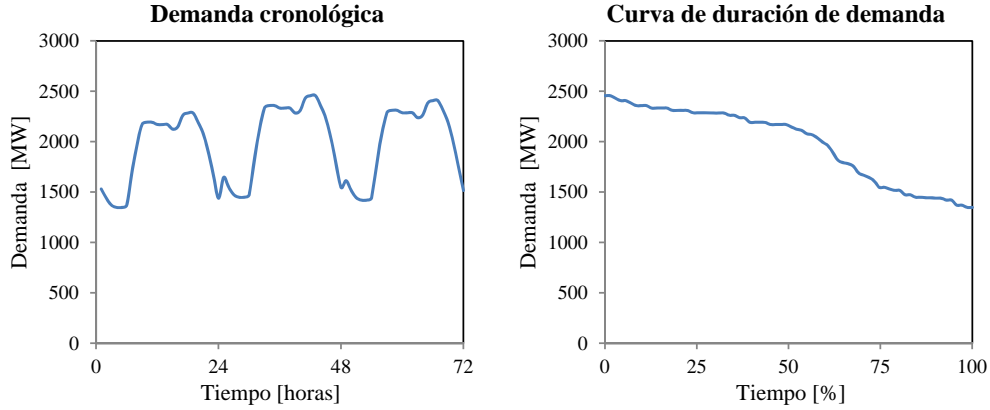


Figura 2.3: Construcción de la curva de duración de carga para la demanda durante tres días de un área del sistema RTS'96.

ción y planificación utilizando los bloques de demanda puede llevar a soluciones diferentes a las óptimas. No obstante, sin esta aproximación sería casi imposible resolver cualquiera de los dos problemas en modelos de sistemas reales considerando horizontes extensos, debido al tamaño que alcanzarían los modelos de optimización.

La construcción de los bloques de demanda se realiza usualmente utilizando el método de mínimos cuadrados, es decir, se construyen los bloques de modo tal que las diferencias cuadráticas entre la curva de duración real y su aproximación por tramos sean mínimas. El problema de construcción de los bloques puede plantearse como un problema de optimización, formulado según la relación (2.22), donde:

J : conjunto de bloques de demanda que aproximan a la curva de duración

I_j : conjunto de horas en que la demanda real es aproximada por el bloque de demanda j

d_i : demanda total real en el sistema durante la hora i

d_j^{block} : demanda en el bloque de demanda j

$$\text{Minimizar: } \sum_{j \in J} \sum_{i \in I_j} (d_i - d_j^{\text{block}})^2 \quad (2.22)$$

El problema 2.22 es factible de resolver en términos computacionales y es bastante sencillo obtener una solución aproximada, lo cual ha influido positivamente en la masificación de su uso. Esto pues basta definir los conjuntos I_j , mediante alguna técnica, y por propiedades de

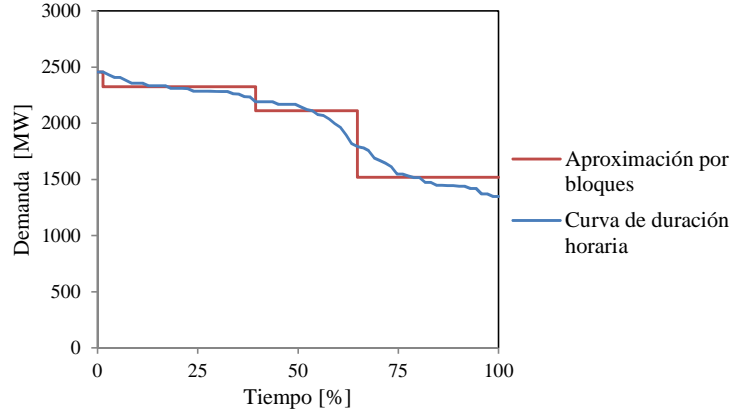


Figura 2.4: Aproximación por cuatro bloques de la curva de duración de demanda.

los mínimos cuadrados se sabe que las demandas d_j^{block} que minimizan la función objetivo con los conjuntos I_j definidos corresponden a los promedios de las demandas d_i en cada conjunto, es decir, pueden calcularse mediante la relación (2.23), donde N_{I_j} corresponde al número de elementos en el conjunto I_j .

$$d_j^{\text{block}} = \frac{1}{N_{I_j}} \sum_{i \in I_j} d_i \quad (2.23)$$

Posteriormente, la demanda d_j^{block} de cada bloque j es repartida entre los nodos del sistema a prorrata de los factores de participación de energía de cada uno durante las horas en I_j ⁶. Respecto a las demás variables en el sistema, como por ejemplo generación eólica o solar, precios de combustibles, entre otras, se utiliza los valores promedio en las horas contenidas en I_j para formular el problema de despacho en cada bloque j .

Una práctica habitual es separar la punta de la demanda dejando un bloque de una hora con la máxima demanda del sistema, y resolver el problema de mínimos cuadrados con el resto de la curva para asignar el resto de los bloques. Esto permite representar de mejor forma las mayores demandas, que suelen ser las situaciones más estresantes para el sistema de potencia. La aplicación de la técnica descrita a la demanda de ejemplo de la figura 2.3 da como resultado los bloques de la figura 2.4, con los que se podría obtener una solución aproximada de los problemas de operación o planificación.

Como se podrá observar más adelante, en la sección 2.4.2, el problema que resuelve la aproximación por bloques de la curva de duración de demanda no es sino un caso unidimensional del

⁶Esto es equivalente a utilizar para cada bloque j el centroide de los datos de demanda, entendidos como vectores por cada hora en los que cada dimensión es una barra, del conjunto I_j .

problema de agrupamiento con distancia euclideana, por lo que se utiliza el algoritmo k-means de R para determinar los bloques de demanda con esta metodología⁷.

2.3. Programación estocástica

Para efectos de esta tesis, programación estocástica se entiende como una serie de técnicas para modelar problemas de optimización que involucran incertidumbre, asumiendo que las distribuciones de probabilidad asociadas a los datos son conocidas o pueden ser estimadas. Así, la programación estocástica es capaz de encontrar una solución factible única considerando todas las posibles realizaciones de los parámetros de entrada al modelo que, además, sea óptima en algún sentido, tal como minimizar/maximizar el valor esperado de alguna función [110].

La técnica empleada en este trabajo es la descomposición en escenarios, que consiste en aproximar la distribución de probabilidad de los parámetros aleatorios en un conjunto finito de escenarios discretos. La descomposición en escenarios no es lo mismo que resolver S escenarios determinísticos, puesto que en dicho caso se obtendrían S conjuntos diferentes de decisiones que debieran ser agregados mediante alguna metodología. En cambio, la descomposición en escenarios busca un único conjunto de decisiones que sea óptimo para el total de escenarios considerados.

Esta estructura del problema de optimización estocástica es conocida como “programación estocástica de dos etapas” [53]. Las variables de la primera etapa son las decisiones a tomar bajo incertidumbre y son únicas para todos los escenarios. Por otro lado, las variables de la segunda etapa no están sujetas a incertidumbre – pueden ser decididas en forma independiente para cada escenario –, mas están condicionadas por las variables de la primera etapa.

El uso conjunto de la descomposición en escenarios y la programación estocástica de dos etapas permite formular un problema de optimización estocástico fácilmente a partir de la formulación determinista del problema, que para alguna realización del parámetro aleatorio θ puede expresarse en la forma (2.24), dónde:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar: } & F(\theta, \{x, y, z\}) \\ \text{Sujeto a: } & \mathbf{A}(\theta) \begin{bmatrix} x \\ y \\ z \end{bmatrix} = \mathbf{b}(\theta) \\ & x \geq 0, y \geq 0, z \geq 0 \end{aligned} \tag{2.24}$$

⁷Este algoritmo en general no entrega el óptimo global, no obstante, al ser utilizado en una dimensión basta iniciar el algoritmo desde distintos puntos aleatorios algunas veces para lograr alcanzar el óptimo global [109] o al menos una solución casi óptima.

\mathbf{x} : vector de variables de primera etapa

\mathbf{y} : vector de variables de segunda etapa

\mathbf{z} : vector de variables de holgura⁸

$F(\boldsymbol{\theta}, \{\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}\})$: función lineal de \mathbf{x} , \mathbf{y} y \mathbf{z} , cuyos coeficientes pueden depender del parámetro $\boldsymbol{\theta}$

$\mathbf{A}(\boldsymbol{\theta})$ y $\mathbf{b}(\boldsymbol{\theta})$: matriz de coeficientes y lado derecho de restricciones, cuyos coeficientes pueden depender de $\boldsymbol{\theta}$

Luego, el problema estocástico corresponde a minimizar el valor esperado en términos de $\boldsymbol{\theta}$ de la función objetivo determinista, el cual – utilizando la descomposición en escenarios – resulta en una suma ponderada de la función objetivo para S distintas realizaciones de $\boldsymbol{\theta}$. Cada escenario tiene un peso ω asociado y debe cumplir, por separado, con las restricciones del problema determinista, con lo que el problema de expansión estocástico puede formularse según (2.25).

$$\begin{aligned}
 &\text{Minimizar: } \sum_{s \in S} \omega_s \cdot F(\boldsymbol{\theta}_s, \{\mathbf{x}_s, \mathbf{y}_s, \mathbf{z}_s\}) \\
 &\text{Sujeto a: } \begin{bmatrix} \mathbf{A}(\boldsymbol{\theta}_1) & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & \mathbf{A}(\boldsymbol{\theta}_2) & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \mathbf{A}(\boldsymbol{\theta}_{S-1}) & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & \mathbf{A}(\boldsymbol{\theta}_S) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{x}_1 \\ \mathbf{y}_1 \\ \mathbf{z}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{x}_S \\ \mathbf{y}_S \\ \mathbf{z}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{b}(\boldsymbol{\theta}_1) \\ \mathbf{b}(\boldsymbol{\theta}_2) \\ \vdots \\ \mathbf{b}(\boldsymbol{\theta}_{S-1}) \\ \mathbf{b}(\boldsymbol{\theta}_S) \end{bmatrix} \quad (2.25) \\
 &\mathbf{x}_s \geq 0, \mathbf{y}_s \geq 0, \mathbf{z}_s \geq 0 \quad \forall s \in S
 \end{aligned}$$

Hasta ahora el problema formulado en (2.25) corresponde a un problema en que las variables de los distintos escenarios no se encuentran relacionadas, por tanto debe incorporarse restricciones que fuercen a las variables de la primera etapa a ser iguales en todos los escenarios. Estas

⁸Su aparición en la función objetivo se asocia a penalidades por violación de restricciones blandas.

restricciones son conocidas como “restricciones de no anticipatividad” y su formulación general corresponde a la relación (2.26), dónde:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I} & -\mathbf{I} & 0 & \cdots & 0 & \mathbf{C}_{12}^{NA} \\ \mathbf{I} & 0 & -\mathbf{I} & \cdots & 0 & \mathbf{C}_{13}^{NA} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \mathbf{I} & 0 & 0 & \cdots & -\mathbf{I} & \mathbf{C}_{1Z}^{NA} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{x}_1 \\ \mathbf{x}_2 \\ \mathbf{x}_3 \\ \vdots \\ \mathbf{x}_S \\ \mathbf{z}_{NA} \end{bmatrix} = 0 \quad (2.26)$$

$$\mathbf{z}_{NA} > 0$$

\mathbf{I} : matriz identidad de dimensión igual al número de componentes de \mathbf{x}_s

\mathbf{C}^{NA} : matriz de coeficientes de holguras de no anticipatividad

\mathbf{z}_{NA} : vector de holguras de no anticipatividad

Junto con incorporar las restricciones en (2.26) al problema (2.25), en el caso de que las matrices \mathbf{C}^{NA} sean no nulas – i.e. formular las restricciones de no anticipatividad como restricciones blandas – debe agregarse penalidades asociadas a las holguras de no anticipatividad en la función objetivo.

Así, el problema de minimizar el costo asociado a las variables de segunda etapa se repite para cada escenario, pero cada subproblema de la segunda etapa está vinculado a los otros a través de las variables de la primera etapa.

La formulación explícita del problema estocástico mediante la separación en escenarios, relaciones (2.25) y (2.26) se denomina problema determinístico equivalente del problema de programación estocástica. El problema determinístico equivalente no es sino un caso particular de programación entera mixta, el cual puede resolverse usando un motor de optimización convencional.

2.3.1. Aplicación al problema de expansión de capacidad

La expansión de SEP bajo incertidumbre tiene por objetivo determinar un plan de obras que sea óptimo ante diversas realizaciones de una variable de entrada o parámetro del sistema. Si bien cualquier parámetro del sistema puede comportarse en forma estocástica, en la práctica los relevantes para expansión suelen ser la demanda, caudales en sistemas hidrotérmicos y otras variables que aparecen en los RHS; como también costos en general, los que aparecen en la

función objetivo. Hechas estas consideraciones, el problema de expansión determinista para alguna realización del parámetro aleatorio θ puede plantearse como la relación (2.27), dónde:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar: } & \mathbf{a}^T(\theta)\mathbf{x} + \mathbf{c}^T(\theta)\mathbf{y} \\ \text{Sujeto a: } & \mathbf{A} \begin{bmatrix} \mathbf{x} \\ \mathbf{y} \\ \mathbf{z} \end{bmatrix} = \mathbf{b}(\theta) \\ & \mathbf{x} \geq 0, \mathbf{y} \geq 0, \mathbf{z} \geq 0 \end{aligned} \quad (2.27)$$

\mathbf{x} : vector de decisiones de inversión

\mathbf{y} : vector de decisiones de operación

$\mathbf{a}(\theta)$: vector de coeficientes de costos de inversión

$\mathbf{b}(\theta)$: vector de coeficientes de costos de operación

Luego, utilizando las relaciones (2.25) y (2.26) se puede pasar a la formulación explícita del problema estocástico de expansión (2.28), en el cual las restricciones de no anticipatividad se han planteado como restricciones duras.

$$\begin{aligned} \text{Minimizar: } & \sum_{s \in S} \omega_s \cdot (\mathbf{a}^T(\theta_s)\mathbf{x}_s + \mathbf{c}^T(\theta_s)\mathbf{y}_s) \\ \text{Sujeto a: } & \begin{bmatrix} \mathbf{A} & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & \mathbf{A} & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \mathbf{A} & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & \mathbf{A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{x}_1 \\ \mathbf{y}_1 \\ \mathbf{z}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{x}_S \\ \mathbf{y}_S \\ \mathbf{z}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{b}(\theta_1) \\ \mathbf{b}(\theta_2) \\ \vdots \\ \mathbf{b}(\theta_{S-1}) \\ \mathbf{b}(\theta_S) \end{bmatrix} \\ & \begin{bmatrix} \mathbf{I} & -\mathbf{I} & 0 & \cdots & 0 \\ \mathbf{I} & 0 & -\mathbf{I} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{I} & 0 & 0 & \cdots & -\mathbf{I} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{x}_1 \\ \mathbf{x}_2 \\ \mathbf{x}_3 \\ \vdots \\ \mathbf{x}_S \end{bmatrix} = 0 \end{aligned} \quad (2.28)$$

$$\mathbf{x}_s \geq 0, \mathbf{y}_s \geq 0, \mathbf{z}_s \geq 0 \quad \forall s \in S$$

2.3.2. Equivalencia entre el problema de expansión determinístico considerando bloques de demanda y el problema de expansión estocástico respecto a la demanda

A la luz de los desarrollos en las secciones anteriores es posible mostrar que al resolver el problema de expansión determinista considerando bloques para la demanda, equivalentemente se está resolviendo un problema de expansión estocástico respecto a la demanda.

Supóngase que se utilizan N bloques de demanda d_i (cada uno de h_i horas de duración) para representar un año de demanda cronológica en un sistema térmico. Luego, el problema de expansión a resolver puede plantearse según (2.29), utilizando la misma simbología descrita anteriormente.

$$\begin{aligned}
 \text{Minimizar: } & \mathbf{a}^T \mathbf{x} + \sum_{i=1}^N \frac{h_i}{8760} \cdot \mathbf{c}^T \mathbf{y}_i \\
 \text{Sujeto a: } & \begin{bmatrix} \mathbf{A} & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & \mathbf{A} & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \mathbf{A} & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & \mathbf{A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{x} \\ \mathbf{y}_1 \\ \mathbf{z}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{x} \\ \mathbf{y}_N \\ \mathbf{z}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{b}(d_1) \\ \mathbf{b}(d_2) \\ \vdots \\ \mathbf{b}(d_{N-1}) \\ \mathbf{b}(d_N) \end{bmatrix} \\
 & \mathbf{x} \geq 0 \quad \mathbf{y}_i \geq 0 \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, N\}
 \end{aligned} \tag{2.29}$$

Es claro que cada bloque de demanda es equivalente a un escenario con peso $\omega = h_i/8760$ y que las restricciones de no anticipatividad duras están implícitas en la aparición múltiple del vector de inversiones \mathbf{x} . Es decir, el problema de expansión considerando bloques para la demanda es un problema estocástico de dos etapas, por lo que las metodologías de representación de escenarios de la programación estocástica son aplicables a la discretización de la curva de duración de carga. Mas aún, si se piensa en restricciones de no anticipatividad completamente relajadas o ausencia de proyectos de expansión, las metodologías de representación de escenarios son perfectamente aplicables a la discretización de la demanda en la operación de mediano y largo plazo.

En el caso de sistemas hidrotérmicos, puede probarse que el problema de expansión es equivalente a un problema de programación estocástico de tres etapas, mientras que el problema de operación equivale a un problema de dos etapas. En ambos casos, los balances de agua hacen las veces de restricción de no anticipatividad.

2.4. *Clustering* aplicado a la reducción de escenarios

El *clustering* o agrupamiento es una de las principales tareas de la minería de datos y consiste en agrupar los elementos de una muestra en *clusters*, de modo tal que los elementos en el mismo *cluster* sean más similares entre sí que con los elementos en otros *clusters*, bajo alguna definición de similaridad. Existen diversos algoritmos, que pueden clasificarse según diversos criterios:

Definición de similaridad

Los algoritmos bien pueden utilizar definiciones de similaridad basados en distancia (no necesariamente euclídeana), densidad, semejanza a distribuciones de probabilidad (utilizando criterios de máxima verosimilitud), entre otras.

Partición o jerarquización

Algunos algoritmos establecen los *clusters* sobre toda la muestra de datos en un único cálculo (particionándolo), mientras otros lo hacen en forma jerárquica, vía particiones o uniones sucesivas.

Partición dura o blanda

La agrupación puede realizarse construyendo *clusters* duros – *hard partition* – en los que los elementos de la muestra pueden pertenecer a un *cluster* u otro en forma excluyente; o *clusters* difusos – *soft partition* o *fuzzy clustering* – en que los elementos pueden pertenecer a varios *clusters* a la vez, con distintos grados de pertenencia a cada uno.

La breve descripción hecha hace surgir en forma casi natural la idea de utilizar técnicas de *clustering* para reducción de escenarios (o discretización de la demanda, que como se mostró en la sección 2.3.2 son problemas equivalentes). En este sentido, cada *cluster* puede verse como un escenario con peso dado por el número de elementos que contiene.

En este trabajo se utilizan algoritmos que definen la similaridad en base a distancia, puesto que se trabaja mayormente con datos numéricos que se encuentran en las mismas unidades físicas, lo que hace a la medidas de distancia particularmente apropiadas (otras metodologías, por ejemplo las de densidad, podrían agrupar elementos muy disímiles si estos se encuentran en “nubes alargadas” de datos). Del mismo modo, interesan sólo las metodologías que determinan los *clusters* en un sólo cálculo, puesto que no es relevante establecer un árbol de conexiones entre los elementos a agrupar.

La decisión entre el uso de *clusters* duros o difusos es un poco más controversial que las dos definiciones anteriores. En trabajos como [85] la definición sobre las técnicas de *clustering* a aplicar se basa en el comportamiento de las mismas ante la presencia de *outliers*, elementos difíciles de agrupar puesto que se diferencian en forma importante del resto de datos en la muestra,

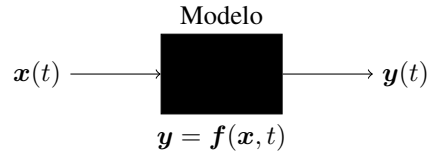


Figura 2.5: Modelo de caja negra variante en el tiempo.

por lo que se suelen escoger técnicas difusas a fin de evitar que los *outliers* distorsionen en demasía la información del resto de los datos. No obstante, utilizar técnicas difusas trae consigo un mayor costo computacional sin una mejora tan relevante en cuánto a su desempeño (respecto a técnicas duras), lo que ocurre porque se tienen tantos datos en la muestra que bien aproximan un continuo de datos en el espacio y porque los *outliers* – si existen – son imperceptibles debido a la usualmente elevada dimensionalidad de los datos y la conocida maldición de la dimensionalidad o *course of dimensionality*.

Por otra parte, el uso de técnicas difusas dificultaría una eventual reconstrucción de la solución real, para efectos comparativos o bien para análisis que requieran coherencia temporal en los resultados de las distintas variables. Esta situación puede explicarse utilizando el modelo de caja negra de la figura 2.5, cuya entrada es el vector \mathbf{x} y salida el vector \mathbf{y} . El modelo no tiene histéresis y puede variar en el tiempo. Si se tiene una serie de entradas $\{\mathbf{x}(t_k), k = 1, 2, \dots, N\}$ y se quiere conocer la salida a dichas entradas $\{\mathbf{y}(t_k)\}$, pero el modelo es tan exigente en términos computacionales que impide la el cálculo para los N valores \mathbf{x} , resulta atractivo calcular la salida para $M \ll N$ valores representativos de \mathbf{x} para obtener una estimación de la salida real.

Si los M valores representativos de \mathbf{x} son escogidos usando técnicas duras, a cada $\mathbf{x}(t_k)$ corresponderá un representante $\mathbf{x}(t_l)$ ($l = 1, 2, \dots, M$) y, por ende, una salida $\mathbf{y}(t_l)$. Luego, puede construirse una salida aproximada $\tilde{\mathbf{y}}(t_k)$ de la cual pueden compararse y estudiarse en forma simultánea todas sus componentes, como también calcular su error global respecto a la solución real $\mathbf{y}(t_k)$. Si en cambio se utilizan técnicas difusas no puede construirse la salida aproximada puesto que no se tiene una pertenencia que permita asignar las distintas salidas a las entradas, y si se utilizan ponderaciones lineales para combinar distintas salidas se podrían cometer graves errores si \mathbf{f} no es lineal, caso habitual en los modelos de SEP. Así, en el caso de las técnicas difusas sólo se podría analizar las componentes de \mathbf{y} por separado, vía curvas de duración u otros indicadores.

Luego, dado que el interés de esta tesis es verificar el impacto de la simultaneidad y espacialidad de las variables de entrada a los modelos de SEP, se utiliza sólo técnicas duras de *clustering*.

En esta sección se describe brevemente la teoría tras las metodologías de *clustering* utilizadas, junto con las características que justifican su aplicación. No se discute mayormente su implementación, puesto que se utiliza implementaciones ya desarrolladas para el software R e incluidas en los paquetes `cluster` [111] y `fpc` [112].

2.4.1. Problema de agrupamiento

El problema de agrupamiento – entendido en el contexto de esta tesis como el problema de agrupamiento duro, no jerárquico, respecto a distancia – corresponde en general al problema de optimización combinatorial (2.30), dónde:

I : conjunto de índices i de *clusters*

S_i : conjunto de índices j de elementos x_j en el *cluster* i

x_j : j -ésimo elemento de la muestra

θ_i : representante del *cluster* i

$D(\cdot, *)$: función de distancia

$$\text{Minimizar: } \sum_{i \in I} \sum_{j \in S_i} D(x_j, \theta_i) \quad (2.30)$$

El problema (2.30) consiste en encontrar los conjuntos S_i que minimizan la suma de las distancias sobre todos los datos. En el caso de la agrupación temporal de la demanda, por ejemplo, los conjuntos S_i consistirían a los conjuntos de horas a agrupar (análogo a los conjuntos I_j de la aproximación por bloques de la LDC).

El problema de encontrar los conjuntos S_i es NP-duro, por lo que se han diseñado diversas estrategias heurísticas para resolverlo. En esta tesis se utilizan *k-means* y PAM, las cuales son descritas a continuación.

2.4.2. Algoritmo *k-means*

El algoritmo *k-means* es probablemente el más antiguo de todas las técnicas de *clustering* utilizadas en la actualidad (data de 1957). No obstante, dada su simplicidad conceptual y las sucesivas mejoras que se han logrado en su implementación, ha mantenido su vigencia.

El problema a resolver corresponde al planteado en (2.30) utilizando como distancia entre los datos y los representantes la distancia definida en (2.31), que corresponde al cuadrado de la

distancia euclídeana (debido a la definición de distancia utilizada, el problema que intenta resolver el algoritmo *k-means* es conocido como *Minimum Within-Cluster Sum of Squares*, MWCSS). Por otro lado, tal como ocurre cuando se utiliza mínimos cuadrados para ajustar una curva en el plano, en que en el óptimo produce error medio nulo, el representante óptimo con esta definición de distancia es el centroide de cada *cluster*, relación (2.32), respecto al cual la suma de vectores de diferencia es nula.

$$D_{kmeans}(\mathbf{x}_j, \boldsymbol{\theta}_i) \equiv \|\mathbf{x}_j - \boldsymbol{\theta}_i\|^2 \quad (2.31)$$

$$\boldsymbol{\theta}_i = \boldsymbol{\mu}_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j \in S_i} \mathbf{x}_j \quad (2.32)$$

Puede apreciarse que en conjunto las relaciones (2.30), (2.31) y (2.32) formulan un problema de mínimos cuadrados que si aplica al caso de una demanda unidimensional coincide con el problema de aproximación por bloques de la curva de duración de demanda, relaciones (2.22) y (2.23).

El algoritmo *k-means* busca óptimos locales para el problema MWCSS iterando dos pasos; asignación y actualización. En el paso de asignación se asocia cada elemento de la muestra al representante más cercano a él. Luego, en el paso de actualización se vuelven a calcular los representantes (centroides) de cada *cluster*. Ambos pasos se repiten, según se muestra en el algoritmo 2.1, hasta que la asignación de elementos no vuelve a cambiar. La inicialización puede realizarse de forma aleatoria, organizando los elementos en *clusters* al azar o escogiendo los *k* representantes al azar en el dominio de los datos. La segunda alternativa es utilizada en este trabajo, escogiéndose en la inicialización los *k* representantes al azar entre los datos.

Una alternativa para lidiar con la convergencia a óptimos locales del algoritmo *k-means*, que aprovecha la velocidad del algoritmo y cuyo uso es bastante extendido, es ejecutar el algoritmo con diversos puntos de partida para luego conservar la mejor solución en términos de la función objetivo (2.30). También se ha resuelto el problema MWCSS en forma exacta usando MIP [103], mas el tiempo de resolución con esta metodología supera largamente los obtenidos con *k-means*, sin que las mejoras conseguidas justifiquen su uso para los propósitos de esta tesis.

Para terminar esta sección, no puede dejar de hacerse notar que esta metodología – así como la que será revisada en la sección siguiente – requiere como dato de entrada el número de *clusters* a encontrar. En otras palabras, no son capaces de detectar automáticamente la estructura de grupos en los datos y para esta tarea suelen ocuparse criterios como: simples reglas de decisión, el método de Elbow, la silueta media (*average silhouette*), entre otros. No obstante, en este trabajo el interés principal no es determinar el número de *clusters* o la mejor organización de los datos (como si lo es en inteligencia artificial), sino disminuir el esfuerzo computacional que implica

Algoritmo 2.1 Algoritmo *k-means*.**Requiere:**

datos \mathbf{x}_j
 número de *clusters*, k

Entrega: asignación de elementos en *clusters* y k representantes

Inicialización: $l = 0$

$\{\boldsymbol{\theta}_i^{(l)}\} \leftarrow \text{aleatorio}(\{\mathbf{x}_j, j = 1, 2, \dots, N\}, k)$

1: **repeat**2: **for** $i = 1, 2, \dots, k$ **do**

3: $S_i^{(l)} = \{j \in \{1, 2, \dots, N\} / \|\mathbf{x}_j - \boldsymbol{\theta}_i^{(l)}\| \leq \|\mathbf{x}_j - \boldsymbol{\theta}_p^{(l)}\|, \forall p \in \{1, 2, \dots, k\}\}$

$N_i^{(l)} = \#S_i^{(l)}$

(definición de elementos en cada *cluster*)

4: **end for**

5: $l = l + 1$

6: **for** $i = 1, 2, \dots, k$ **do**

7: $\boldsymbol{\theta}_i^{(l)} = \frac{1}{N_i^{(l)}} \sum_{j \in S_i^{(l)}} \mathbf{x}_j$

(actualización de los representantes)

8: **end for**

9: **until** $\{\boldsymbol{\theta}_i^{(l)}\} = \{\boldsymbol{\theta}_i^{(l-1)}\}$

ejecutar los modelos de SEP sobre un gran número de casos. Por tanto, el número de *clusters* viene en realidad establecido por el esfuerzo computacional que se esté dispuesto o que sea posible realizar en la ejecución de los modelos de SEP.

2.4.3. Algoritmo PAM

El algoritmo PAM, propuesto en 1987 [86, 81], es una metodología heurística para resolver en forma casi óptima el problema de agrupamiento frente a cualquier medida de distancia o disimilitud. Es mucho más robusta que *k-means*, no viéndose afectada fuertemente por ruido u *outliers*, debido a que utiliza directamente la medida de disimilitud en lugar de su cuadrado. Otra diferencia importante respecto a *k-means* es que el representante de cada *cluster* no es su centroide sino su medoide, es decir, el elemento del *cluster* para el cual la disimilitud media respecto a los otros elementos es mínima.

PAM se compone de dos fases o etapas. En primer lugar, se ejecuta la fase *BUILD* que selecciona un “buen” conjunto de medoides utilizando programación dinámica; selecciona uno a uno los medoides, seleccionando en cada paso aquel que produzca la menor disminución de la suma de disimilitudes. Luego, el conjunto de medoides seleccionado es pasado a la fase *SWAP* como punto de partida, la cual desde allí busca un óptimo local para el problema de agrupamiento (2.30), probando si el reemplazo de cada uno de los medoides produce alguna disminución en

la función objetivo. La metodología se describe en pseudo-código en el algoritmo 2.2⁹, en que \mathcal{M} corresponde al conjunto de medoides seleccionados en la fase *BUILD* y $\check{\mathcal{M}}$ a los medoides corregidos en *SWAP*.

Una de las grandes ventajas de PAM es que puede utilizarse cualquier tipo de medida de distancia, lo que permite utilizar medidas acordes a la geometría de los datos (si se usa distancia Manhattan l_1 se busca por rombos, usando distancia euclideana l_2 se busca por esferas, etc.) o a la aplicación en que está orientada la partición de los mismos. Además, en el caso de tener que seleccionar un elevado número de *clusters* o trabajar sobre un gran número de elementos puede utilizarse la variante CLARANS (*Clustering Large Applications using Neighbourhood Search*), que utiliza los mismos principios de PAM, reemplazando la revisión exhaustiva de la fase *SWAP* por una búsqueda aleatoria o heurística. Existen incluso versiones mejoradas de CLARANS como d-CLARANS (*deterministic CLARANS*) y p-CLARANS (*persistent CLARANS*), que entregan un mejor desempeño en cuánto a la función objetivo del problema de agrupamiento y tiempo de solución.

2.4.4. *Principal Component Analysis PCA, una alternativa para lidiar con la alta dimensionalidad*

La maldición de dimensionalidad o *curse of dimensionality* es un problema habitual que se enfrenta al intentar agrupar elementos en bases de datos en la actualidad, debido al gran número de atributos/dimensiones que dichos elementos tienen.

En términos generales, el problema con la dimensionalidad surge de que las métricas de distancia tienden a perder su significado (no puede distinguirse entre puntos cercanos o lejanos) en la medida en que se trabaja en espacios de dimensiones más elevadas, lo que ocurre debido a la vastedad del espacio multi-dimensional que hace parecer que todos los puntos se encontraran dispersos [113]. Una forma de explicar este fenómeno consiste en considerar una hiper-esfera de radio r inscrita en un hiper-cubo de lado $2r$ en el espacio de d dimensiones, luego la razón del volumen del hiper-cubo ocupada por la hiper-esfera viene dada por la relación (2.33), en que se aprecia que la porción de volumen ocupada por la hiper-esfera tiende a cero en la medida que el número de dimensiones crece.

$$\frac{V_{\text{hipersphere}}}{V_{\text{hipercube}}} = \frac{2r^d \pi^{d/2}}{(2r)^d} = \frac{\pi^{d/2}}{d2^{d-1}\Gamma(d/2)} \Rightarrow \lim_{d \rightarrow \infty} \frac{V_{\text{hipersphere}}}{V_{\text{hipercube}}} = 0 \quad (2.33)$$

El límite de la relación (2.33) implica que, en cierto sentido, la mayor parte de este espacio multi-dimensional se presenta alejado del centro, encontrándose en las esquinas del hiper-cubo,

⁹El algoritmo aquí presentado es una versión simplificada, más fácil de entender, pero menos eficiente que el algoritmo original, el cual utiliza los resultados parciales intensivamente para aumentar su eficiencia.

Algoritmo 2.2 Algoritmo PAM.**Requiere:**

datos \mathbf{x}_j ó matriz de disimilitudes $\mathcal{D}^{\text{diss}}$
 número de *clusters*, k

Entrega: asignación de elementos en *clusters* y k representantes

Inicialización: $\hat{\mathcal{S}} = \mathcal{S} \quad \mathcal{M} = \emptyset \quad \check{\mathcal{M}} = \emptyset$

fase BUILD

- 1: $p = \arg \min_{t \in \hat{\mathcal{S}}} \sum_{j \in \hat{\mathcal{S}}} D(\mathbf{x}_j, \mathbf{x}_t)$
- 2: $\hat{\mathcal{S}} = \hat{\mathcal{S}} - \{p\} \quad \mathcal{M} = \mathcal{M} \cup \{p\}$
- 3: **for** $i = 2, 3, \dots, k$ **do**
- 4: $d_j = \min_{\theta \in \mathcal{M}} D(\mathbf{x}_j, \theta), \forall j \in \hat{\mathcal{S}}$
(disimilitudes respecto a los medoides ya seleccionados)
- 5: $p = \arg \max_{t \in \hat{\mathcal{S}}} \sum_{j \in \hat{\mathcal{S}}} \max(d_j - D(\mathbf{x}_j, \mathbf{x}_t), 0)$
(selección de elemento que más disminuye suma de disimilitudes)
- 6: $\hat{\mathcal{S}} = \hat{\mathcal{S}} - \{p\} \quad \mathcal{M} = \mathcal{M} \cup \{p\}$
- 7: **end for**

fase SWAP

- 8: $F = \sum_{j \in \hat{\mathcal{S}}} \min_{p \in \mathcal{M}} D(\mathbf{x}_j, \mathbf{x}_p)$ (suma de disimilitudes tras BUILD)
- 9: **for all** $p \in \mathcal{M}$ **do**
- 10: **for** $j \in \hat{\mathcal{S}}$ **do**
- 11: $\hat{\mathcal{S}}_j = \{\hat{\mathcal{S}} \cup \{p\}\} - \{j\}$
(elementos no medoides tras cambiar \mathbf{x}_p por \mathbf{x}_j)
- 12: $\mathcal{M}_j = \{\mathcal{M} \cup \{j\}\} - \{p\}$
(elementos medoides tras cambiar \mathbf{x}_p por \mathbf{x}_j)
- 13: $F_j^{\text{swap}} = \sum_{l \in \hat{\mathcal{S}}_j} \min_{r \in \mathcal{M}_j} D(\mathbf{x}_l, \mathbf{x}_r)$
(suma de disimilitudes tras cambiar \mathbf{x}_p por \mathbf{x}_j)
- 14: **end for**
- 15: $\iota = \arg \min_{j \in \hat{\mathcal{S}}} F_j^{\text{swap}}$ (mejor cambio o swap)
- 16: **if** $F_\iota^{\text{swap}} < F$ **then**
- 17: $\check{\mathcal{M}} = \check{\mathcal{M}} \cup \{\iota\}$
- 18: **else**
- 19: $\check{\mathcal{M}} = \check{\mathcal{M}} \cup \{p\}$
- 20: **end if**
(realizo el mejor cambio si éste disminuye la suma de disimilitudes)
- 21: **end for**
- 22: $\{\theta_i\} = \check{\mathcal{M}}$
- 23: $S_i = \{\mathbf{x}_j / \|\mathbf{x}_j - \theta_i\| \leq \|\mathbf{x}_j - \theta_r\|, \forall r \in \{1, 2, \dots, k\}\},$
 $\forall i \in \{1, 2, \dots, k\}$

casi sin existir su parte central. Si se considera puntos uniformemente distribuidos sobre el espacio multi-dimensional, estos se encontrarían en su gran mayoría en las esquinas del hiper-cubo, luego la distancia de todos ellos al centro será más parecida en la medida en que se incremente el número de dimensiones. Considerando este razonamiento, bajo ciertos supuestos adicionales, puede probarse que en la medida que se incrementa el número de dimensiones, las diferencias entre la distancia desde el centro al punto más cercano $\delta_{\text{mín}}$ y al más lejano $\delta_{\text{máx}}$ dejan de ser significativas (2.34) [95].

$$\lim_{d \rightarrow \infty} \frac{\delta_{\text{máx}} - \delta_{\text{mín}}}{\delta_{\text{mín}}} = 0 \quad (2.34)$$

Esta incapacidad de discernir si cierto punto se encuentra cerca o lejos tiene su efecto claro sobre las técnicas de *clustering* basadas en distancia, como las utilizadas en esta tesis. Esto pues se hace más difícil realizar la discriminación sobre qué elementos quedan en cuál *cluster*, con un grado de significancia adecuado. Se hace entonces muy deseable poder realizar el agrupamiento en un espacio de menor dimensión, perdiendo la menor cantidad de información posible al pasar desde el espacio original al de menor dimensión.

En el caso que los atributos sean numéricos, y representen características similares, puede aplicarse una transformación ortogonal – o cambio de coordenadas – conocida como *Principal Component Analysis* a los datos, a fin de describirlos con variables auxiliares en espacios de menor dimensión. Estas variables auxiliares son tales que:

- La covarianza y correlación lineal entre las variables auxiliares es nula
- La varianza de los datos se concentra en algunas de las variables auxiliares

Las variables auxiliares mencionadas se denominan componentes principales [99] y están definidas de tal forma que la primera componente principal tiene la mayor varianza posible, y todas las siguientes componentes presentan varianzas decrecientes respecto a la componente principal anterior ($s_{\text{PC}i}^2 > s_{\text{PC}(i+1)}^2$).

La mejor forma de entender la transformación PCA es considerar un grupo de puntos en el plano, figura 2.6, descritos en términos de las variables x e y las cuales presentan cierto grado de correlación positiva. El primer paso de la transformación es centrar los datos, i.e. restar la media a cada variable para así trabajar con datos centrados en cero. Luego, se aplica una transformación ortogonal (“giro”) dada por los valores y vectores propios de la matriz de covarianzas, la cual da lugar a las componentes PC1 y PC2. Es claro que la mayor parte de la varianza de los datos es explicada por la componente PC1, como también que la correlación entre las variables PC1 y PC2 es nula. Una observación importante es que si x e y tuvieran una correlación lineal más

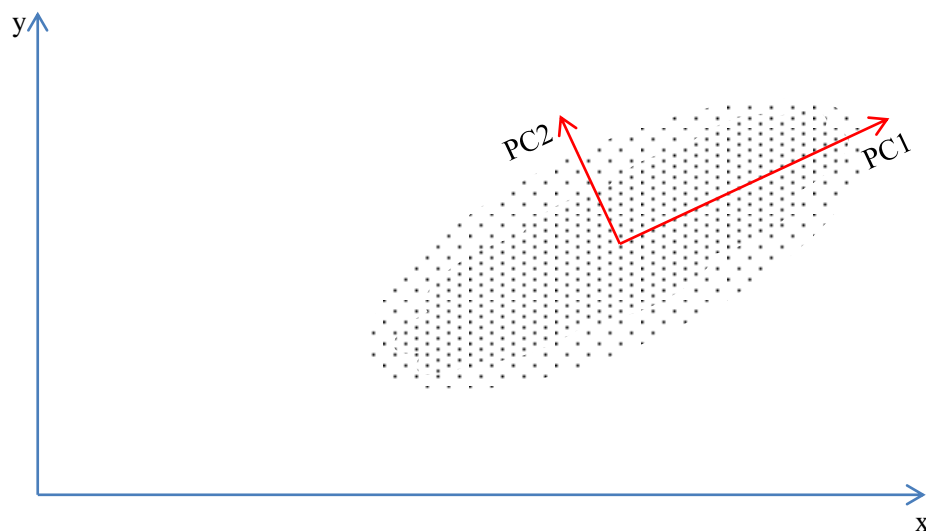


Figura 2.6: Transformación a componentes principales de un conjunto de puntos en el plano.

elevada – lo que se apreciaría como un conjunto de puntos más compacto en torno a una recta – prácticamente toda su varianza podría ser explicada por la componente PC1 y, por tanto, la distancia entre los elementos podría aproximarse por la distancia que separa las proyecciones de los elementos sobre el eje PC1.

La última observación puede ser extendida al caso de más dimensiones, de modo que en general la distancia entre dos elementos puede ser aproximada por la distancia entre sus proyecciones sobre las m primeras componentes principales. Las $m \ll n$ primeras componentes principales deben contener la mayor parte de la varianza si se desea que la aproximación de las distancias sea ajustada.

Como la transformación PCA no modifica la estructura de los datos (puede ser vista como un simple cambio de coordenadas), los elementos descritos por las primeras m componentes principales pueden ser utilizadas sin problemas en los algoritmos *k-means* [114, 115] y *PAM*, permitiendo así a estos trabajar sobre espacios m -dimensionales que contienen casi la misma información que las variables originales n -dimensionales.

2.5. Reducción de escenarios usando método de igualación de momentos

2.5.1. Formulación del problema de selección y cálculo de pesos

El método de igualación de momentos se basa en traspasar las propiedades estadísticas desde una distribución probabilística compleja a otra más sencilla, de modo que esta última aproxime a la distribución original¹⁰.

En ese sentido se desea aproximar un vector aleatorio \mathbf{X} , que representa una variable de entrada al problema de expansión de SEP, con soporte finito (distribución de probabilidad discreta) mediante una colección reducida o sub-colección de sus realizaciones, asociadas a pesos calculados para preservar las cualidades estadísticas del vector original. Estas sub-colecciones tienen como objetivo final hacer factible en términos de tiempo y capacidad de cómputo la resolución del problema estocástico de expansión de SEP.

Cada componente del vector aleatorio tiene una distribución particular, la cual puede estar correlacionada con otras componentes del mismo vector. Luego, debe emplearse una versión vectorial del método de igualación de momentos para la selección de las realizaciones y el cálculo de los nuevos pesos, a fin de considerar apropiadamente la información que contiene el vector \mathbf{X} . En lo que sigue se describe una adaptación realizada al método de igualación de momentos para su aplicación a vectores aleatorios con soporte finito.

Definiendo en primer lugar la operación potencia por componente de un vector \mathbf{a}^i según (2.35), puede expresarse el momento de orden i de la distribución de \mathbf{X} centrado en cero¹¹ según la relación (2.36). Del mismo modo, puede expresarse los momentos de una colección reducida según (2.37), dónde:

$$\mathbf{a} = \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_N \end{bmatrix} \rightarrow \mathbf{a}^i = \begin{bmatrix} a_1^i \\ a_2^i \\ \vdots \\ a_N^i \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

$$\boldsymbol{\mu}^{(i)} = \frac{1}{n_J} \sum_{j \in J} \mathbf{x}_j^i \quad (2.36)$$

$$\mathbf{m}^{(i)} = \sum_{j \in J_r} \rho_j \mathbf{x}_j^i \quad (2.37)$$

¹⁰Mayor detalle sobre el origen y desarrollo de esta metodología se presenta la sección D.2.

¹¹Se trabaja con momentos centrados en cero pues facilitan la implementación computacional del método de momentos.

- \mathbf{x}_j : j -ésima realización histórica del vector aleatorio \mathbf{X}
 J : conjunto de realizaciones posibles de \mathbf{X}
 J_r : colección reducida o sub-colección de realizaciones
 ρ_j : peso asociado a la j -ésima realización de \mathbf{X} en la sub-colección J_r
 $\boldsymbol{\mu}^{(i)}$: momento de orden i en la distribución original
 $\mathbf{m}^{(i)}$: momento de orden i en la sub-colección

Los momentos definidos en las relaciones (2.36) y (2.37) permiten caracterizar individualmente las distribuciones de cada componente de \mathbf{X} , sin embargo, no contienen información alguna sobre las correlaciones existentes entre las componentes. Esto ocurre porque la extensión hecha de la definición de momentos es incompleta para órdenes superiores a 1, en que aparecen los momentos multi-variados que son en general matrices. En este sentido, son de especial interés los momentos bivariados pues contienen la información de correlación entre pares de componentes (expresada tradicionalmente como la matriz de covarianzas).

La matriz de momentos bivariados de la distribución de la variable hidrológica puede definirse según (2.38), en la cual cada elemento puede calcularse mediante la relación (2.39). La matriz de momentos bivariados de la sub-colección puede definirse en forma análoga a (2.38), calculando sus elementos con la ecuación (2.40). En ambas relaciones (2.39) y (2.40), x_{jl} corresponde a la l -ésima componente del vector \mathbf{x}_j .

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} \mu_{11} & \mu_{12} & \cdots & \mu_{1p} & \cdots & \mu_{1N} \\ \mu_{21} & \mu_{22} & \cdots & \mu_{2p} & \cdots & \mu_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ \mu_{k1} & \mu_{k2} & \cdots & \mu_{kp} & \cdots & \mu_{kN} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mu_{N1} & \mu_{N2} & \cdots & \mu_{Np} & \cdots & \mu_{NN} \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

$$\mu_{kp} = \frac{1}{n_J} \sum_{j \in J} x_{jk} x_{jp} \quad (2.39)$$

$$m_{kp} = \sum_{j \in J_r} \rho_j x_{jk} x_{jp} \quad (2.40)$$

Puede apreciarse que $\mu_{kp} = \mu_{pk}$, lo cual implica que la matriz \mathbf{M} es simétrica. Por otro lado, la diagonal de \mathbf{M} es idéntica al momento de segundo orden, $\boldsymbol{\mu}^{(2)}$. Luego, puede asumirse que sólo los elementos en la matriz triangular inferior subdiagonal de \mathbf{M} aportan información sobre las correlaciones entre las componentes de \mathbf{X} . Estos últimos deben considerarse, en forma similar a los momentos definidos en (2.36) y (2.37), al seleccionar los elementos en la sub-colección y sus pesos, para así mantener las correlaciones existentes entre las componentes de \mathbf{X} .

Aún con las definiciones anteriores, el método de igualación de momentos no puede ser aplicado en forma “directa” puesto que los elementos x_j en las sub-colecciones no pueden ser determinados libremente – como se haría en el método original – sino que deben ser escogidos entre las realizaciones posibles ($J_r \subset J$), lo cual sumado a la naturaleza vectorial de \mathbf{X} da como resultado que no se podría satisfacer ni siquiera una de las igualdades de los momentos vectoriales en forma exacta.

La razón para esta imposibilidad puede apreciarse claramente si se analiza la composición del momento de primer orden. Si todas las realizaciones de X son linealmente independientes – lo que es casi la norma en casos prácticos –, el momento de primer orden $\boldsymbol{\mu}^{(1)}$ es una combinación lineal de n_J vectores LI, mientras que la sub-colección sólo tiene $n_{J_r} < n_J$ elementos LI. Luego, en general $\mathbf{m}^{(1)} \neq \boldsymbol{\mu}^{(1)}$, sin importar qué elementos se escojan o los pesos que se les asocien. Un razonamiento similar puede utilizarse para probar que ocurre lo mismo con los momentos de orden superior.

El problema de selección, entonces, no puede formularse como una resolución de un sistema de ecuaciones, mas si puede describirse como un problema de optimización en que el objetivo sea minimizar la diferencia entre los momentos de la distribución y la colección reducida. Para medir esta diferencia puede usarse la norma euclidiana, con lo cual el problema de selección y cálculo de pesos puede formularse según (2.41).

$$\begin{aligned}
 \text{Minimizar: } & \sum_{i=1}^4 \gamma_i \left\| \boldsymbol{\mu}^{(i)} - \mathbf{m}^{(i)} \right\|^2 + \hat{\gamma}_2 \sum_{\substack{k, p \in K \\ k > p}} (\mu_{kp} - m_{kp})^2 \\
 \text{Sujeto a: } & \sum_{j \in J_r} \rho_j = 1 \\
 & \rho_{\min} \leq \rho_j \leq 1, \forall j \in J_r \\
 & J_r \subset J
 \end{aligned} \tag{2.41}$$

En la función objetivo se ha incluido la diferencia en los cuatro primeros momentos vectoriales, los cuales están relacionados con la tendencia central, variabilidad, simetría y curtosis de las distribuciones de los componentes de \mathbf{X} . Además, se incorpora la diferencia entre los elementos de la matriz triangular inferior subdiagonal de \mathbf{M} , como medida de la correlación entre las componentes de \mathbf{X} . Las mencionadas diferencias se encuentran ponderadas por los factores γ , utilizados para jerarquizar la minimización de los momentos, esto pues es más importante representar bien la tendencia central y varianza que la forma de la distribución.

Bajo el supuesto de que las normas de las diferencias de momentos se relacionan entre sí aproximadamente en la misma forma que las normas de los momentos, se propone calcular los

pesos de la función objetivo de acuerdo a las relaciones (2.42) y (2.43), dónde el factor σ es determinado en base a evaluaciones heurísticas de la función objetivo, resultando sus valores apropiados en el rango 2,2 – 2,4. Los valores de γ_i y $\hat{\gamma}_2$ variarán dependiendo del nivel de agregación que se utilice en las distintas etapas del algoritmo de selección, detalladas en la siguiente subsección.

$$\gamma_i = \frac{\|\boldsymbol{\mu}^{(1)}\|_1^{\sigma-1}}{\|\boldsymbol{\mu}^{(i)}\|_1^{\sigma}} \quad (2.42)$$

$$\hat{\gamma}_2 = \frac{\gamma_2}{n_{\text{comp}} - 1} \quad (2.43)$$

Finalmente, las restricciones obligan a que la suma de los pesos sea 1, y que cada uno de los pesos por separado sea menor a 1 y mayor a un valor $\rho_{\text{mín}}$, establecido como cota para evitar que se seleccione realizaciones asociadas a probabilidades de ocurrencia muy bajas. Los valores de $\rho_{\text{mín}}$ corresponden a 0,05 para sub-colecciones de menos de 10 elementos y 0,01 para sub-colecciones de 10 o hasta 25 elementos.

2.5.2. Implementación de la metodología de selección

Si se observa con atención los elementos que componen la función objetivo en (2.41), se notará que el problema de minimización corresponde a un problema combinatorial no lineal. En general, casi todo problema combinatorial es difícil de resolver por métodos tradicionales ya que si bien puede llevarse a una “formulación exacta”, en el mejor de los casos se tiene un problema lineal entero mixto, pero en el caso de estudio la mencionada formulación alternativa daría lugar a un problema no lineal entero mixto. Como referencia, dado que el problema formulado en (2.41) es bastante similar al problema de agrupamiento (MWCSS) – aunque por cierto, el caso de estudio es más complejo, pues su formulación exacta presenta multiplicación de variables binarias entre sí y con variables continuas –, la solución a mayor número de dimensiones conseguida es en el espacio de 19 dimensiones [103] (con tiempos de cómputo superiores a un día), mientras que en los potenciales casos de estudio están en espacios de 100 o más dimensiones.

Por todo lo anterior, se hace conveniente la utilización de técnicas heurísticas en la resolución del problema de selección. Adicionalmente, y dado el parecido de los problemas, se utilizan técnicas de agrupamiento para acotar el espacio de búsqueda y evitar uno de los problemas usuales de los métodos de momentos; la falta de suavidad [73]. Es decir, durante la resolución del problema, en pos de igualar los momentos, se puede seleccionar escenarios muy distantes lo que restaría suavidad a la distribución de probabilidad dificultando la resolución del problema. También se utiliza técnicas de agrupamiento para agregar dimensiones parecidas de \mathbf{X} y trabajar

así con un número más manejable de componentes¹².

Se utiliza como estrategia de resolución la separación del problema en dos etapas: en la primera se seleccionan los elementos que pertenecen a una sub-colección de prueba y en la segunda se calculan los pesos y el valor óptimo de la función objetivo para dicha sub-colección. La primera etapa es un problema plenamente combinatorial, por lo que conviene resolverla por métodos heurísticos o metaheurísticos. La segunda etapa, por otra parte, corresponde a resolver el problema en (2.41) para los pesos ρ_j dada una sub-colección; lo cual es equivalente a resolver un problema de la forma (2.44), donde se ha incorporado la restricción sobre la suma de los pesos en la función objetivo con una penalidad W_{penalty} .

$$\begin{aligned} \text{Minimizar: } & \left(\sum_{j \in J_r} a_{jj} \cdot \rho_j^2 + \sum_{\substack{j, l \in J_r \\ j < l}} a_{jl} \cdot \rho_j \rho_l + \sum_{j \in J_r} b_j \cdot \rho_j + c \right) + W_{\text{penalty}} \cdot \left(\sum_{j \in J_r} \rho_j - 1 \right)^2 \\ \text{Sujeto a: } & \rho_{\text{mín}} \leq \rho_j \leq 1, \forall j \in J_r \end{aligned} \quad (2.44)$$

Dado que los coeficientes a_{jj} , a_{jl} , b_j y c quedan fijos una vez escogida una sub-colección de prueba, se obtiene una fuerte disminución de los tiempos de solución (superior al 90 %) si se calcula los coeficientes una sola vez y se itera el problema de los pesos sobre la fórmula explícita, en lugar de una función generalizada que calcule en cada iteración el valor de la función objetivo desde cero (considerando la sub-colección de prueba y la formulación en (2.41)). El cálculo de los coeficientes se realiza determinando en primer lugar – numéricamente – la matriz hessiana de la función objetivo, cuyos elementos corresponden a los coeficientes a_{jj} y a_{jl} ; luego utilizando los coeficientes a_{jj} y a_{jl} , y el gradiente de la función objetivo es posible determinar los coeficientes b_j ; finalmente utilizando los coeficientes a_{jj} , a_{jl} , b_j y el valor de la función objetivo puede determinarse el valor de c . El cálculo de los coeficientes introduce un leve error en la función objetivo, no obstante este error en los casos aplicados no superó el 0.01 %.

El valor de W_{penalty} se calcula resolviendo (2.44) sin considerar penalidad para una sub-colección de prueba, de lo que se obtiene el valor mínimo de la función objetivo \tilde{F}_{obj}^* . Con este valor mínimo para la sub-colección de prueba, se determina W_{penalty} en función de la precisión deseada para la suma de las probabilidades en la sub-colección óptima ϵ (expresada como la uni-

¹²Esta reducción de dimensiones en rigor debiera realizarse con PCA (técnica descrita en la sección 2.4.4), no obstante en el caso de estudio el número de dimensiones supera al número de realizaciones, por lo que la transformación que realiza la técnica PCA queda sobredeterminada.

dad máxima del error, por ejemplo 10^{-4} para una precisión de tres decimales) según la relación (2.45).

$$W_{\text{penalty}} = \frac{\tilde{F}_{\text{obj}}^*}{\epsilon} \quad (2.45)$$

Se aprecia que el problema (2.44) corresponde a la minimización de una función tipo paraboloide, con restricciones de caja. Luego, la segunda etapa puede ser resuelta en forma bastante eficiente por métodos de resolución numérica u optimización tradicionales.

El algoritmo de optimización es programado en R [104], dadas las capacidades de este software para el trabajo con grandes cantidades de datos. El diagrama de flujo conceptual del algoritmo, aplicado a la reducción de escenarios hidrológicos en el SIC, se presenta en la figura 2.7. Siguiendo el itinerario del diagrama, el algoritmo para construir una sub-colección de n elementos podría describirse en tres pasos fundamentales:

1. Utilizando la técnica PAM (*Partitioning Around Medoids*, implementada en [112]) se agregan las dimensiones parecidas de \mathbf{X} para obtener vectores agregados más pequeños, que permitan estimar en forma “rápida” la función objetivo.

Con la misma técnica se clasifica las realizaciones posibles de \mathbf{X} en n grupos mutuamente excluyentes. De este modo, el algoritmo sólo tiene que elegir una realización de cada grupo, disminuyendo el espacio de búsqueda combinatorial y reduciendo las posibilidades de que la sub-colección carezca de la suavidad necesaria para la solución del problema estocástico.

2. Se selecciona la mejor sub-colección según el mejor valor de la función objetivo estimada (optimizada con los vectores agregados). El proceso de valorización de las sub-colecciones de prueba es realizado por métodos espectrales [116], mientras que la búsqueda es “comandada” por *Differential Evolution* [117].

Aprovechando las capacidades de los computadores actuales (procesadores multi-núcleo) se implementa la valorización de las sub-colecciones de prueba en paralelo.

El proceso de búsqueda continúa hasta que se cumpla un criterio de parada que, dada la naturaleza del problema, se establece como un número de iteraciones sin cambio en la función objetivo de la mejor sub-colección encontrada.

3. Una vez seleccionados los elementos de la sub-colección, se determina los pesos utilizando la función objetivo real (sin agregar los vectores). Este proceso también es realizado por métodos espectrales.

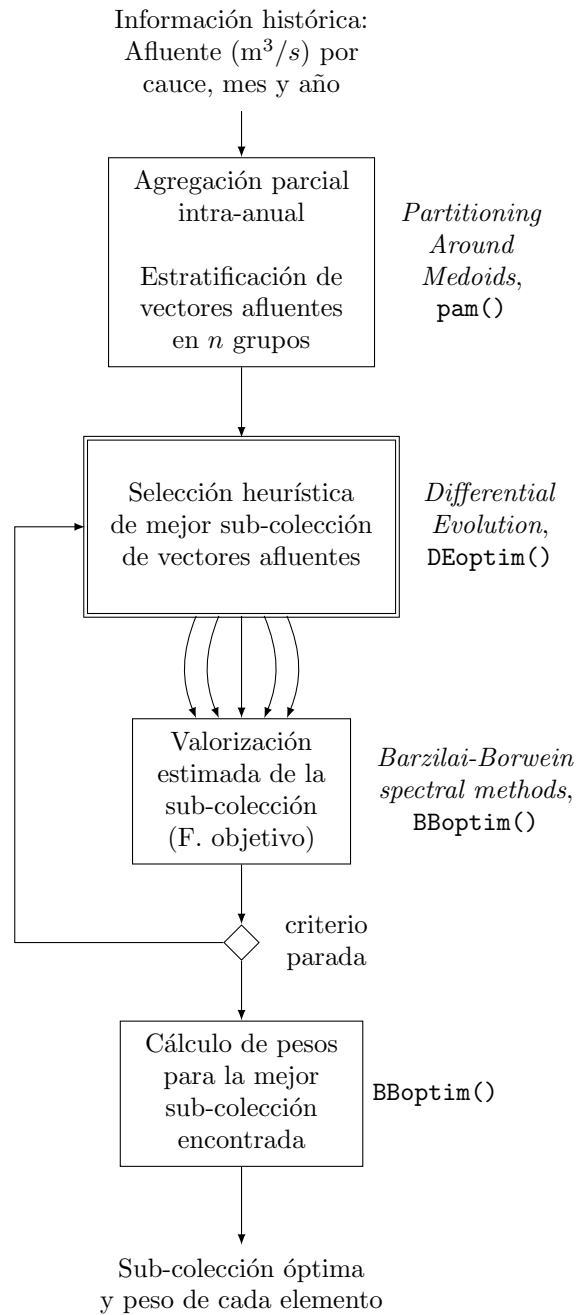


Figura 2.7: Diagrama de flujo del algoritmo implementado para la selección de colecciones reducidas.

Es claro que a mayor tamaño de la sub-colección se tendrá más elementos con los que minimizar la diferencia en los momentos, aunque por otro lado, el problema combinatorial crece al aumentar el número de elementos posibles. Por tanto, a medida que crece la sub-colección se mejora la representatividad de la misma, no obstante se requiere mayor tiempo para escoger la muestra y para, posteriormente, resolver el problema estocástico de optimización de SEP.

2.6. Reducción de escenarios usando métricas de Fortet-Mourier

En esta sección se presentan los principales resultados de los análisis desarrollados por J. Dupačová *et al.* en [76] en torno a la estabilidad de programas estocásticos (estabilidad de la solución respecto a cambios en la distribución del parámetro estocástico), y la mejora de los mismos efectuada por H. Heitsch y W. Römisch en [77]. Se omiten los desarrollos realizados pues estos escapan a los alcances de esta tesis.

2.6.1. Problema de reducción de escenarios

Un programa estocástico en general puede describirse según (2.46), dónde:

$$v(P) = \min_{x \in X} \mathbb{E}_P[f(x, \omega)] = \int_{\Omega} f(x, \omega) P(d\omega) \quad (2.46)$$

ω : parámetro aleatorio

Ω : región/conjunto de valores de ω

P : distribución de probabilidad del parámetro aleatorio (medida de probabilidad de ω)

\mathbb{E}_P : esperanza respecto a la medida de probabilidad P

Sea Q otra medida de probabilidad, que intenta aproximar a P . En [76] se prueba que es posible acotar la diferencia entre $v(P)$ y $v(Q)$ – i.e. la diferencia entre los valores óptimos de la función objetivo de los programas estocásticos – mediante una medida de distancia estadística $d_{\mathcal{F}}(P, Q)$ ¹³ (distancia entre distribuciones de probabilidad), la cual a su vez podía ser acotada por un múltiplo del funcional de Monge–Kantorovich $\hat{\mu}_c(P, Q)$.

$$|v(P) - v(Q)| \leq d_{\mathcal{F}, \rho}(P, Q) \leq g(\rho) \hat{\mu}_c(P, Q) \quad (2.47)$$

¹³En particular en [76] se utiliza la medida $d_{\mathcal{F}}(P, Q) = \sup_{x \in X \cap \rho B} |\int_{\Omega} f(x, \omega) P(d\omega) - \int_{\Omega} f(x, \omega) Q(d\omega)|$, es decir, la máxima diferencia de las funciones objetivo sobre alguna función de costos $f(\cdot)$ medible.

Considerando la relación 2.47, lo más razonable es realizar la reducción de escenarios minimizando $\hat{\mu}_c(P, Q)$, pues de este modo se acota el error en la función objetivo.

El funcional de Monge–Kantorovich $\hat{\mu}_c(P, Q)$, en el caso de distribuciones de probabilidad discreta, corresponde al valor óptimo de un problema lineal de transporte (con costos individuales dados por la función $c(\cdot, *)$), pudiendo interpretarse como el costo mínimo de transportar probabilidades o pesos desde las realizaciones de la distribución original a la distribución aproximada. Además, para la función de costo $\hat{c}_r(\omega, \tilde{\omega})$, dada por las relaciones (2.48) y (2.49), puede probarse que el valor óptimo de este problema de transporte coincide con el valor óptimo de un problema de costo mínimo de flujo descrito por el funcional de Kantorovich–Rubinstein [77], y es denominado métrica de Fortet–Mourier de orden r .

$$c_r(\omega, \tilde{\omega}) = \|\omega - \tilde{\omega}\| \cdot \max(1, \|\omega - \omega_0\|^{r-1}, \|\tilde{\omega} - \tilde{\omega}_0\|^{r-1}) \quad (2.48)$$

$$\hat{c}_r(\omega, \tilde{\omega}) = \inf \left\{ \sum_{i=1}^n c_r(\omega_i, \omega_{i+1}), i \in \mathbb{N}, \right. \\ \left. \omega_i \in \Omega, \omega_1 = \omega, \omega_{n+1} = \tilde{\omega} \right\} \quad (2.49)$$

Desde un punto de vista práctico, los costos $\hat{c}_r(\omega, \tilde{\omega})$ corresponden a la mínima distancia para ir desde ω hasta $\tilde{\omega}$, pudiendo desplazarse solo “visitando” elementos de Ω y en que la distancia entre dos elementos ω_i y ω_j está dada por $c_r(\omega_i, \omega_j)$. Este problema es conocido en la teoría de grafos y corresponde a encontrar el camino más corto entre los nodos 1 y $n + 1$ (en referencia a la notación de la relación (2.49)), donde la distancia entre dos nodos i y j está dada por $c_r(\omega_i, \omega_j)$, i.e. el denominado *Undirected Weighted Single-Pair Shortest-Path Problem* [118] que puede ser resuelto en forma bastante eficiente por diversas técnicas como el algoritmo de Dijkstra [119].

Por otra parte, aprovechando la coincidencia del problema de transporte con el de costo mínimo de flujo para los costos individuales $\hat{c}_r(\omega, \tilde{\omega})$, puede expresarse el problema de minimización de la cota del error en la función objetivo del problema estocástico $g(\rho)\hat{\mu}_{\hat{c}_r}$ según la relación (2.50), dónde:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar: } \quad & \hat{\mu}_{\hat{c}_r}(P, Q) = \sum_{i \in I} p_i \min_{j \in J} \hat{c}_r(\omega_i, \omega_j) \\ \text{Sujeto a: } \quad & q_j = \sum_{i \in \mathcal{I}(j)} p_i, \quad \mathcal{I}(j) = \{i \in I / \hat{c}_r(\omega_i, \omega_j) = \min_{k \in J} \hat{c}_r(\omega_i, \omega_k)\} \end{aligned} \quad (2.50)$$

I : conjunto de realizaciones posibles en la distribución de probabilidad original

p_i : probabilidad de la realización i , i.e. $P(\omega_i)$

J : conjunto de realizaciones posibles en la distribución de probabilidad aproximada o reducida,
 $J \subset I$

q_j : probabilidad asignada a la realización j en la distribución aproximada

El problema (2.50) es un problema combinatorial en que se debe decidir el subconjunto J que minimiza $\hat{\mu}_{\hat{c}_r}(P, Q)$, estableciendo una cota para $|v(P) - v(Q)|$. Las probabilidades de los elementos de I no considerados en J son asignadas al vecino más cercano en términos de \hat{c}_r .

Finalmente, vale la pena mencionar que se ha probado que para problemas estocásticos de κ etapas, el uso de la función de costo \hat{c}_κ – i.e. la métrica de Fortet-Mourier de orden κ – durante la selección de escenarios otorga propiedades de estabilidad a la solución del problema estocástico, al tiempo que asegura la convergencia hasta el momento absoluto de orden κ de los escenarios seleccionados respecto a aquellos de la distribución original. Así, para los problemas estocásticos de dos etapas es recomendable utilizar \hat{c}_2 o métricas de Fortet-Mourier de orden 2 en la reducción de escenarios.

2.6.2. Implementaciones computacionales propuestas

Se sabe que el problema (2.50) es NP-duro¹⁴, razón por la cual los autores han planteado dos metodologías heurísticas capaces de encontrar soluciones casi-óptimas. Estas metodologías se basan en los casos particulares en que solo se requiere seleccionar una realización o aquellos en que solo se requiere eliminar una realización.

El caso en que sólo se requiere seleccionar un realización, basta con evaluar la función $\hat{\mu}_{\hat{c}_r}(P, Q)$ para las I realizaciones y seleccionar aquella que produzca el menor valor. Si se requieren dos realizaciones que aproximen el proceso, bien puede seleccionarse la primera como si se estuviera seleccionando una realización y la segunda puede seleccionarse fijando la primera y evaluando $\hat{\mu}_{\hat{c}_r}(P, Q)$ para las $I - 1$ restantes realizaciones, seleccionando aquella que produzca el menor valor. Este procedimiento heurístico puede extenderse a n realizaciones y se denomina *forward selection*.

En el sentido contrario a *forward selection*, el algoritmo *backward reduction* va eliminando uno a uno las realizaciones que sean necesarias; paso a paso prueba sacar cada una de las realizaciones que quedan en J , eliminando aquella al ser eliminada produce el menor valor en $\hat{\mu}_{\hat{c}_r}(P, Q)$.

¹⁴La teoría de complejidad computacional asociada a este tipo de problemas escapa a esta tesis, mas vale la pena mencionar que esto implica que no puede ser resuelto en tiempo polinomial. Sus soluciones son fáciles de evaluar pero no se ha logrado un procedimiento que permita encontrarlas [120].

Ambas metodologías se probaron en algunos ejemplos, exhibiendo *forward selection* un mejor comportamiento. Luego, se implementó *forward selection* en R, utilizando el paquete de grafos `igraph` [121] para resolver el problema (2.49).

2.6.3. *Clustering* aplicado a la reducción de escenarios con métricas de Fortet-Mourier

Observando la función objetivo del algoritmo de *clustering* PAM (sección 2.4.3) se nota que se corresponde con la del problema de reducción de escenarios, utilizando las métricas de Fortet-Mourier como función de disimilitud. De hecho, ambos problemas coinciden exactamente si se utiliza la distancia euclideana en PAM y la métrica de Fortet-Mourier de orden 1 en la reducción de escenarios.

La razón de esta coincidencia es sencilla: los problemas que tratan de resolver son muy similares. El *clustering*, por una parte, intenta agrupar elementos y asignar un representante a cada grupo. Por otro lado, la reducción de escenarios utiliza escenarios representativos para aproximar una distribución de probabilidad más compleja (con más elementos). Sólo se diferencian en que está probado que los métodos de reducción de escenarios acotan el error en la solución de programas estocásticos, mientras que las técnicas de *clustering* sólo pueden agrupar y aproximar los datos sin considerar un uso específico para la aproximación realizada.

Fuera de las consideraciones teóricas, y fijando la atención en la implementación de los dos métodos el parecido continúa siendo fuerte. En el algoritmo 2.2 puede observarse que la fase *BUILD* de PAM no es sino una implementación de *forward selection*, cuyos resultados son perfeccionados en la fase *SWAP*. Luego, PAM es un algoritmo que entregará siempre mejores resultados que *forward selection*, debido a la fase *SWAP*.

Estos antecedentes naturalmente impulsan a utilizar PAM para implementar la reducción de escenarios, en lugar de *forward selection*, y así aprovechar no sólo el algoritmo original sino todos los desarrollos y experiencia en el área de *clustering* en la reducción de escenarios. Esta metodología propuesta fue implementada en R, utilizando `igraph` para calcular las disimilitudes relevantes (métricas de Fortet-Mourier) y la función `pam()` para realizar la reducción de escenarios.

2.6.4. Otras métricas

Para finalizar esta sección vale la pena señalar que si bien se ha planteado una metodología basada en las \mathcal{B} -discrepancias como métrica de diferencia, que acota el error en la función objetivo específicamente para problemas con variables de primera etapa enteras [79], se ha optado por no ocupar dicha metodología debido a que por el momento requiere realizar varias estima-

2.6. REDUCCIÓN DE ESCENARIOS USANDO MÉTRICAS DE FORTET-MOURIER

ciones mediante cotas superiores para poder ser calculada, no sólo en el planteamiento como la aquí presentada, si no también en proceso de optimización que conlleva.

Capítulo 3

Expansión del Sistema Interconectado Central considerando variabilidad hidrológica

3.1. Descripción del problema

Desde la reforma que privatizó el sector eléctrico en Chile en 1982 [122], ha sido de interés fundamental tanto para la autoridad como para los operadores de los sistemas SIC y SING que estos últimos sean operados y planificados en forma óptima, a fin de que se cumplan los equilibrios económicos previstos por la teoría que dio base a la reforma realizada [108]. Las regulaciones existentes apuntan en la misma dirección [123, 124], y dado que la planificación de generación es libre, se deja bastante espacio para que las empresas del sector tomen sus decisiones en un entorno competitivo. A diferencia de la generación, la transmisión (a nivel del Sistema de Transmisión Troncal) es planificada en forma centralizada – puesto que es considerada un monopolio natural –, tomando en cuenta los diversos escenarios que las posibles expansiones de generación producen.

No obstante el interés por contar con planes de expansión óptimos, en la actualidad tanto la autoridad como los operadores del sistema elaboran sus planes de expansión manualmente, en forma iterativa con las empresas del sector. Estos planes son evaluados usando modelos de operación (OSE2000, PLP, PLEXOS), lo que implica que sólo pueden evaluarse unos pocos casos factibles para escoger un plan casi óptimo entre los planes propuestos. Esta situación es especialmente complicada en el SIC, sistema que por su naturaleza hidrotérmica necesita de modelos de operación complejos, que tardan entre seis a ocho horas en ser resueltos en un horizonte de 15 años. Es, entonces, deseable contar con una herramienta que permita generar planes de ex-

pansión óptimos, considerando al menos en forma simplificada las particularidades del sistema hidráulico acoplado al SIC.

Con esta motivación, se desarrolla un modelo del SIC capaz de optimizar la planificación centralizada conjunta de expansión de generación y transmisión, que considera la variabilidad hidrológica mediante el uso de programación estocástica. Este trabajo fue realizado en conjunto con Transelec en el marco del Proyecto RET I+D “Planificación de la expansión del Sistema Interconectado Central usando programación estocástica”.

De por sí, el problema de expansión conjunta de generación y transmisión tiene un elevado costo computacional, por lo que resolverlo en sistemas reales es aún desafiante. El hecho de incorporar incertidumbre vía programación estocástica a un problema de estas características, que como se vio en la sección 2.3 da lugar a un problema tantas veces más grande que el problema original como el número de escenarios que se considere, agrega mucha más complejidad a su resolución. Luego, el número de escenarios a incluir se encuentra fuertemente limitado por el detalle que se modela del SIC, las capacidades de cómputo disponibles y los tiempos de cómputo admisibles.

Así, es necesario escoger muy cuidadosamente los escenarios con que se resolverá el problema de expansión estocástico, lo que hace del problema de selección de escenarios hidrológicos una pieza clave de la resolución del problema de expansión.

En síntesis, en este capítulo se intenta resolver dos problemas; en primer lugar, encontrar una representación simplificada para la variable hidrológica en el SIC, para luego resolver el problema de expansión estocástico del SIC usando la representación simplificada como escenarios de la variable hidrológica.

El capítulo se estructura como sigue:

- La sección 3.2 presenta un resumen de las características del modelo del SIC implementado.
- Luego, en la sección 3.3 se analiza la serie histórica de afluentes al SIC y en base a los resultados del análisis se establecen los requisitos para la representación simplificada.
- Los resultados del proceso de construcción de la representación simplificada son presentados en la sección 3.4.
- En la sección 3.5 se comparan las metodologías de construcción de la representación simplificada en base a la calidad de las aproximaciones de los resultados de operación de un año del SIC.

- La sección 3.6 describe el modelo de expansión utilizado y las simplificaciones que fueron necesarias para la resolución del problema.
- Las secciones 3.7 y 3.8 presentan los resultados del problema de expansión (planes) y las estadísticas de operación utilizando dichos planes, respectivamente.
- En la sección 3.9 se presenta una comparativa de costos de los planes de expansión generados y algunos comentarios respecto a los resultados logrados.
- Finalmente, la sección 3.10 presenta las conclusiones del capítulo.

3.2. Antecedentes y supuestos del modelo

En esta sección se presenta un resumen de las características del modelo del SIC implementado en PLEXOS. El detalle completo del modelo se encuentra en el anexo A.

El modelo del SIC implementado se basa principalmente en la información contenida en el Informe de Fijación de Precios de Nudo de Abril de 2011 (ITD 2011-04) [125] y la Revisión del Estudio de Transmisión Troncal 2011 (Rev. ETT 2011) [126]. El horizonte del modelo fue definido en 15 años, es decir comprende el periodo 2011-2025 inclusive.

La demanda del sistema se generó a partir de perfiles de carga típicos del año 2009 (redistribuidos para coincidir con las barras del modelo), a los que se aplicaron las tasas de crecimiento informadas por la CNE en el ITD 2011-04 para el periodo 2011-2021, desde allí al 2025 se consideró una tasa de crecimiento un punto porcentual inferior a la del año 2021. Posteriormente, se incluyó los proyectos de consumo con desarrollo efectivo informados por el CDEC-SIC en la Rev. ETT 2011.

El parque generador modelado corresponde en forma casi exacta al parque utilizado en el ITD 2011-04. Se encuentra compuesto por centrales hidroeléctricas de pasada y de embalse (las cuales pueden encontrarse conectadas en series hidráulicas, que son modeladas al mismo nivel de detalle utilizado en el ITD 2011-04), centrales termoeléctricas (entre las cuales se incluyen las centrales geotérmicas) y centrales eólicas. En cada tecnología de generación hay centrales prefijadas en el sistema y proyectos candidatos de expansión, cuyas fechas mínimas de puesta en servicio fueron definidas según el tipo de tecnología que utilizan y la envergadura del proyecto (lo que determina en buena parte los tiempos de aprobación ambiental y construcción).

A fin de dar mayores posibilidades de expansión al sistema, se agregó algunos proyectos genéricos (térmicos) y otros proyectos importantes no considerados en el ITD 2011-04, como son Castilla (que fue incluido como proyecto candidato con sus seis unidades) y Energía Austral. Además, se corrigió los valores de inversión de los proyectos importantes (por su envergadura),

utilizándose valores actualizados extraídos desde la prensa o desde sus Estudios de Impacto Ambiental (EIA). En el mismo ejercicio se corrigió los factores de planta de las centrales de HidroAysén y Neltume, pues los valores informados en el ITD 2011-04 no se correspondían con los contenidos en los respectivos EIA de dichos proyectos, y se generó hidrologías para Energía Austral basadas en las hidrologías de HidroAysén y los factores de planta informados por los impulsores del proyecto.

El modelo simplificado del sistema de transmisión del SIC se ha construido sobre la base del modelo de optimización hidrológico utilizado en el ITD 2011-04. A éste se le agregó el sistema troncal de la zona de Concepción y el sistema en 154kV (que va en paralelo al troncal) entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa. Además, se incorporaron los proyectos de expansión de transmisión prefijados según se establece en los decretos N° 115 y N° 116, y la Resolución Exenta N° 703, y los proyectos candidatos a expansión de transmisión (desde el año 2017 en adelante) contenidos en la Rev. ETT 2011. Con esto el modelo simplificado del SIC corresponde a un sistema de 75 nodos, en 110kV, 154kV, 220kV y 500kV.

Se utilizó las restricciones de transmisión sobre los tramos troncales señaladas en la Rev. ETT 2011, las cuales en el caso de existencia de proyectos candidatos en el tramo restringido hicieron necesaria la utilización de nodos auxiliares adicionales, requiriéndose en total 15 de éstos. No se consideró restricciones de flujo en las líneas de 110kV, como tampoco en el sistema de 154kV después del 2015.

Otros antecedentes incorporados en el modelo corresponden a:

- Los costos de combustible utilizados corresponden a los informados en el ITD 2011-04 para el periodo 2011-2021, desde allí hasta el 2025 se utilizó factores de modulación basados en las proyecciones del *Annual Energy Outlook 2011* [145].
- Para los modelos de expansión se utiliza un costo de falla de 3.240US\$/MWh¹, mientras que en los modelos de operación se utilizó el costo de racionamiento informado en el ITD 2011-04, 537US\$/MWh.
- Tasa de actualización del 10 %, estipulada en el DFL N° 4/2006.

3.3. Análisis de antecedentes hidrológicos del SIC

En primer lugar vale la pena señalar que el estudio directo de las variables hidrológicas asociadas a un sistema de potencia es complejo y, cuando es realizable, sus resultados son bastante difíciles de interpretar, pues un análisis de esta naturaleza implicaría el estudio de la serie de

¹Corresponde al costo de falla de corta duración indicado en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Su utilización se justifica en la sección A.4.

cada caudal por separado y su relación con los demás caudales (análisis de una serie multi-dimensional con tantas componentes como caudales haya involucrados con el sistema).

Por otra parte, en la planificación de expansión y operación de un sistema hidrotérmico, si bien es importante conocer y comprender el comportamiento de la variable hidrológica², más importante es conocer el comportamiento de los efectos que dicha variable tiene sobre el sistema. Esto, pues fuertes variaciones en los caudales pueden ser censuradas por las centrales de embalse (en caso de ser caídas de los caudales) o de pasada (en caso de ser incrementos muy fuertes, que fuerzan el vertimiento³). Estas censuras pueden ocurrir en distintos puntos del sistema en forma simultánea, y no necesariamente en el mismo sentido (exceso o escasez), con lo cual el estudio directo de la variable hidrológica no es muy conveniente al momento de establecer criterios para representar correctamente el sistema de potencia.

Una medida de los efectos que tiene la variable hidrológica sobre el sistema es la energía afluente – obtenida agregando la energía proveniente de los distintos cauces para cada intervalo histórico registrado⁴ –, sobre la cual es factible y conveniente realizar un análisis para determinar las características que debería reunir una representación reducida adecuada para la variable hidrológica.

3.3.1. Características de los datos disponibles

La serie de la energía afluente al SIC a analizar contiene la energía equivalente de origen hidroeléctrico de cada mes, desde abril-1960 a marzo-2009, considerando la capacidad instalada actual del SIC. En otras palabras, los datos históricos son modificados año a año para incluir las nuevas obras en generación (hidroeléctrica).

En algunos de los cauces se dispone de series hidrológicas largas (de más de 40 años), que permiten estimar la energía afluente a partir de datos medidos. Sin embargo, en la mayoría de los casos las series hidrológicas son cortas, los caudales de los primeros años son estimados y, en una segunda estimación, se traducen en energía afluente. Más aún, se desconoce el procedimiento específico para la estimación de los caudales anteriores [127]. Debido a esto se debe tener especial cuidado en la utilización de los primeros datos de la serie para realizar un diagnóstico, de modo que éste no herede los posibles errores de las estimaciones realizadas.

Una consideración adicional es que los datos disponibles – tanto de caudales como de energía afluente – se encuentran organizados según el “año hidrológico” (abril del año j a marzo del año $(j + 1)$), mientras que este trabajo se realiza en base al año calendario. Por tanto, los datos son

²Entendiéndose ésta como serie multi-dimensional.

³Lo cual también puede ocurrir en centrales de embalse, pero no suele ser el caso si el embalse se encuentra bien dimensionado.

⁴Se considera para cada año la energía que pudo haber sido generada, sin almacenar agua para años futuros.

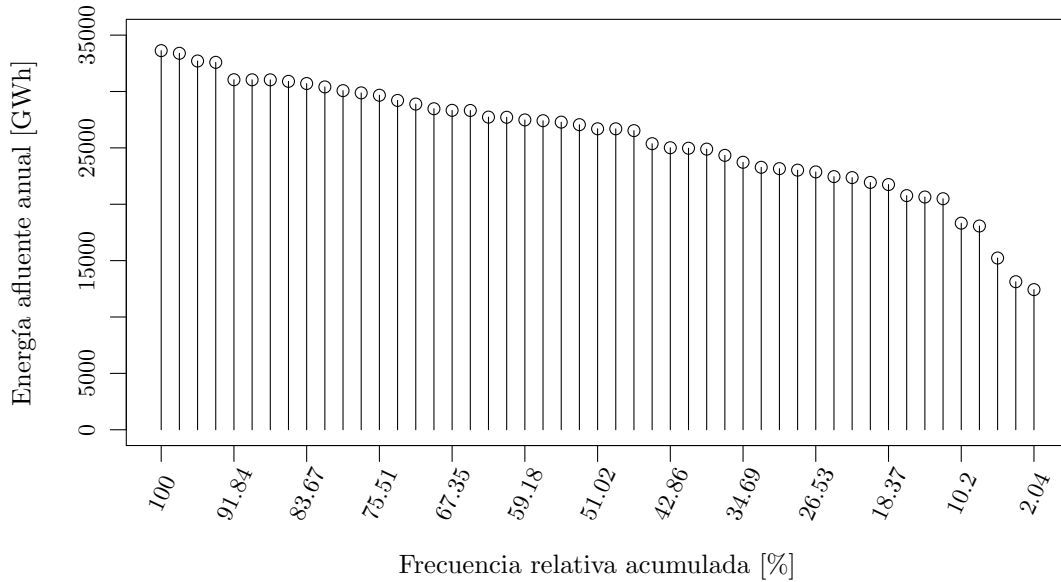


Figura 3.1: Distribución de energía afluente anual al SIC.

reorganizados en los años calendario correspondientes, obteniéndose series de 48 años; desde 1961 a 2008.

3.3.2. Análisis descriptivo y cualitativo

En primera aproximación se considera los datos omitiendo su evolución temporal. Es decir, dado que los datos corresponden a la medición de la misma característica, se analiza su distribución estadística cual si fuera una medición repetida n veces.

Desde el punto de vista de la planificación del SIC resulta de especial interés la distribución de la energía afluente total anual, figura 3.1. Se aprecia que la energía afluente puede variar en un rango bastante amplio de valores, desde 12429,5GWh en el año más seco a 33624,9GWh en el año más húmedo. En la parte central de la distribución, se observa un crecimiento casi lineal de la energía afluente respecto de la frecuencia acumulada, tendencia rota por los valores extremos inferiores (tres años más secos).

La alta variabilidad de la energía anual queda de manifiesto en su elevada desviación estándar s_{x_a} (tabla 3.1). Además, se aprecia que los datos presentan una fuerte asimetría negativa (coeficiente de simetría de Fisher $g_1 x_a < 0$), debida principalmente a los valores extremos de los tres años más secos, como se observa en el histograma de la figura 3.2.

En lo que respecta a curtosis, tanto el indicador k_{x_a} como el histograma, apuntan a una

Tabla 3.1: Indicadores estadísticos de la energía afuente anual.

Media [GWh]	s_{x_a} [GWh]	$g_1 x_a$	k_{x_a}
25776,42	5031,73	-0,7229	0,1302

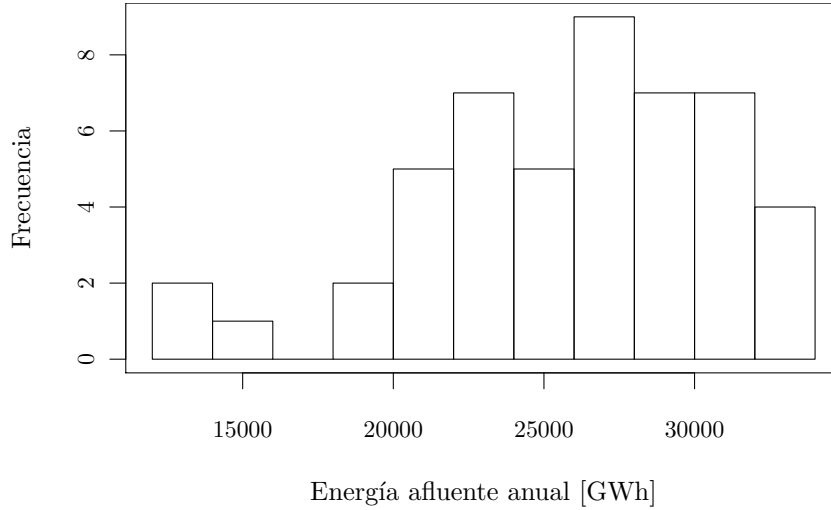


Figura 3.2: Histograma de energía afuente anual al SIC.

distribución mesocúrtica.

A lo largo de cada año, la energía afuente mensual presenta variaciones que también son importantes de describir e incorporar en los estudios de planificación de operación. Esta variabilidad puede observarse en los diagramas de boxplot de la figura 3.3, en que se aprecia además la variabilidad de cada mes por separado, a lo largo de los años.

Se observa, que tanto la tendencia central como la variabilidad dependen fuertemente del mes del año al que se refieran, debido a las características del ciclo hidrológico. Así para los meses secos (febrero, marzo, abril), existe una variabilidad muy baja debido a que los caudales durante ellos no son altamente dependientes de las precipitaciones o de grandes deshielos, sino de los deshielos constantes que se mantienen durante todo el año.

Durante los tres meses siguientes (mayo, junio y julio) la energía afuente aumenta producto de las precipitaciones, y dada las altas variaciones en la cantidad de las precipitaciones, estos tres meses son los que presentan mayor variabilidad. En agosto y septiembre, decaen las precipitaciones, sin embargo, el aumento de las temperaturas ocasiona el inicio de los deshielos.

La máxima entrada de energía al sistema se produce debido a los deshielos que tienen lugar entre octubre y enero, que no presentan una fuerte variabilidad en los dos primeros meses,

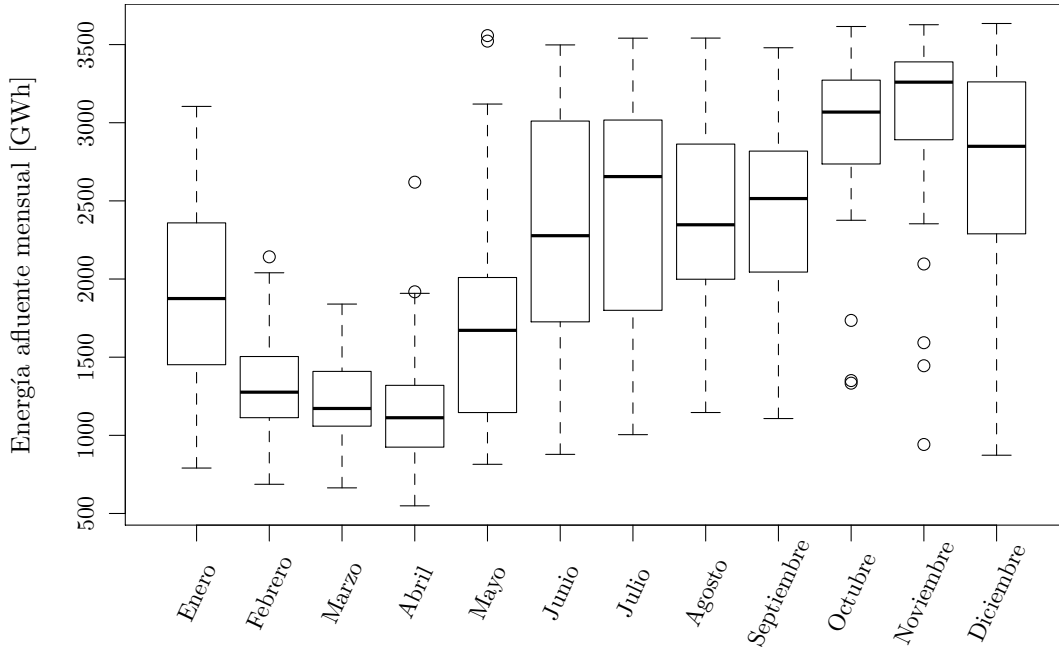


Figura 3.3: *Boxplot* por mes para la energía afluente al SIC.

debido a que es en ellos en que se consume el agua que comúnmente se acumula en el año. En diciembre y enero, la variabilidad aumenta debido a que los deshielos en dichos meses dependen fuertemente del superávit o déficit de precipitaciones en la cordillera durante el año en curso.

A pesar de la complejidad del proceso hidrológico, levemente esbozada, los gráficos de boxplot mensuales sugieren que la variabilidad intra-anual de la energía afluente puede representarse en forma aproximada considerando tres intervalos de cuatro meses cada uno; febrero-mayo, junio-septiembre y octubre-enero.

3.3.3. Análisis de serie temporal de la energía afluente al SIC

Una técnica que permite simplificar el análisis inicial de una serie temporal es su descomposición en tres series superpuestas, representando cada una, por separado, la componente estacional, la tendencia y los errores aleatorios. El resultado de aplicar la separación a la serie en estudio se muestra en la figura 3.4.

A primera vista aparece la periodicidad intra-anual ya mencionada. En la tendencia se nota, además, una segunda periodicidad, de inferior magnitud y periodo aproximado de tres años. De acuerdo a la particularidad de la hidrología chilena, esta componente cíclica se debe al ciclo natural del lago Laja. Fuera de las periodicidades señaladas, la serie temporal de energía afluente

3.3. ANÁLISIS DE ANTECEDENTES HIDROLÓGICOS DEL SIC

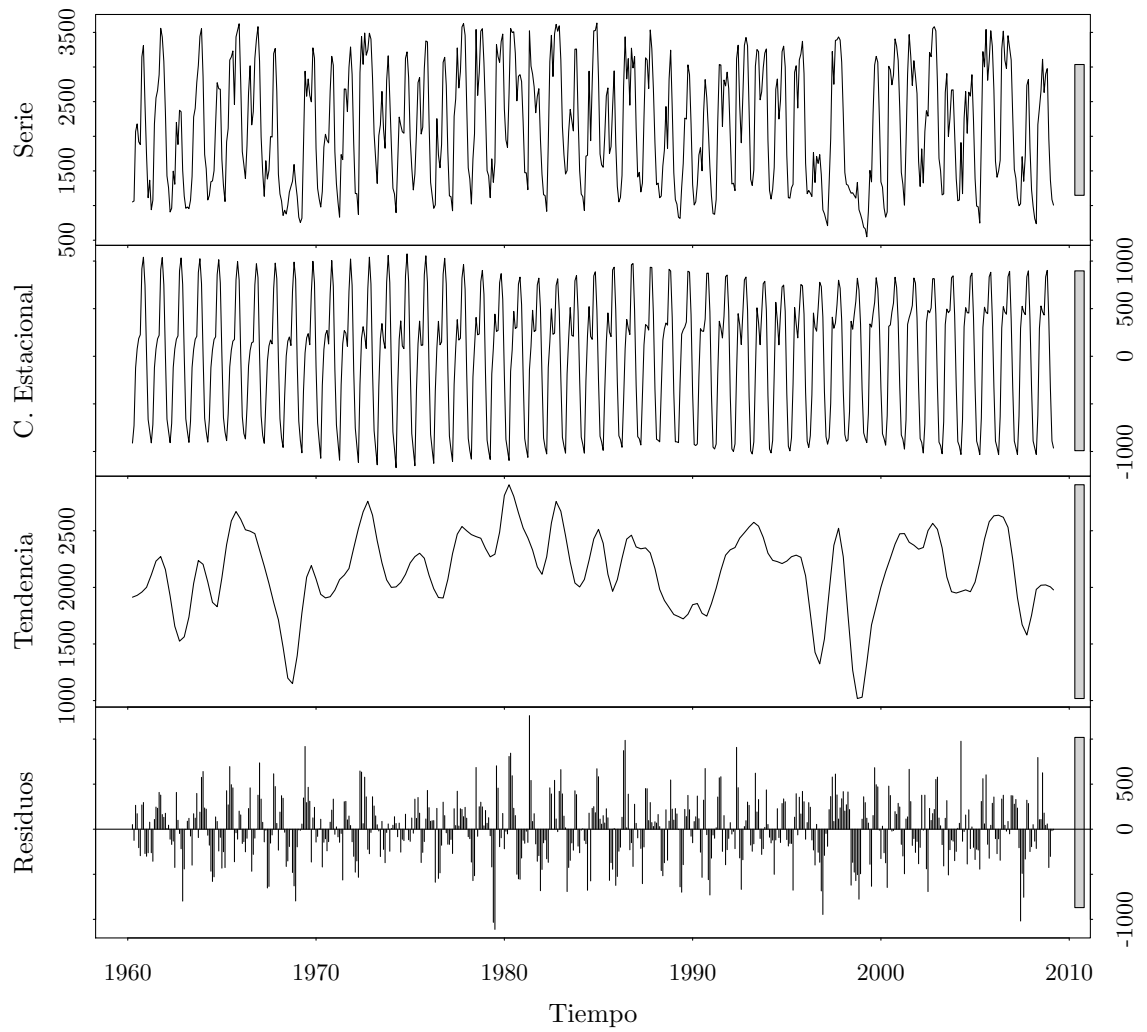


Figura 3.4: Análisis de tendencia y estacionalidad para la energía afluente mensual.

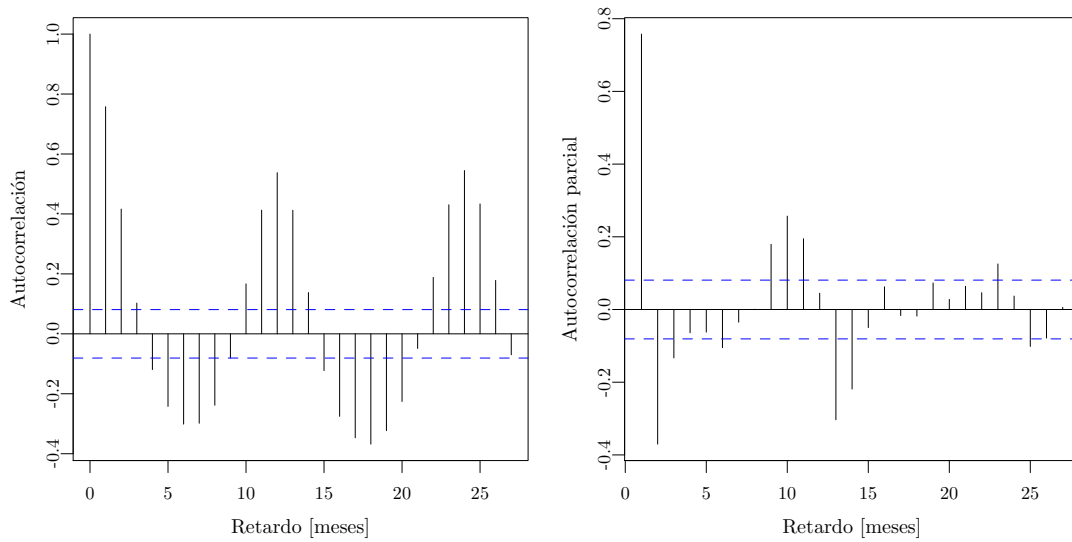


Figura 3.5: Funciones de autocorrelación y autocorrelación parcial para la serie de energía afluente mensual al SIC.

muestra ser estacionaria en el largo plazo.

Las funciones de autocorrelación (ACF) y autocorrelación parcial (PACF)⁵ de la serie de energía afluente mensual, figura 3.5, permiten observar otras características relevantes presentes en los datos. La ACF de la serie mensual indica una clara estacionalidad, de periodo 12 meses, y que el proceso no es estacionario en términos mensuales (intra-anales). Por su parte, la PACF exhibe una fuerte correlación respecto a los dos meses inmediatamente anteriores. Si bien aparecen correlaciones parciales estadísticamente significativas más allá del año, éstas no son importantes en términos de magnitud con lo que la energía de un mes podría modelarse a partir de los meses anteriores, sin tener que recurrir a años anteriores.

Esta “independencia inter-anual” puede observarse con mayor claridad a través de las ACF y PACF de la serie de energía anual, presentadas en la figura 3.6. En esta figura se aprecia que no existen correlaciones significativas entre la energía total de un año y los anteriores. Además, esta aleatoriedad en la serie anual implica que – tal como se apreciaba en la separación por componentes – la serie de energía es estacionaria en el largo plazo.

⁵Una breve descripción del significado de estas funciones, y su utilidad para interpretar series temporales, se puede encontrar en la sección D.1 (apéndice).

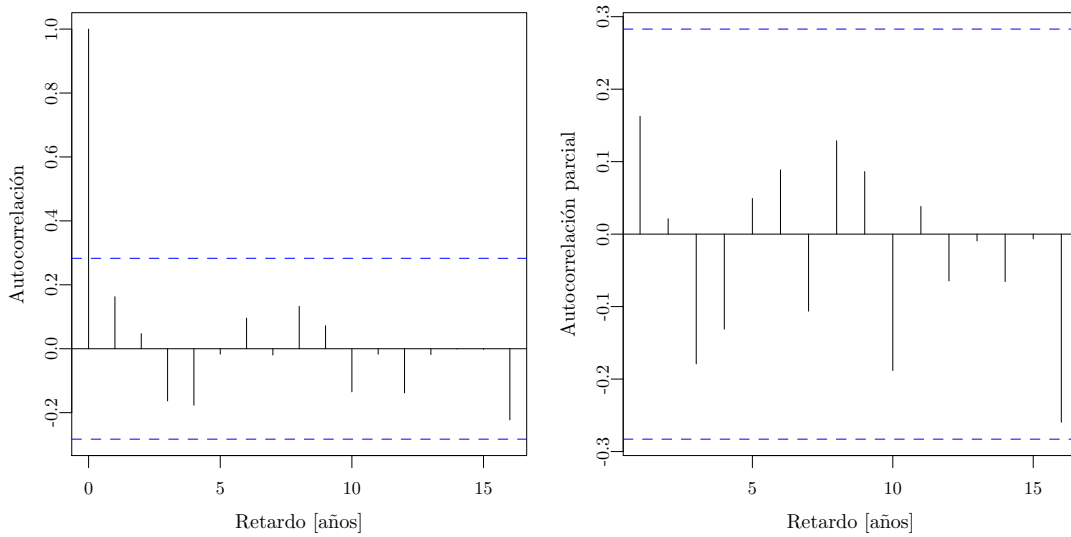


Figura 3.6: Funciones de autocorrelación y autocorrelación parcial para la serie de energía afluente anual al SIC.

3.3.4. Características de la representación reducida

A partir de los análisis anteriores, y las simplificaciones hechas en la formulación del problema de expansión, una representación adecuada para la componente hidrológica debe intentar:

- Reproducir las propiedades estadísticas de los afluentes históricos; tendencia central, variabilidad y forma.
- Replicar la distribución espacial de los afluentes históricos sobre el sistema.
- Mantener la autocorrelación mensual (intra-anual) de los afluentes históricos.

Por otra parte, la misma representación puede prescindir de cualidades que son casi accesorias – en el sentido de no ser manifiestas – en los datos históricos;

- Autocorrelación inter-anual de los afluentes históricos, incluyendo la periodicidad trianual del lago Laja.
- Valores extremos en distribuciones mensuales. Los valores extremos en las distribuciones anuales deben representarse en la medida de lo posible.

Una representación simplificada apropiada, en cuanto a los parámetros anteriores consiste en una colección reducida o sub-colección de años de afluentes (a partir de la colección total de

48 años), en la cual cada año de afluentes corresponde a un escenario asociado a un peso. En cada escenario el año de afluentes se repite indefinidamente. De este modo, la autocorrelación mensual aparece de manera natural en cada escenario, mientras que las propiedades estadísticas y distribución espacial son ajustadas por medio de los pesos.

En la medida que se incrementa el tamaño de la colección reducida es posible representar mejor la variable hidrológica, incluyendo valores extremos o, en general, años con características diferenciadas del común.

Este enfoque aprovecha la estacionariedad y baja autocorrelación inter-anual de la serie para evitar incluir un árbol de escenarios en el problema de planificación bajo incertidumbre – lo que implicaría un crecimiento exponencial del número de escenarios de un periodo al otro –, manteniendo las propiedades que caracterizan a la serie hidrológica.

3.4. Selección de sub-colecciones de escenarios hidrológicos

Así como el análisis en la sección anterior no se efectuó sobre los caudales sino sobre la energía afluente, pues más interesan los efectos de las condiciones hidrológicas sobre el SIC que dichas condiciones en sí, la selección de sub-colecciones de escenarios/años hidrológicos se realiza sobre la energía afluente mensual de origen hidroeléctrico por barra del SIC, para así considerar tanto la temporalidad como la espacialidad de los efectos que tienen las condiciones hidrológicas sobre el sistema. Esta información es obtenida en dos etapas; primero se calcula la generación mensual multiplicando los caudales históricos por las respectivas eficiencias de los generadores, para luego agregar la generación según las barras de conexión de los generadores al modelo del SIC descrito en el anexo A.

Por tanto, en este contexto, la variable hidrológica se define como un vector aleatorio en el que cada componente corresponde a la energía afluente de origen hidroeléctrico en una barra para un mes del año. Debe tenerse en cuenta que el vector aleatorio de la variable hidrológica incluye información de 12 meses (cada año es una realización) y 17 barras de inyección, correspondiendo entonces a un vector de 204 componentes o dimensiones.

Luego, en base a los requisitos establecidos para la representación simplificada de la variable hidrológica, se realiza una selección de 1 a 15 años hidrológicos y cálculo de sus correspondientes pesos utilizando técnicas *ad-hoc* de entre las descritas en las secciones 2.4, 2.5 y 2.6, i.e. PAM (usando distancia euclideana), igualación de momentos y reducción por métricas de Fortet-Mourier de orden 2 (implementado con *Forward Selection* y PAM).

Debe tenerse presente respecto a la variable hidrológica que, en rigor, se desconoce su distribución probabilística, mas ésta se asume idéntica a sus realizaciones históricas para efectos de determinar las sub-colecciones de escenarios hidrológicos.

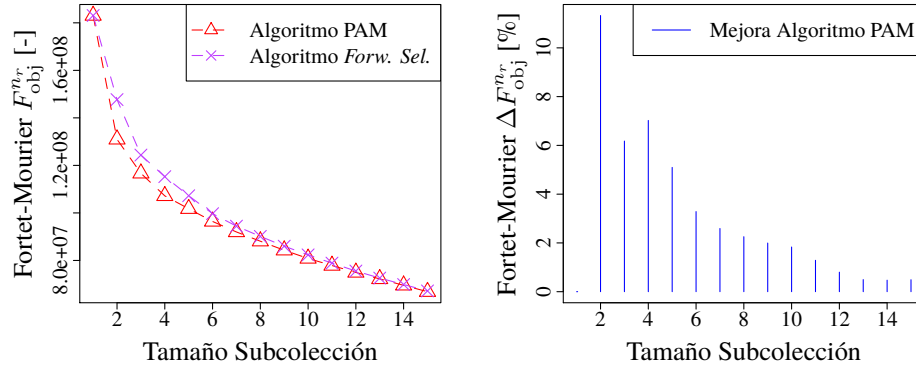


Figura 3.7: Mejora en selección por métricas de Fortet-Mourier utilizando PAM en lugar de *Forward Selection*.

En lo que sigue se presentan las características de las selecciones realizadas, en términos de las funciones objetivo del proceso de selección y la representatividad de las sub-colecciones de años hidrológicos.

3.4.1. Técnicas de reducción de escenarios usando *Forward Selection* y PAM

Un punto interesante de analizar, en un tema transversal a la construcción de escenarios hidrológicos, es la mejora que aporta el uso de PAM en lugar de *Forward Selection* a la selección de escenarios – prevista en la sección 2.6.3 – en términos de la propia función objetivo de selección.

Con este fin se realiza la reducción de escenarios hidrológicos (construcción de sub-colecciones) usando métricas de Fortet-Mourier de orden 2 con ambas implementaciones⁶. Los resultados son desplegados en la figura 3.7, dónde:

$\tilde{F}_{obj}^{n_r}$: valor óptimo encontrado de la función objetivo de selección de una sub-colección de n_r elementos.

Cuando se selecciona un solo elemento, ambas metodologías convergen al mismo resultado puesto que tanto la fase *BUILD* de PAM como *Forward Selection* logran el óptimo global. Para sub-colecciones de mayor tamaño puede apreciarse que en efecto PAM genera una mejora bastante relevante respecto a *Forward Selection*, la cual se explica por la fase *SWAP* del primer algoritmo. Es esperable que la mejora lograda por el *SWAP* disminuya en la medida en que se aumente la cantidad de elementos en la subcolección, puesto que la fase *BUILD* – que es idéntica a *Forward Selection* – llegará a una “buena” solución por si misma.

⁶Se utiliza los datos sin centrar en el cálculo de los costos \hat{c}_2 , es decir, $\omega_0 = \tilde{\omega}_0 = 0$.

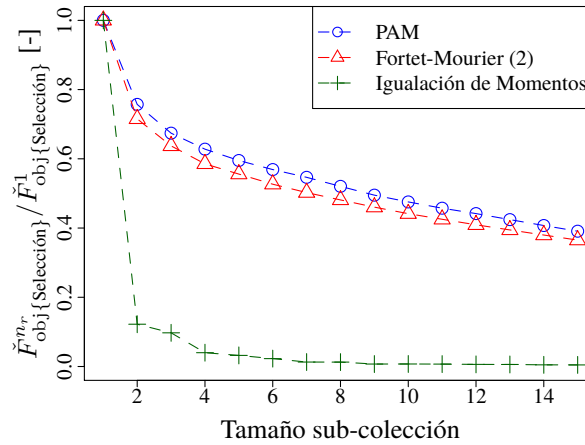


Figura 3.8: Mejora relativa en la función objetivo de selección para las distintas metodologías aplicadas, en función del tamaño de las sub-colecciones.

Los tiempos de resolución en ambas implementaciones fueron similares, no sobrepasando en ningún caso los 12 segundos para seleccionar la sub-colección de 15 elementos.

Estos resultados, a pesar de ser de esperados, son sobresalientes en el sentido de que la mejora introducida por la utilización del PAM puede incluso superar el 10%. Luego, dado que el algoritmo PAM siempre entregará mejores o iguales resultados que *Forward Selection*, en adelante sólo se utiliza PAM para aplicar la reducción de escenarios por métricas de Forter-Mourier.

3.4.2. Características de las funciones objetivo de selección

Las distintas metodologías de selección poseen funciones objetivo que en general intentan medir el error producido en la aproximación de la colección completa de escenarios hidrológicos históricos por los escenarios en las sub-colecciones. Sin embargo, estas funciones pueden variar bastante en su comportamiento en función del tamaño de la sub-colección, como se aprecia en la figura 3.8 en que se muestra el valor de la función objetivo en unidades relativas al valor óptimo con una sub-colección de un sólo elemento ($\check{F}_{obj\{Selección\}}^1$, que corresponde al óptimo global en todos los casos). El algoritmo PAM (distancias euclideanas) y la reducción basada en la métrica de Fortet-Mourier de orden 2 (Fortet-Mourier (2)), presentan un comportamiento casi idéntico debido a que sus funciones objetivo de selección tiene una estructura muy similar y usan la misma implementación computacional para su resolución (el algoritmo PAM).

En el caso de la igualación de momentos las mejoras son menores tras considerar ocho elementos en la sub-colección, por lo que se grafica su función objetivo en escala logarítmica, figura 3.9, dónde es posible apreciar que es monótonamente decreciente con el número de elementos en la sub-colección. Aún en escala logarítmica, los cambios en la función objetivo tras

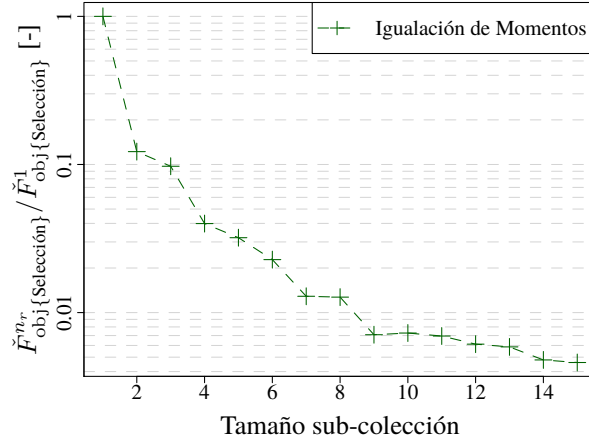


Figura 3.9: Mejora relativa en la función objetivo de selección mediante método de momentos, en función del tamaño de las sub-colecciones.

la sub-colección de nueve elementos parecen muy leves.

Este fenómeno se debe a que la función objetivo del método de momentos se compone de las diferencias cuadráticas de los momentos hasta el cuarto orden, los cuales son muy difíciles o incluso imposibles de aproximar con pocos elementos en la sub-colección. Luego, como puede apreciarse en la figura 3.10 que muestra los RMSE de los momentos centrados en cero ($\mu_{VAR}^{(x_0, r)}$ corresponde al momento de orden r centrado en x_0 de la variable VAR), los errores en los momentos de orden superior están en el orden del 50 % al 100 % en las sub-colecciones de menor tamaño, mientras que para las sub-colecciones sobre ocho elementos todos caen bajo el 10 %, excepto por el cuarto momento.

Los RMSE se definen como porcentajes del momento absoluto total $\mu_{\text{pob}}^{(x_0, r)}$, que consiste en considerar cada componente de cada realización del vector aleatorio como una realización de un proceso aleatorio, según se indica en las relaciones (3.1) y (3.2).

$$\mu_{\text{pob}}^{(x_0, r)} = \frac{1}{n_J n_{\text{comp}}} \sum_{j \in J} \|\text{abs}(\mathbf{x}_j - \mathbf{x}_0)^r\|_1 \quad (3.1)$$

$$\text{RMSE}(\mu^{(x_0, r)}) = \sqrt{\frac{\|\mu^{(x_0, r)} - \mathbf{m}^{(x_0, r)}\|}{n_{\text{comp}}}} \cdot \frac{1}{\mu_{\text{pob}}^{(x_0, r)}} \cdot 100 \% \quad (3.2)$$

Si se considera, por un lado, que la función objetivo de selección por igualación de momentos se compone de los MSE en lugar de los RMSE y, por el otro, los errores mostrados en la figura 3.10, se hace sencillo entender el rápido decaimiento de la función objetivo de selección en comparación a la de PAM y Fortet-Mourier (2), lo cual no implica necesariamente que la

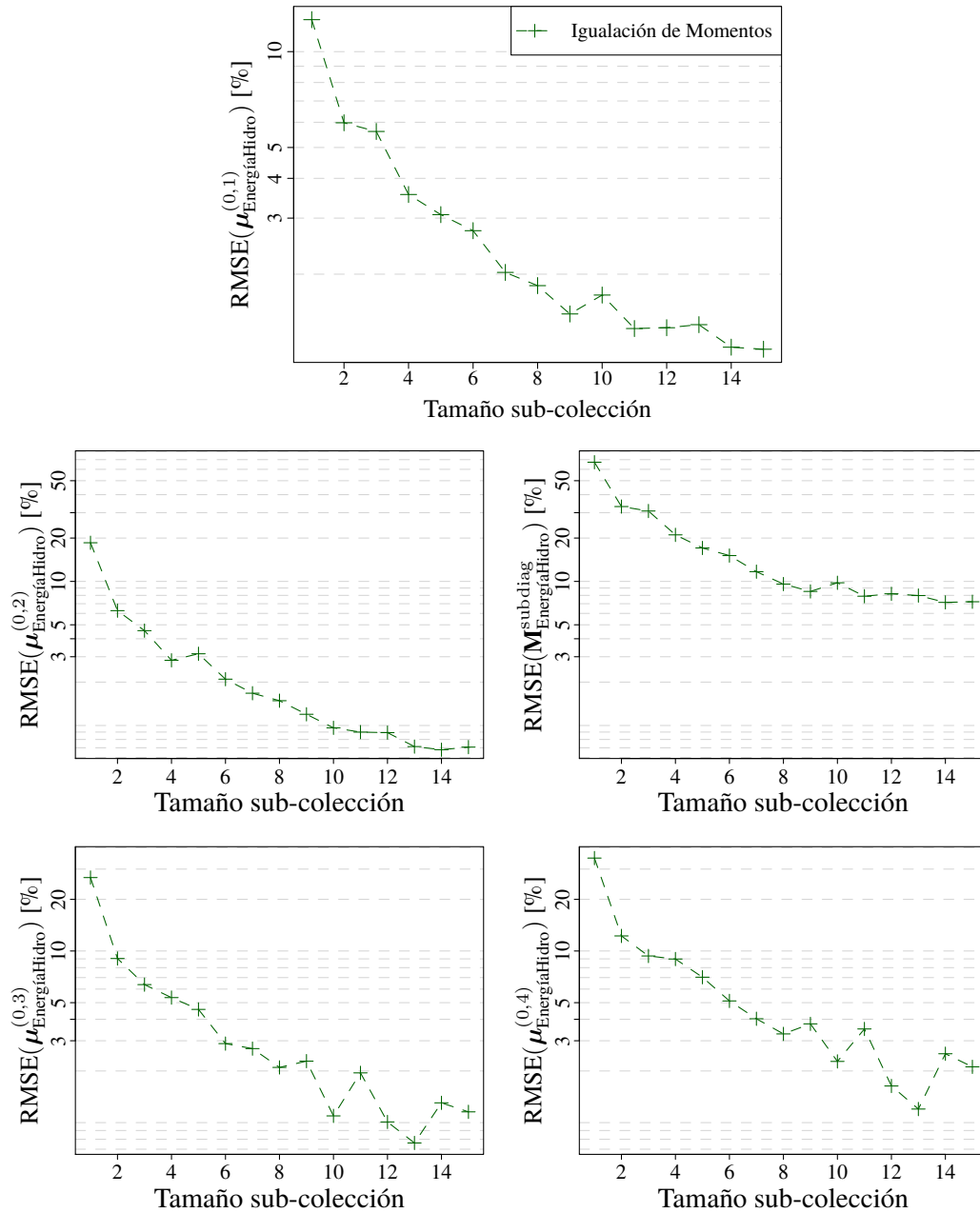


Figura 3.10: Evolución de las componentes de la función objetivo de igualación de momentos, en función del tamaño de las sub-colecciones.

selección basada en momentos sea mejor que las anteriores.

Antes de concluir esta sección, es importante señalar que los tiempos de cómputo de PAM y Fortet Mourier (2) estuvieron en el orden de los segundos, tomando a lo más 12 segundos para determinar la sub-colección óptima de 15 elementos. Por otro lado, el algoritmo basado en el método de igualación tardó poco más de 4 horas en determinar la sub-colección óptima de 15 elementos, por lo que este método no resulta apropiado para llevar a cabo una reducción de escenarios en distribuciones con más realizaciones y/o en que se tenga que construir sub-colecciones más grandes.

3.5. Desempeño de sub-colecciones en las variables de operación del SIC

Para poder evaluar adecuadamente el desempeño de las sub-colecciones como aproximaciones de la distribución dada por la serie histórica de afluentes en el SIC, se simula la operación del sistema durante el año 2011 – utilizando el modelo descrito en el anexo A – en forma independiente para cada uno de los 48 escenarios (años de datos hidrológicos) disponibles. Las simulaciones se realizan utilizando pérdidas lineales de tres tramos y curvas de duración de demanda mensuales divididas en 12 bloques. Luego, utilizando las soluciones de cada uno de los escenarios y la información de las sub-colecciones (años incluidos y pesos respectivos) se construyen las soluciones de operación que resultan para cada una de las sub-colecciones, para así poder compararlas con la solución dada por la distribución de la serie histórica de afluentes.

Además, se incluyen sub-colecciones seleccionadas por cuantiles “equiespaciados” de la energía afluente anual total al SIC; éstas corresponden a sub-colecciones en que los elementos son equiprobables y están dados por los percentiles $\{l/(n+1) \cdot 100\% \}_{l=1}^n$ de la distribución de la serie histórica de energía afluente total anual. Así, por ejemplo, la sub-colección de tres elementos está dada por los percentiles 25, 50 y 75 en términos de energía afluente anual, por tanto, corresponde a los años 2004, 2000 y 2001, respectivamente. Estas sub-colecciones, obtenidas mediante una metodología mucho más simple que las ya descritas, son utilizadas cuando se requieren estudios rápidos y por lo común se selecciona tres escenarios hidrológicos: uno seco, uno medio y otro húmedo; y sirven para cuantificar la mejora que se obtiene en la representación de las variables de operación producto de considerar tanto la espacialidad como temporalidad de la variable hidrológica al momento de la selección.

En lo que sigue se comparan las metodologías de construcción de sub-colecciones en función de distintas variables de la operación del SIC, iniciando con la variable más obvia que es la propia variable hidrológica, representada por la energía afluente por barra según se detalla en la sección 3.4. Dado que la variable hidrológica corresponde a una distribución de probabilidad, una forma

razonable de medir el error de la aproximación de las sub-colecciones es a través del error en los momentos de la distribución, expresado como el MAE de los momentos que se define según la relación (3.3), y se expresa como porcentaje de $\mu_{\text{pob}}^{(x_0,r)}$, definido en (3.1).

$$\text{MAE}(\boldsymbol{\mu}^{(x_0,r)}) = \frac{\|\boldsymbol{\mu}^{(x_0,r)} - \boldsymbol{m}^{(x_0,r)}\|_1}{n_{\text{comp}}} \quad (3.3)$$

Se puede apreciar que el error en los momentos de la energía afluente es, en general, decreciente con el número de elementos en la sub-colección. Por otra parte, todos los métodos descritos en el marco teórico son superiores a la selección por cuantiles, la cual no consideró espacialidad ni temporalidad de la variable hidrológica, por lo que en efecto se produce una mejora relevante al considerar estos dos aspectos en la reducción de escenarios. El método de momentos es en cuanto a esta variable el mejor, puesto que representa de mejor forma el valor esperado de la distribución, sin que por ello haya incrementado su error en los momentos de orden superior. De hecho, en los momentos de orden superior no se puede señalar qué metodología es mejor que las otras puesto que todas presentan un desempeño similar, en que los mínimos errores los van teniendo en forma alternada las tres metodologías examinadas (figura 3.11).

En la figura 3.3, se utiliza el MAE en lugar del RMSE puesto que el segundo es un indicador más sensible a grandes desviaciones que a las desviaciones en general, por lo que su uso como medida del error sólo es recomendable en variables en que una gran desviación tiene un gran impacto sobre el resultado del sistema. En cualquier otro caso es preferible ocupar el MAE como medida del error.

Es interesante en este punto analizar, al menos en forma cualitativa, cómo el sistema de potencia “percibe” la variable hidrológica, a fin de entender qué ocurre con los errores ya exhibidos y examinados de la figura 3.11 al pasar a través del modelo del sistema hacia las demás variables de operación. Para mostrar como depende la solución del problema de operación de la variable hidrológica, la figura 3.12 presenta los costos de generación mensuales (componentes de la función objetivo de operación, junto con la energía no servida, como se explica en la sección 2.2.1) en función de la energía afluente mensual. Para cada mes, los costos en los 48 escenarios hidrológicos históricos forman casi una línea, por lo que no es difícil imaginar los costos de operación como una transformación aplicada sobre la energía afluente, la cual claramente no es lineal. Luego, si se imagina una distribución de probabilidad simétrica⁷ bajo el eje de la energía afluente y esta es reflejada hacia el eje del costo usando las líneas de la “transformación” energía-costos, si bien no habrá traslape en la distribución (la “transformación” parece ser biyectiva), la distribución de probabilidad resultará distorsionada, acumulándose gran parte

⁷En base a los análisis realizados, la distribución de variable hidrológica es claramente asimétrica, no obstante una distribución simétrica sirve mejor para explicar la distorsión introducida por el modelo del SEP.

3.5. DESEMPEÑO DE SUB-COLECCIONES EN LAS VARIABLES DE OPERACIÓN DEL SIC

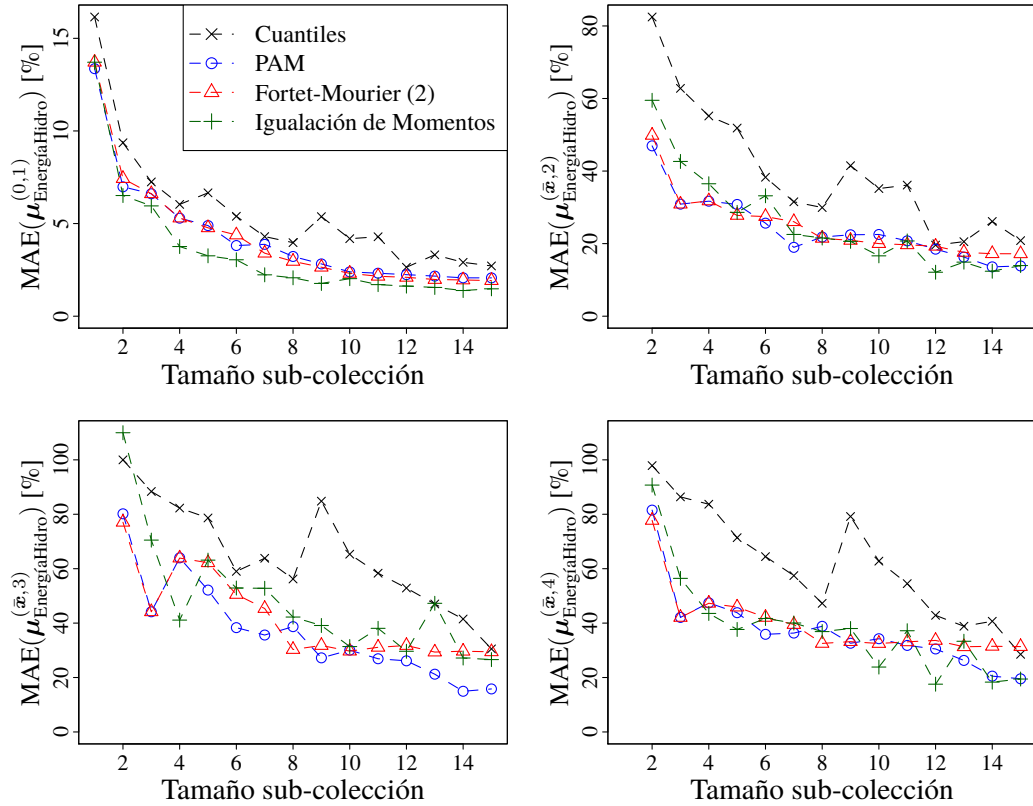


Figura 3.11: Error absoluto medio en los momentos centrados en el promedio del vector de energía de origen hidrológico.

de la probabilidad en valores bajos de costo y solo una pequeña porción en los niveles elevados. En otras palabras, el SEP distorsiona la media, varianza, simetría y curtosis de la distribución de la energía afluente, es decir, los cuatro momentos que muestran en la figura 3.11.

Si se distorsionan las distribuciones, es evidente que también se distorsionarán los errores. Esta fue la principal motivación para utilizar un modelo de operación para validar las sub-colecciones, antes de usarlas en la expansión estocástica, proceso en el cual no hay posibilidad de obtener la solución con la colección completa de hidrologías, por razones que serán explicadas en la sección 3.6.

Desde el lado de la operación del sistema, la primera variable a analizar es la función objetivo de operación (costo de generación más costo de energía no servida) en su valor óptimo, cuyos errores para las distintas metodologías y tamaños de colección son presentados en la figura 3.13. Aquí el MAE es entendido en su sentido general, es decir, es el error medio absoluto del valor óptimo de la función objetivo, expresado como porcentaje del valor óptimo de la solución con-

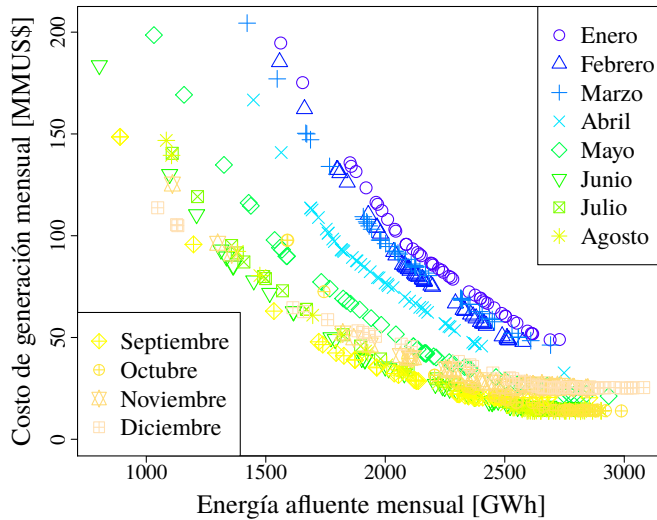


Figura 3.12: Costo de generación mensual en función de la energía de origen hidrológica.

siderando la distribución de la serie histórica de afluentes. Puede apreciarse un comportamiento bastante errático en el error, e incluso pareciera que el método de cuantiles es mejor que los otros, lo que no es sino producto de que al analizar los totales se está expuesto a que los errores se cancelen entre sí para ciertas sub-colecciones. Para evitar excesivas cancelaciones que distorsionen la información sobre los errores, se utiliza las componentes mensuales de la función objetivo (los costos de generación mensual, mismos graficados en la figura 3.12) calculando sus respectivos errores absolutos, para luego sumarlos sobre todo el año y expresarlos en porcentaje del costo de generación considerando la distribución de la serie histórica de afluentes, errores presentados en la figura 3.14. Usando las componentes mensuales puede apreciarse en forma mucho más patente las cualidades de las distintas metodologías en su intento por aproximar a la distribución de la serie histórica mediante sub-colecciones. Es innegable que las tres metodologías que consideran espacialidad y temporalidad, reducen el error en forma importante (a alrededor de la mitad) respecto a lo que se obtiene usando el método de los cuantiles. El algoritmo PAM se aleja un poco de los otros dos métodos, en el sentido de que produce errores un tanto más altos en ciertos tamaños de sub-colección, no obstante, los métodos de reducción mediante métricas de Fortet-Mourier (2) e igualación de momentos vuelven a presentar desempeños muy similares, por lo que no es posible escoger uno entre ellos. Por otra parte, el error pareciera no descender del 3 % a partir la sub-colección de 8 elementos, por lo que el incremento en el número de elementos por sub-colección más allá de los 8 elementos puede estar mejorando la representatividad en otras características, por ejemplo, la suavidad de la distribución probabilística dada por la sub-colección.

Antes de pasar a revisar otras variables, resulta interesante observar el error no sólo en el

3.5. DESEMPEÑO DE SUB-COLECCIONES EN LAS VARIABLES DE OPERACIÓN DEL SIC

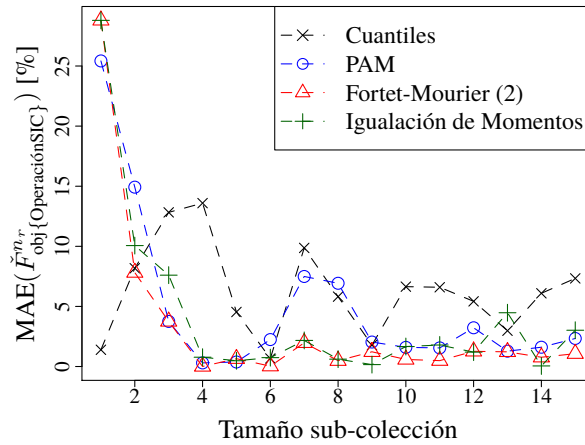


Figura 3.13: Error absoluto medio en la función objetivo del problema de operación de mediano plazo.

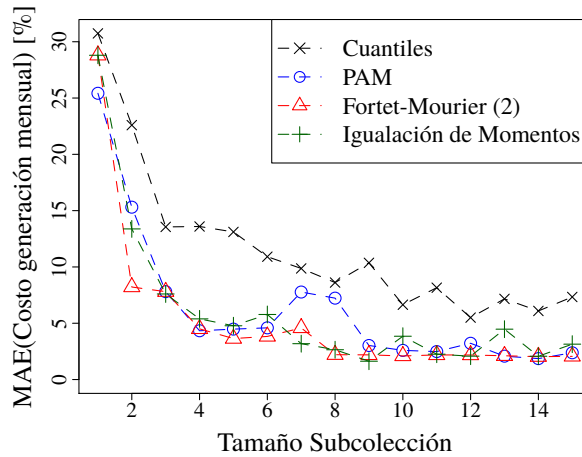


Figura 3.14: Error absoluto medio en el costo de generación mensual del SIC.

costo de generación mensual esperado, sino también en sus momentos, para apreciar los efectos que tiene la “transformación” ya mencionada (dada por el modelo del SIC) sobre los errores en la distribución de la energía afluente. Para ello se calculan los momentos y sus errores para los costos de generación, del mismo modo que se hizo para la energía afluente, resultando en los errores presentados en la figura 3.15. El error en el primer momento centrado en cero es idéntico al error en el costo (esperado) de generación mensual, puesto que no son sino el mismo indicador con distinto nombre. Los momentos de segundo, tercer y cuarto orden, por su parte, presentan un comportamiento bastante más errático que el momento de primer orden y que los momentos de orden superior de la energía afluente, lo que se produce porque estos momentos son afectados mucho en forma mucho más fuerte por transformaciones no lineales (como el paso de energía

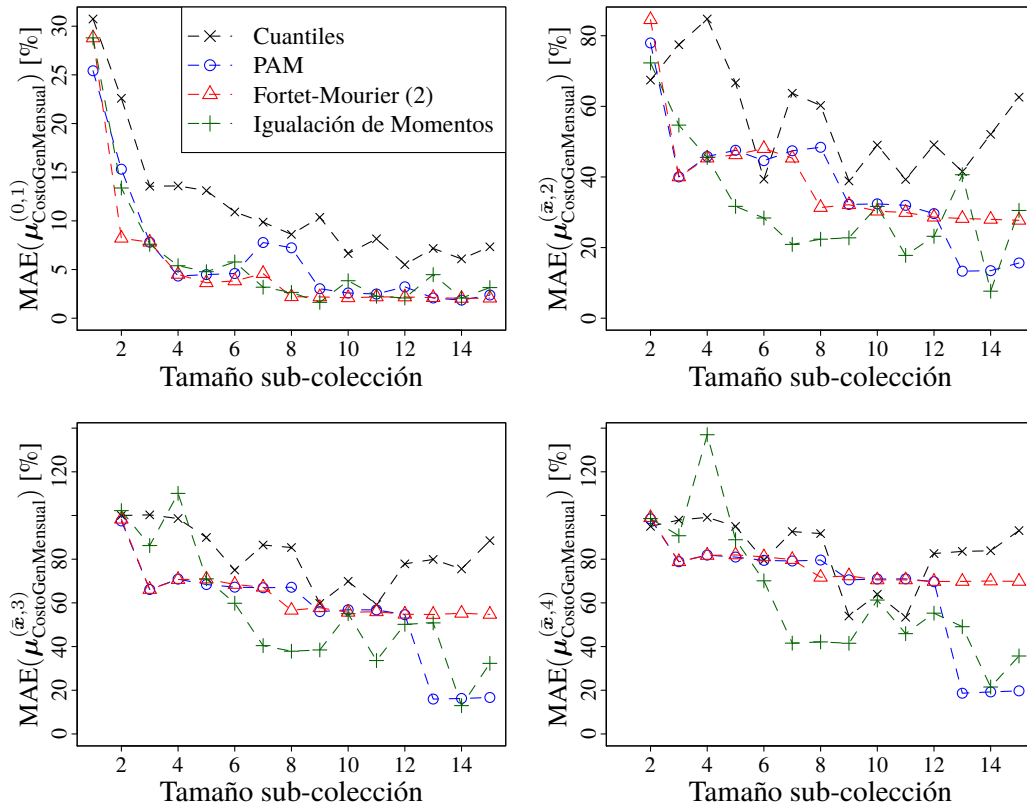


Figura 3.15: Error absoluto medio en los momentos centrados en el promedio del costo de generación mensual.

afluente a costo de generación) que el primer momento. El método de igualación de momentos muestra en estos indicadores ser superior a las otras metodologías, las cuales sin ser inferiores a la selección por cuantiles, no representan una mejora muy importante respecto a esta metodología sencilla, como sí lo hace el método de igualación de momentos para sub-colecciones de cinco o más elementos.

Otra variable interesante de analizar es la generación. De hecho, en problemas de cálculo de flujos de potencia AC [128], una vez especificada la demanda y la generación en cada nodo (dejando un nodo libre o *slack*), todos los flujos del sistema quedan determinados. Del mismo modo, en la planificación es importante la mezcla de generación o generación por categorías (hidroeléctricas de pasada, de embalse, termoeléctricas de carbón, gas y diesel, y otras tecnologías) del sistema pues esta es bastante influyente en las decisiones de inversión (determina si construir con una u otra tecnología). Los errores en la generación mensual por categoría se presentan en la figura 3.16, definidos en forma análoga a como se definieron para la energía afluente. Las metodologías propuestas muestran un comportamiento bastante homogéneo y nuevamente muy

3.5. DESEMPEÑO DE SUB-COLECCIONES EN LAS VARIABLES DE OPERACIÓN DEL SIC

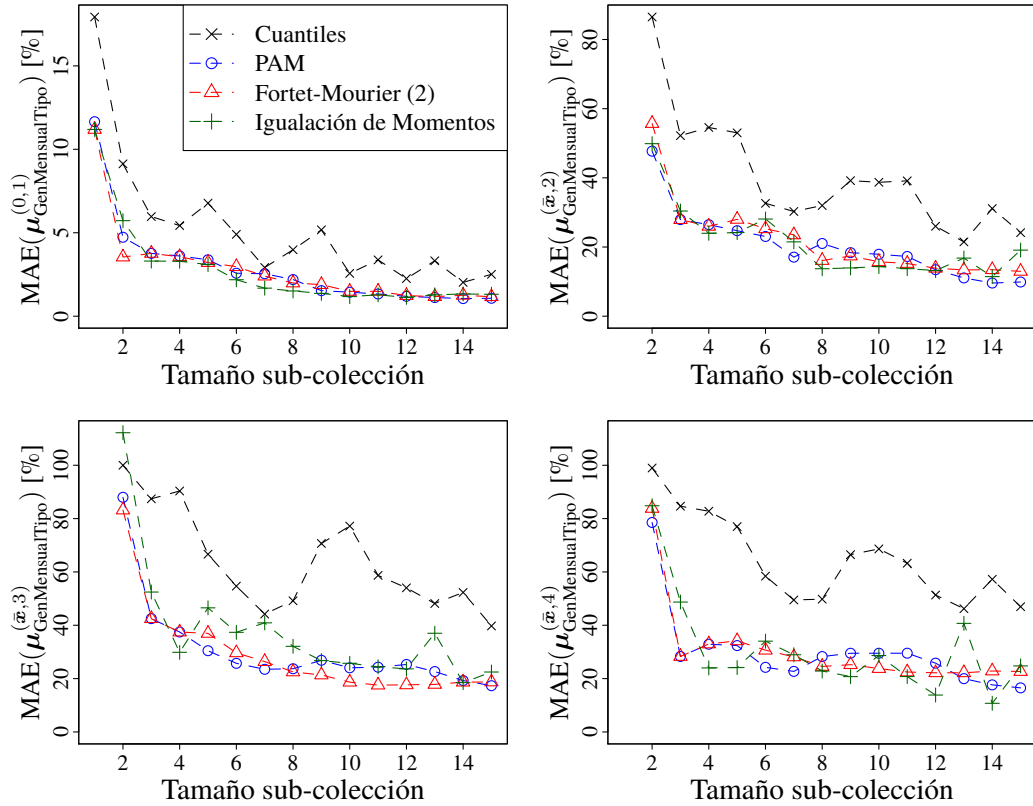


Figura 3.16: Error absoluto medio en los momentos centrados en el promedio de la generación mensual por tipo.

superior a la selección por cuantiles de energía. En esta variable, a diferencia del costo de operación, todas las metodologías decrecen de manera uniforme aún para sub-colecciones de tamaño mayor a ocho elementos. El método de igualación momentos representa una muy leve mejora respecto a los métodos PAM y Fortet-Mourier (2) en el primer momento (generación esperada), y un comportamiento similar en el segundo momento y cuarto momento, sólo siendo inferior a las otras dos metodologías en el momento de tercer orden.

En cuánto a generación por nodo, los errores en sus momentos, presentados en la figura 3.17, muestran una situación bastante similar a lo que ocurre con la generación por categoría, con los errores producidos por el método de igualación de momentos siendo un poco menores que los producidos por las metodologías PAM y Fortet-Mourier (2), en términos del primer, segundo y cuarto momento, manteniéndose esta vez en errores muy similares a las otras dos metodologías en el tercer momento.

Una observación importante es que el comportamiento de las metodologías en cuanto a los

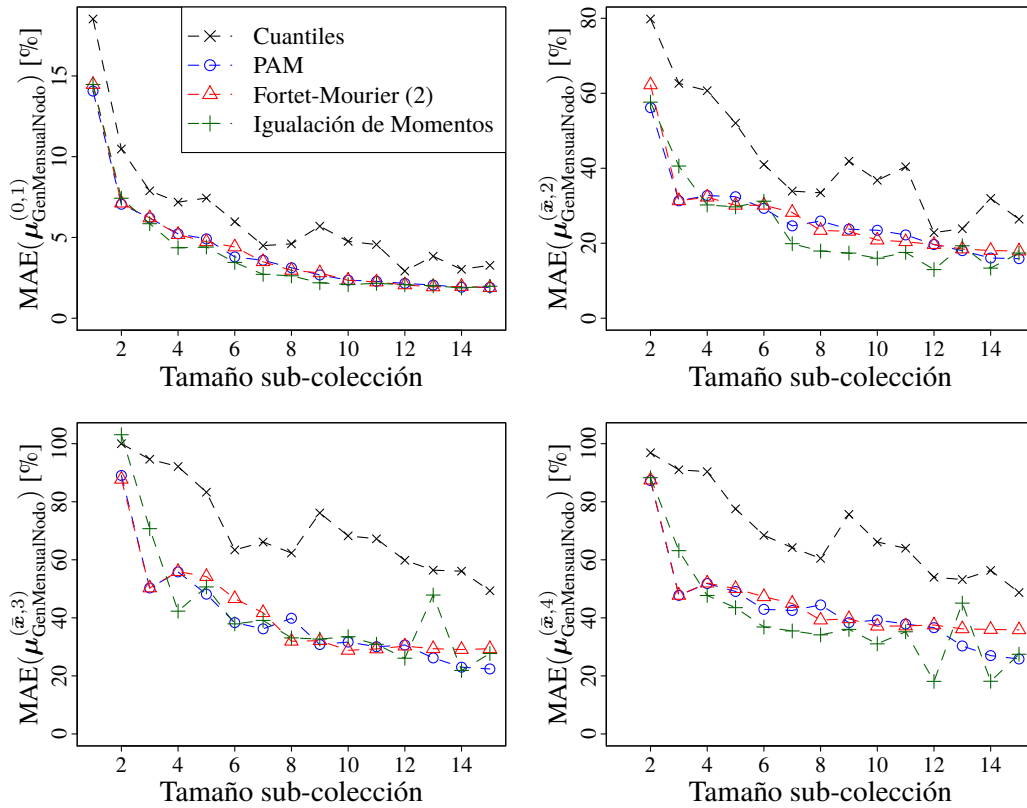


Figura 3.17: Error absoluto medio en los momentos centrados en el promedio de la generación mensual por nodo.

errores que producen, es bastante distinto en generación y costo de operación. Esto ocurre pues el costo de operación puede variar en magnitud y distribución sobre el sistema, dependiendo de las condiciones hidrológicas, mientras que la generación total está dada por la demanda – que se mantiene constante frente a todas las sub-colecciones – por lo que en realidad al analizar generación sólo se está analizando el error de las sub-colecciones en la redistribución de la generación sobre el sistema ante distintas condiciones hidrológicas⁸. Teniendo esto en cuenta, junto con la ya mencionada determinación del flujo de potencia una vez dada la generación por nodo, la generación mensual por nodo se vuelve, quizá, en la variable más importante para evaluar los efectos de la espacialidad de la variable hidrológica sobre el sistema.

Otra variable importante en la operación de los SEP es el flujo por las líneas troncales, que

⁸Si bien no se ha considerado pérdidas en esta discusión, su inclusión no cambiaría en nada los resultados, dada la morfología del SIC. En condiciones húmedas la generación hidroeléctrica del sur produce pérdidas sobre el troncal, mientras que en condiciones secas la generación térmica debe viajar desde el norte al sur, produciendo pérdidas similares. En otras palabras, tal como la generación, las pérdidas tienden simplemente a redistribuirse sobre el sistema.

3.5. DESEMPEÑO DE SUB-COLECCIONES EN LAS VARIABLES DE OPERACIÓN DEL SIC

en particular en el caso del SIC dada su “linealidad”⁹ es de vital importancia pues prácticamente interconecta sistemas de características muy distintas, como lo son la zona sur y la zona centro-norte del sistema. Los flujos en la operación de largo plazo tienden a mostrarse como curvas de duración, por lo que se hace interesante visualizar cómo las curvas de duración de flujo (FDC) obtenidas con la distribución de la serie histórica son aproximadas por las curvas de duración de las sub-colecciones. Esta aproximación se muestra en la figura 3.18, para el tramo “Charrua al norte” (líneas desde la SE Charrua a la SE Ancoa, que se encuentran en la zona del sistema donde se inyecta la mayor parte de la generación hidroeléctrica), para las sub-colecciones obtenidas mediante el método de igualación de momentos de 1, 4 y 14 elementos. Se presentan curvas de duración mensuales con esa base de tiempo y se realiza la resolución no cronológica mediante curva de duración de demanda, descompuesta en bloques.

Se aprecia que la sub-colección de 1 solo elemento produce una aproximación del flujo deficiente, mientras que la de 4 elementos es capaz de aproximar las curvas mensuales en sus valores intermedios, pero no en los *peaks*. La sub-colección de 14 elementos logra aproximar las curvas de duración en la mayor parte de su espectro, salvo en valores extremos que tienen una muy baja frecuencia de ocurrencia, por ejemplo los *peaks* negativos de mayo, junio y noviembre, que solo se presentan durante 22 horas en los 48 escenarios (años) de la serie histórica.

Desde el punto de vista de la expansión de transmisión resulta primordial que las curvas de duración de flujo estén bien representadas, sobre todo en las puntas y colas, que son las que usualmente deciden la construcción o retiro de una línea. Así, una medida adecuada del error en las curvas de duración de flujo es el RMSE, puesto que es sensible a grandes desviaciones. Así, se presentan los errores en los flujos de los tramos “Charrua al norte”, figura 3.19, y “Ancoa al norte”, figura 3.20, ambos fuertemente afectados por las condiciones hidrológicas que afronte el sistema.

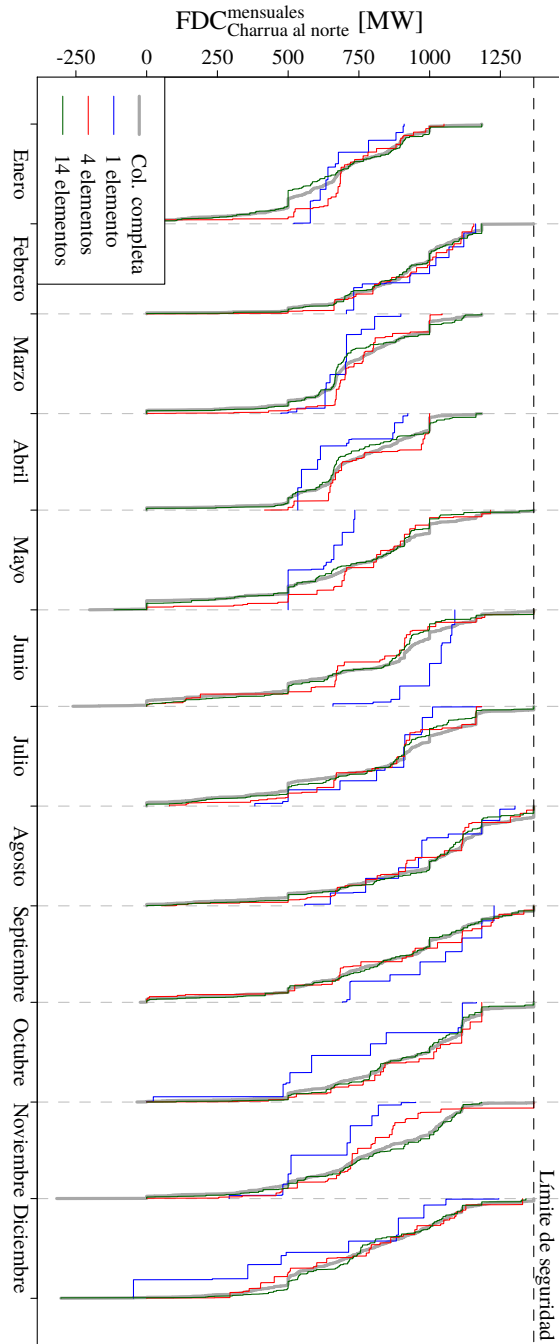
Los errores en las curvas de duración anual exhiben el mismo fenómeno que el valor de la función objetivo de operación (figura 3.13), es decir, muestran un comportamiento relativamente errático y que no decrecen con el número de elementos en las sub-colecciones. Esto se produce porque los errores introducidos por las aproximaciones tienden a cancelarse entre sí¹⁰, aparentando errores menores a los que tiene en realidad. De este modo, puede apreciarse que es importante la temporalidad en la reducción de escenarios y el cálculo de errores, pues permite discriminar qué soluciones son coherentes.

Esta coherencia se refiere a que la solución completa, considerando todas las variables, sea cercana en cada instante a la solución real. Así, por ejemplo, si se requiriera simular una parte

⁹Como Chile es un país alargado, es natural tener un sistema que lo recorra de norte a sur.

¹⁰Por ejemplo, un mes cuyos flujos se han sobreestimado se mezcla con otro mes con flujos han sido subestimados, dando lugar a curvas de duración que casualmente son parecidas a las reales, aún cuando la solución al problema no sea parecida a la real.

Figura 3.18: Curvas de duración de flujo mensuales en tramo “Charrúa al norte”, considerando todas las hidrologías y algunas sub-colecciones obtenidas mediante el método de igualación de momentos.



3.5. DESEMPEÑO DE SUB-COLECCIONES EN LAS VARIABLES DE OPERACIÓN DEL SIC

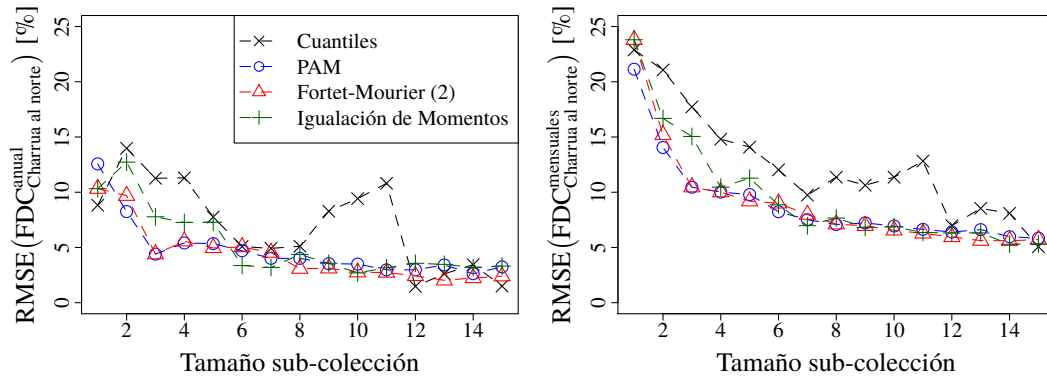


Figura 3.19: Raíz del error cuadrático medio en las curvas de duración de flujo anual y mensuales en el tramo “Charrúa al norte”.

en particular de la curva de duración de flujo para investigar otra variable relacionada, al usar criterios basados en variables agregadas, la variable relacionada podría presentar errores importantes y dar lugar a diagnósticos errados, puesto que las soluciones obtenidas con estos métodos no son coherentes.

Esta coherencia también es importante para los modelos de expansión, puesto que durante las iteraciones de la resolución se miden los impactos de cambiar las inversiones en estados de construcción o no construcción, y si la solución no es coherente los impactos pueden verse seriamente distorsionados, impidiendo la correcta resolución del problema.

Luego, las variables agregadas del sistema bien pueden servir para visualización o diagnóstico, pero no para evaluación de errores o selección de métodos de representación simplificada, puesto que no toman en cuenta la coherencia de la solución sino solo presentan una variable en particular.

Como en todas las variables desagregadas anteriormente analizadas, los errores en las curvas de duración mensuales de flujo presentan un comportamiento decreciente con el tamaño de la sub-colección. Las metodologías de representación propuestas superan a la selección por cuantiles, sin embargo, la diferencia no es tan elevada como en la generación por categoría o nodo. Por otra parte, tanto en el caso de “Charrúa al norte” como en “Ancoa al norte”, no se aprecian diferencias relevantes entre los desempeños de las metodologías propuestas.

Por último resta analizar el error en los precios del sistema, ocasionado por la representación hidrológica como sub-colecciones. Los precios no son en realidad variables de solución del problema de optimización de operación de SEP, como puede apreciarse en la sección 2.2.1, sino que corresponden a las variables duales asociadas a las restricciones de balance de potencia por nodo (relación (2.2)). Por tanto, los precios no son recomendables como criterio para seleccionar

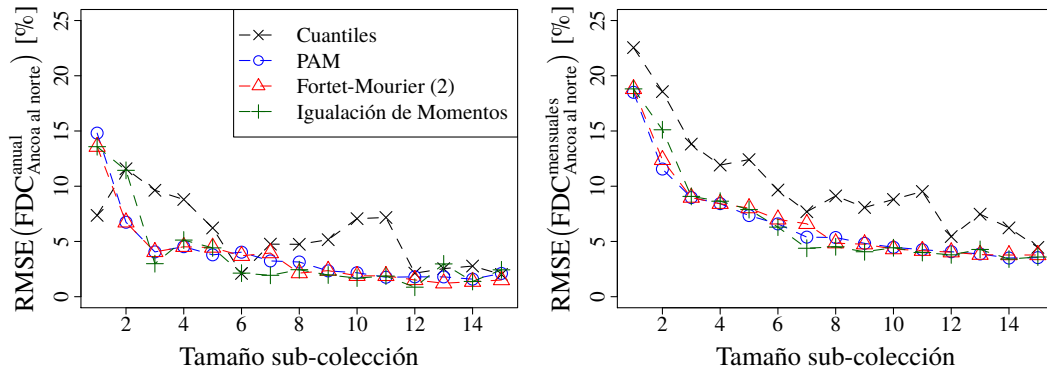


Figura 3.20: Raíz del error cuadrático medio en las curvas de duración de flujo anual y mensuales en el tramo “Ancoa al norte”.

una metodología de representación, ya que sus valores están sujetos a las dinámicas del problema dual, en que los RHS del problema primal pasan a ser los costos de la función objetivo, afectando de distinta manera a las soluciones.

De todas maneras, los errores en los precios son presentados por completitud en términos absolutos para los nodos “Maitencillo 220”, “Quillota 220” (nodo de referencia), “Charrúa 220” y “Ciruelos 220” en la figura 3.21. En todos los nodos puede apreciarse como la diferencia de las metodologías de selección propuestas con la selección por cuantiles se estrecha fuertemente, siendo las primeras levemente superiores en los nodos “Quillota 220”, “Charrúa 220” y “Ciruelos 220”. El método de igualación de momentos muestra una leve ventaja respecto a las demás metodologías, la cual no pasa de 3 US\$/MWh. Los errores en los precios no se expresaron en términos porcentuales para evitar que las congestiones en el sistema de transmisión del SIC – que hacen que los precios sean muy dispares, sobre todo hacia la zona norte del sistema – distorsionasen los errores. No obstante, vale indicar que los precios promedio anuales sobre la distribución de la serie histórica de afluentes en los nodos “Maitencillo 220”, “Quillota 220”, “Charrúa 220” y “Ciruelos 220” correspondieron a 91, 62, 58 y 60 US\$/MWh respectivamente.

Tras evaluar el desempeño de las sub-colecciones de escenarios hidrológicos como aproximación a la distribución de la serie histórica, debido a sus menores errores en variables clave del sistema se escoge a las sub-colecciones seleccionadas por el método de igualación de momentos para representar a la variable hidrológica en la optimización de la expansión del SIC. Idealmente, la sub-colección utilizada en el problema estocástico debiera contar de cinco escenarios o más, a fin de representar adecuadamente tanto la distribución central como realizaciones más extremas que puedan estresar al sistema, produciendo vertimientos, congestiones y/o instancias de energía no servida. No obstante, si las capacidades de cómputo impiden utilizar una sub-colección de cinco o más elementos, al menos debiera ocuparse la sub-colección de tres, para

3.5. DESEMPEÑO DE SUB-COLECCIONES EN LAS VARIABLES DE OPERACIÓN DEL SIC

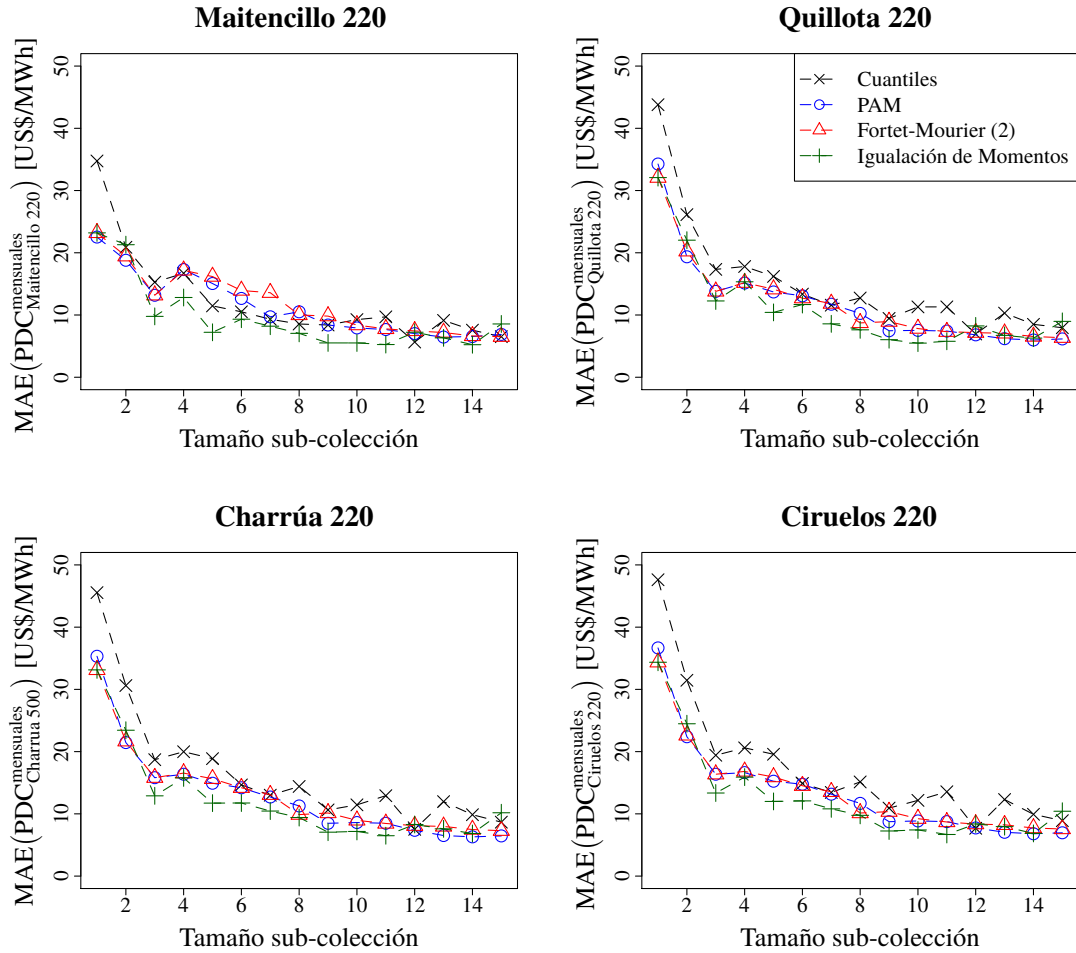


Figura 3.21: Error absoluto medio en las curvas de duración de precios mensuales en distintos nodos del sistema.

darle cierta variabilidad a la variable hidrológica en el problema. Así las características de las sub-colecciones a utilizar se presentan en la tabla 3.2¹¹.

Debe recalcar que el mejor desempeño obtenido por la metodología de igualación de momentos tiene un costo computacional muy elevado comparado con PAM y Fortet-Mourier (2), por lo que a la vista de la magnitud de las diferencias, salvo que se cuente con el tiempo necesario, se recomienda utilizar Fortet-Mourier (2) para realizar la reducción de escenarios hidrológicos, principalmente debido a tener trasfondo teórico más sólido que PAM en reducción de escenarios, pues en desempeño ambas metodologías obtuvieron resultados muy similares.

¹¹ Una versión extendida de la tabla 3.2 en la que se presentan todas las sub-colecciones seleccionadas mediante el método de igualación de momentos se encuentra en el anexo A, tabla A.33.

Tabla 3.2: Sub-colecciones óptimas de años de hidrologías encontradas, de uso factible en el problema de expansión.

Subcolecciones óptimas			
N° de elementos	Años	Probabilidad asociada	Energía [GWh]
3	1962	0,2336	20027,8
	1983	0,2430	27515,8
	1977	0,5234	29359,5
5	1968	0,0657	14096,1
	2004	0,2917	23898,3
	1963	0,1907	24004,4
	1983	0,2182	27515,8
	1993	0,2336	30660,2

3.6. Modelo de expansión de capacidad en generación y transmisión

Aparte de las características propias de la formulación del problema de expansión, las de programación estocástica y el detalle con que fue modelado el SIC, el modelo de expansión implementado tiene particularidades y simplificaciones adicionales para permitir su resolución y extender la validez de sus resultados.

3.6.1. Problema de optimización

El problema de optimización a resolver consiste en el formulado conceptualmente en la sección 2.3.1, relación (2.28). La matriz de restricciones \mathbf{A} viene dada por las restricciones del problema general de expansión formulado en la sección 2.2.2, a las que se requiere agregar las restricciones del sistema hidráulico acoplado al SIC, detalladas en el problema de operación de la sección 2.2.1. El parámetro aleatorio en este caso corresponde a los afluentes naturales u_j^t , que aparecen en el lado derecho de las restricciones de balance de agua por embalse, mientras que el resto del problema es planteado en forma idéntica para cada uno de los escenarios.

La matriz de restricciones del problema completo formulado bajo la descripción anterior sobre el modelo del SIC descrito en el anexo A para una sub-colección de tres escenarios hidrológicos, un horizonte de 15 años, con curvas de duración de carga de 5 bloques por mes y pérdidas lineales de un solo tramo sobre el sistema troncal, tiene 3.537.675 de columnas, 1.967.535 filas y 7.759.962 no ceros. A esto debe sumarse la presencia de más de 1000 variables enteras, que corresponden a las decisiones de inversión del problema. Bajo cualquier parámetro, este es un problema grande y muy costoso en términos computacionales.

3.6.2. Limitaciones en expansión de transmisión

Tal como se señaló en la sección 2.2.2, el modelo de expansión utilizado considera aquellas líneas que tienen asociada una variable de decisión (ya sea para construirse o retirarse) como líneas de corriente continua. Esto implica que en la optimización, el flujo en dichas líneas es tratado como una variable de decisión y no simplemente como una combinación lineal de las inyecciones en cada barra. Esta forma de modelar el problema trae significativas ventajas computacionales para la resolución del problema de optimización, puesto que de este modo la matriz de admitancia no necesita redefinirse para cada posible combinación de las variables de decisión; ni tampoco se introducen constantes fuera del orden de las variables del problema propias de la formulación disjunta que causan problemas de escalamiento en la resolución. A pesar de las ventajas de esta aproximación, hay que tener presente que limita el alcance de los resultados de expansión en el sistema de transmisión puesto que distorsiona la matriz de admitancia (las reactancias de las líneas con decisiones de inversión o retiro son ignoradas al calcular la matriz). Con ello los flujos en las líneas más cercanas también se ven distorsionados, lo cual puede hacer desaparecer algunos incentivos para el retiro de líneas en la optimización.

A modo de ejemplo, supongamos un caso extremo en que tenemos dos líneas de igual impedancia L1 y L2 conectadas en paralelo, pero la capacidad de L1 es mayor que dos veces la capacidad de L2. Bajo estas circunstancias el flujo en L1 y L2 debiera repartirse equitativamente en ambas líneas, con una capacidad máxima del tramo igual al doble de la capacidad de L2 (ignorando el criterio N-1). Bajo estas circunstancias, en la práctica podría resultar conveniente que el modelo retirara L2 de modo de permitir un mayor flujo en L1. Sin embargo, al tratar L2 como una línea DC, el algoritmo vería una capacidad máxima del tramo igual a la suma de las capacidades de L1 y L2, con lo que no necesariamente va a ver la conveniencia de retirar L2 para liberar el flujo en L1. De forma similar, esta aproximación puede reducir los incentivos para construir una nueva línea en ese tramo, puesto que el algoritmo vería el tramo menos congestionado de lo que estaría en realidad. Ahora bien, pese a la distorsión en los flujos es posible que el algoritmo retire de todas maneras la línea de menor capacidad para de esta forma relajar alguna de las restricciones de seguridad.

Para minimizar las limitaciones impuestas por esta aproximación es conveniente llevar a cabo simulaciones de la operación del sistema (en que las decisiones de construcción y retiro ya están tomadas) para de esta manera verificar los flujos en los tramos que pudieran ser conflictivos y, en caso necesario, hacer las correcciones necesarias en el problema de planificación de la expansión. Las correcciones pueden tomar la forma de forzar el retiro de alguna de las líneas en un determinado año si se observa que el tramo se congestiona con demasiada frecuencia.

3.6.3. Simplificaciones adicionales introducidas al modelo

A fin de disminuir la complejidad computacional del problema de expansión estocástico se realizaron algunas simplificaciones al modelo, las cuales podrían tener influencia en los resultados. Las simplificaciones más importantes se detallan a continuación:

Resolución por etapas del problema de expansión

Aún cuando en teoría el problema de expansión podría plantearse sobre todo el horizonte de análisis, en la práctica esto no es factible debido al tamaño que tiene el problema resultante (matriz de restricciones de $655.845 \times 1.179.225$ por cada escenario). Por ende, el periodo de análisis se divide en intervalos de menor tamaño y se resuelven los problemas para cada etapa en forma secuencial. Este esquema suele entregar buenos resultados, mas tiene la falencia que no se puede asegurar que la solución encontrada corresponda a un óptimo global del problema de expansión. Para verificar si la separación en 3 etapas de cinco años es adecuada, se llevó a cabo una simulación con dos pasos de 7 años y se compararon los resultados. Debido a que las diferencias en ambos modelos fueron pequeñas y en el orden del rango de precisión impuesto por el *gap* del MIP, podemos concluir que esta simplificación del modelo no debiera ser demasiado significativa.

Pérdidas lineales en líneas de transmisión

Se asume que las pérdidas varían en forma lineal con la potencia que transita por las líneas. Esta simplificación tiende a sobreestimar las pérdidas.

Desprecio de pérdidas hasta 110kV

El modelo de expansión no considera pérdidas en los sistemas de subtransmisión y distribución, pues estas aportan señales muy bajas de inversión en transmisión troncal. El desprecio de estas pérdidas podría subestimar ligeramente la demanda total.

Utilización de pérdidas equivalentes en problema estocástico

En los problemas estocásticos se utilizan las pérdidas de la optimización determinística, agregando estas pérdidas a la demanda del sistema en lugar de modelar pérdidas que dependan del flujo en las líneas.

Relajación de decisiones de inversiones en centrales pequeñas

Los proyectos de generación de menor envergadura son considerados como decisiones lineales en el algoritmo de decisión, puesto que dado su tamaño no es relevante determinar con precisión la fecha de su puesta en servicio, además de ser proyectos que pueden cambiar con facilidad.

Operación de los embalses en forma independiente en cada escenario

Dado que el presente estudio es de largo plazo, no se considera importante mantener igual

la trayectoria de los embalses en todos los escenarios. Esto puede traer algunas diferencias en cuanto a las estadísticas de operación en el mediano plazo (primeros años) respecto a los modelos de operación oficiales.

Simulación *a posteriori* de la operación

Para evitar las distorsiones que podría causar la modelación de nuevas líneas como líneas DC, una vez determinados los planes de expansión se simula la operación del sistema en forma más detallada para cada plan. Luego, los resultados de expansión provienen de un modelo y los resultados de operación de un segundo modelo más detallado; y, por tanto, los costos de operación informados pueden no ser iguales a los costos de operación en el algoritmo de expansión.

3.6.4. Parámetros y estadísticas de resolución

En total, se modelaron tres casos de expansión y operación, el plan CNE y dos planes optimizados:

“CNE Plan”: Plan de expansión elaborado por la CNE [125] (solo se modeló la operación)¹².

“Model 01 Hydro-mean wLoss”: Plan de expansión optimizado con la hidrología histórica promedio.

“Model 03-samples wEqLoss”: Plan de expansión optimizado considerando tres hidrologías.

Los detalles de ejecución de los modelos de optimización de expansión se presentan en la tabla 3.3. La simulación de la operación fue ejecutada con los mismos parámetros en todos los modelos: pérdidas linealizadas en 3 tramos, resolución anual y considerando 14 hidrologías en forma independiente. La resolución se realiza considerando un horizonte de 15 años, es decir, desde el año 2011 al 2025, inclusive. Los últimos dos años, 2024 y 2025, no se incluyen en los análisis para mantener la comparabilidad con el plan de la CNE.

En lo que respecta a la demanda, durante la ejecución de los modelos de expansión se utilizó curvas de duración mensuales discretizadas en 5 bloques. Luego, en las simulaciones de operación el número de bloques se incrementó 12, a fin de obtener un mayor nivel de detalle que el logrado con los modelos de expansión.

La resolución de los problemas de optimización (expansión y operación) mencionados fue realizada sobre dos máquinas de distintas capacidades – utilizadas según el tamaño de los problemas y su disponibilidad – cuyas características se detallan en la tabla 3.4. Cabe señalar que se intentó realizar simulaciones de expansión con la sub-colección de 5 escenarios hidrológi-

¹²Debe tenerse en cuenta que la elaboración del plan de obras de la CNE no considera el crecimiento de los consumos mineros en la zona norte del sistema, incluidos en la demanda en este estudio.

Tabla 3.3: Descripción de modelos de expansión simulados.

Nombre Modelo	Pérdidas	Hidrologías	Paso Resolución	Tipo Resolución
Model 01 Hydro-mean wLoss	1 Tramo	Promedio	5 años	Determinista
Model 03-samples wEqLoss	Equivalentes	3 muestras	5 años	Estocástica

Tabla 3.4: Características de las máquinas de simulación utilizadas.

Nombre equipo	Procesador				Memoria RAM	
	Denominación	Núcleos	Caché	Frecuencia	Cap.	Frec.
PC1	Intel [©] Core [™] i7-960	4 (8 threads)	8MB	3.2-3.46 GHz	24GB	1600MHz
PC2	Intel [©] Core [™] i5-2400	4	6MB	3.1-3.4GHz	8GB	1333MHz

Tabla 3.5: Tiempos de resolución y uso máximo de memoria RAM de cada modelo ejecutado.

Modelo Simulado	Expansión			Operación		
	Máq.	Tiempo [hh:mm]	máx. RAM [MB]	Máq.	Tiempo [hh:mm]	máx. RAM [MB]
Model 01 Hydro-mean wLoss	PC2	3:15	4.368	PC2	22:52	5.539
Model 03-samples wEqLoss	PC1	4:54	8.522	PC1	18:49	5.379
Model CNE Plan	-	-	-	PC1	12:37	6.425

cos, mas los tiempos de resolución superaron los 2 días sin lograrse realizar una simulación completa.

3.7. Resultados de expansión

Los planes de expansión para el SIC, considerando la hidrología promedio en forma determinística y la sub-colección de tres hidrologías – detallada en la tabla 3.2 – en forma estocástica, resultaron bastante similares tanto en expansión de generación como de transmisión. No obstante, ambos planes presentan importantes disimilitudes con el plan elaborado por la CNE.

En los gráficos de capacidad instalada de la figura 3.22 se aprecia que las matrices energéticas en los distintos planes tienen relativamente la misma composición al final del periodo de análisis. Esto contrasta con las notables diferencias en los años intermedios, en especial en 2015 y 2016, que en los planes optimizados involucran un aumento mucho mayor de capacidad instalada que en el plan CNE. Este incremento se basa principalmente en centrales de carbón e hidroeléctricas de pasada, aunque también es importante – en términos relativos – la mayor expansión con ERNC; geotérmicas y eólicas.

Otra diferencia importante con el plan CNE es la consideración del proyecto Energía Austral en el horizonte de estudio, el cual es construido tanto en el modelo determinístico como en el estocástico en su mínima fecha posible, el año 2020. HidroAysen por su parte, entra en servicio

en todos los planes con aproximadamente la misma fecha y capacidad.

Entre los planes optimizados, el de expansión estocástica presenta un adelanto en la conversión de centrales de GNL actualmente operadas con Petróleo Diésel a centrales operadas con GNL, respecto del plan conseguido mediante optimización determinista. Otras diferencias, de menor envergadura, vienen dadas por la instalación de capacidad de ERNC, que en el plan de expansión estocástica se adelanta en el caso de la geotermia y es mayor en el caso de la eólica.

Dado que el sistema modelado no es uninodal, es pertinente analizar la expansión del sistema de transmisión, para lo cual es conveniente observar la evolución de la capacidad instalada por zona en conjunto con los planes de expansión optimizados. Los gráficos de capacidad instalada por zona de la figura 3.23 muestran que las soluciones optimizadas también son similares en cuanto a la ubicación de nueva generación, mas respecto al plan CNE – en oposición a lo que ocurre con la capacidad instalada en función de las tecnologías – las diferencias se acrecentan con el tiempo.

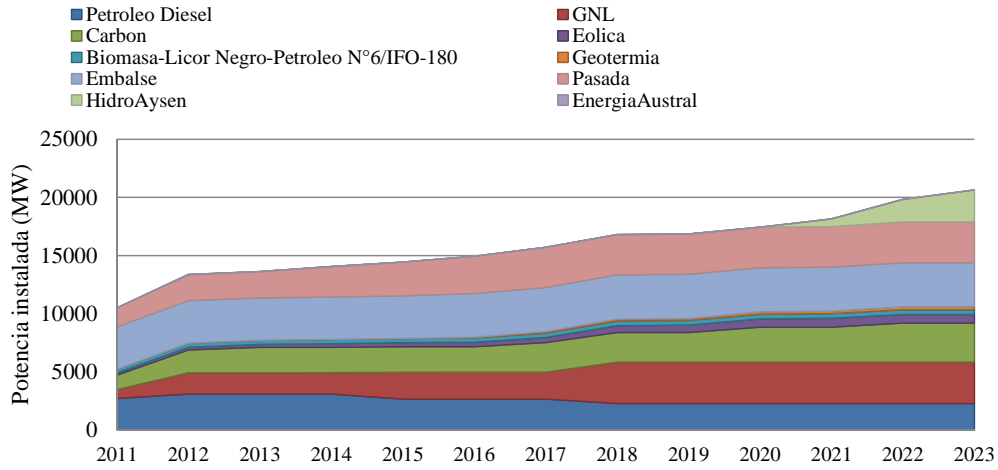
En los planes optimizados puede apreciarse el ya mencionado adelanto de instalación de capacidad. Sin embargo, lo que es destacable es que este adelanto se produce principalmente en la zona norte y sur del SIC. Este crecimiento puede ser provocado en gran medida por el incremento de la demanda en la zona norte (dado por los proyectos del sector minero) y el potencial hidroeléctrico de zona sur, que sirve para satisfacer de mejor forma la demanda de la zona común del SIC.

Los planes de expansión de transmisión presentados en la tabla 3.6 son coherentes con los resultados de expansión de generación para los planes optimizados y de hecho son muy similares en ambos modelos (las obras se desfazan cuando mucho en un año). La única aparente diferencia se encuentra en la línea Rapel - Lo Aguirre, que es construida solo en el modelo estocástico. En términos generales, los planes optimizados apuntan a fortalecer el troncal hacia las zonas norte y sur del sistema, como también ampliar el corredor en 500kV Charrúa-Polpaico con mayor prontitud de lo que establecen los planes de expansión vigentes. No obstante, en los tramos en que no hay un beneficio importante para el sistema las expansiones son postergadas o no consideradas.

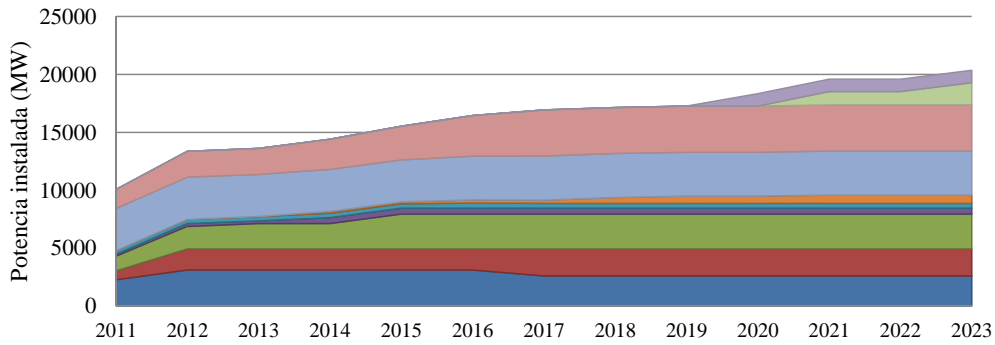
Los planes de expansión optimizados en términos de inversión anual presentan mayores diferencias que en los puntos de comparación anteriores, como puede observarse en la figura 3.24. Estas diferencias se dan principalmente por la generación geotérmica, en la cual el plan de expansión estocástica decide invertir fuertemente el año 2018, mientras que el plan determinista realiza similares inversiones en forma parcializada en los años 2018 y 2021.

Respecto a las inversiones, los planes optimizados presentan importantes diferencias con el plan CNE. Estas diferencias son especialmente notorias en los años 2015, en que se se presenta

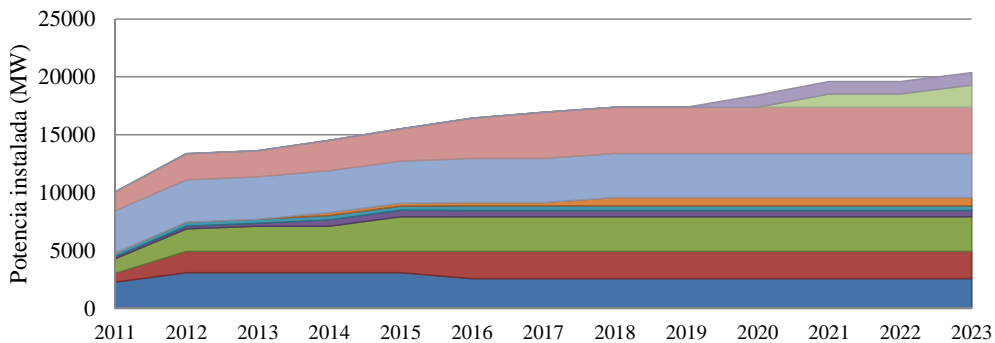
CAPÍTULO 3. EXPANSIÓN DEL SIC BAJO VARIABILIDAD HIDROLÓGICA



Plan de expansión CNE



Plan de expansión óptimo hidrología promedio



Plan de expansión óptimo tres hidrologías

Figura 3.22: Planes de expansión de generación según tecnologías.

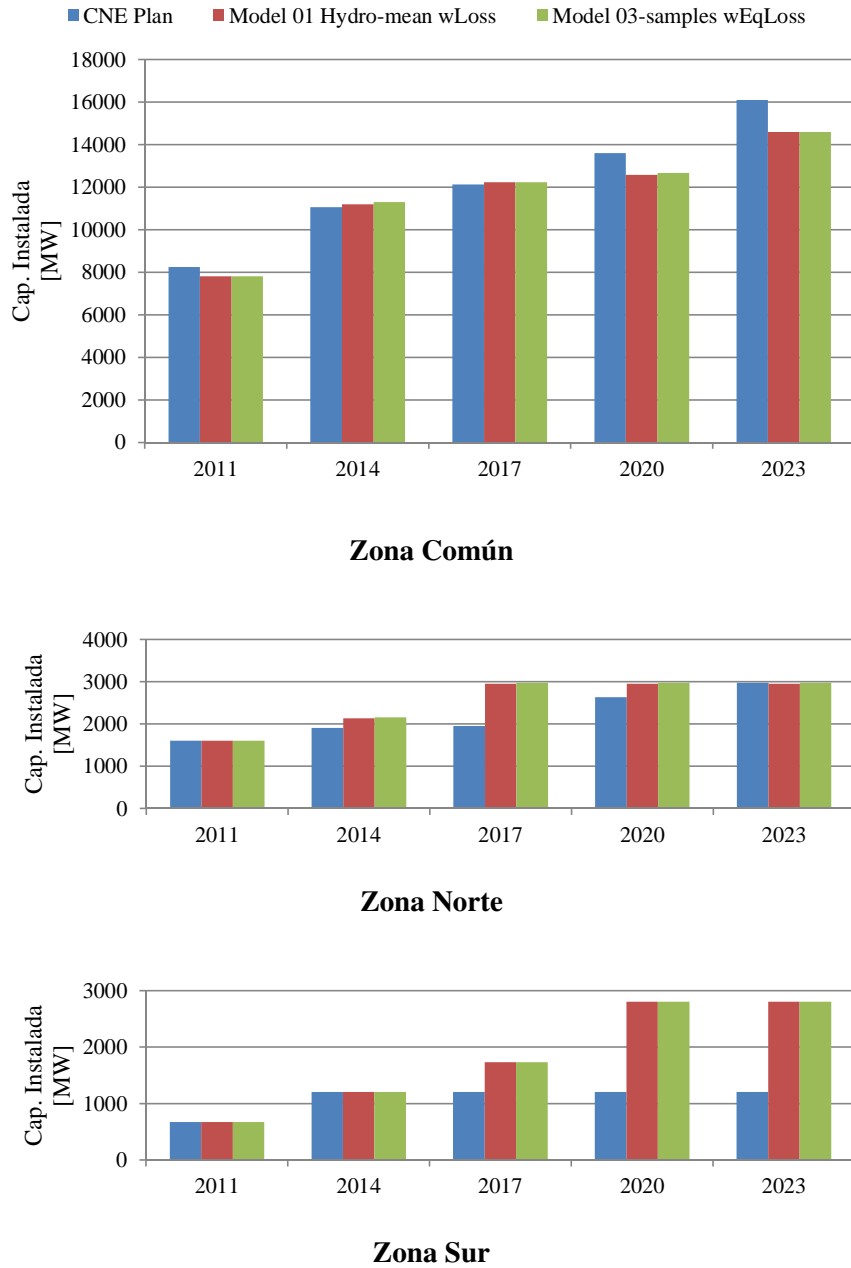


Figura 3.23: Planes de expansión de generación según zona de instalación.

Tabla 3.6: Puesta en servicio de proyectos de transmisión en los distintos planes de expansión.

Proyecto	Plan CNE	Model 01 Hydro mean	Model 03 samples wEqLoss
Segunda etapa S.E. Lo Aguirre	2018	2021	2021
Nueva Línea Alto Jahuel - Polpaico 2x500kV, tendido 1 circuito	2019	2017	2017
Tendido 2° circuito nueva línea Alto Jahuel - Polpaico 2x500kV		2018	2017
Tendido 4° circuito línea Ancoa - Alto Jahuel 500kV	2016	2016	2016
Tendido 2° circuito nueva línea Car- dones - Diego de Almagro 2x220kV	2017		
Nueva línea Charrúa - Ciruelos 2x500kV, operada en 220kV, tendi- do 1 circuito	2019	2017	2017
Tendido 2° circuito y traspaso a 500kV de línea Charrua - Ciruelos 2x500kV (220kV)		2017	2018
Nueva línea Charrúa - Ancoa 2x500kV, tendido 1 circuito	2017	2017	2017
Tendido 2° circuito nueva línea Charrúa - Ancoa 2x500kV		2018	2017
Nueva línea Rapel - Lo Aguirre 1x220kV	2017		2017
Nueva línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x220kV, tendido 1 circuito	2018		

una importante inversión en generación; 2017, al cual se adelantan la mayor parte de las inversiones de transmisión; 2020 y 2021, en los que se desfasan los proyectos hidroeléctricos de la región de Aysén con proyectos de carbón¹³.

Debe hacerse notar que el modelo de expansión trata el sistema como si se planificara por completo en forma centralizada y, por ende, no toma en cuenta efectos de competencia o juegos que podrían producirse entre los distintos actores del sistema en la realidad [129]. No obstante, desde el punto de vista de la expansión de transmisión, la planificación centralizada toma bastante relevancia puesto que de acuerdo al marco regulatorio chileno el sistema de transmisión debe estar diseñado para permitir al sistema óptimo operar a mínimo costo.

¹³Los planes optimizados incorporan Energía Austral el 2020 e HidroAysén (“Modulo 01” y “Modulo 02”) el 2021, mientras que el plan CNE considera una expansión con carbón el 2020 e HidroAysén (“Modulo 01”) el 2021.

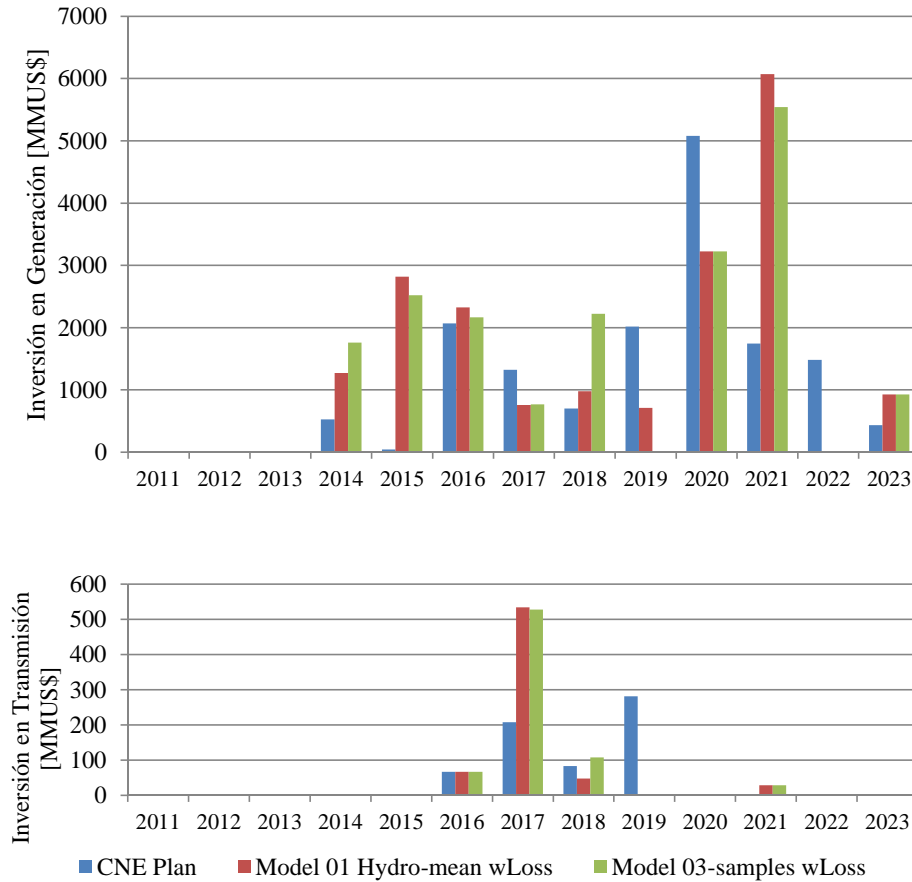


Figura 3.24: Inversión anual de planes de expansión.

3.8. Resultados de operación

La operación de sistemas de potencia involucra tal cantidad de variables que referirse a todas ellas para detallar la operación es poco práctico, por lo cual se utilizan unas pocas variables como indicadores del funcionamiento general del sistema. Las variables consideradas en esta presentación de resultados corresponden a: generación anual, costos de operación y precios promedio en el sistema troncal del SIC (norte-sur).

La operación del SIC se basa en la generación predominantemente hidroeléctrica en años húmedos y predominantemente térmica en años secos, ocurriendo una mezcla relativamente equilibrada de ambas en años intermedios. Luego, es interesante no solo observar el comportamiento esperado del sistema, sino también en escenarios más extremos desde el punto de vista hidrológico. Considerando estas observaciones, en las figuras 3.25, 3.26 y 3.27 se presenta

CAPÍTULO 3. EXPANSIÓN DEL SIC BAJO VARIABILIDAD HIDROLÓGICA

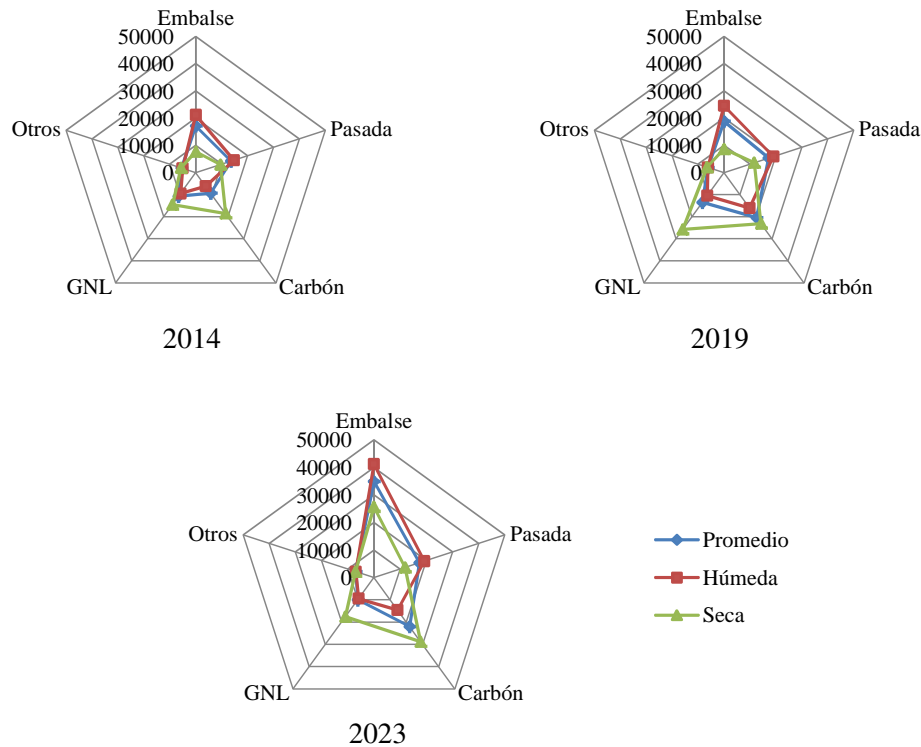


Figura 3.25: Evolución de la generación en términos de energía (en GWh) para plan de expansión CNE.

la evolución de la generación anual del SIC, mostrándose por separado la operación esperada (“Promedio”), en un año seco y en un año húmedo.

Puede apreciarse como el “polígono” (resultado de unir los valores de generación en las distintas categorías, para cada año y escenario) de generación evoluciona desde una condición relativamente centrada en el presente a una estructura fuertemente hidroeléctrica al final del periodo de análisis en todos los planes de expansión.

Como consecuencia de las decisiones de expansión, la operación en los planes optimizados está basada principalmente en carbón e hidroeléctricas, mientras que el plan de la CNE considera una componente de GNL bastante más importante. Por otra parte, aún cuando en términos de potencia instalada las centrales de ERNC (incluidas en la categoría “Otros”) sean pequeñas, en términos de generación se aprecia un aporte importante al sistema en el último periodo (2023) en los planes de expansión optimizados, pues estas centrales se encuentran en la base del sistema al no tener costos variables combustibles.

La variabilidad de la composición de la generación en función de la hidrología también es

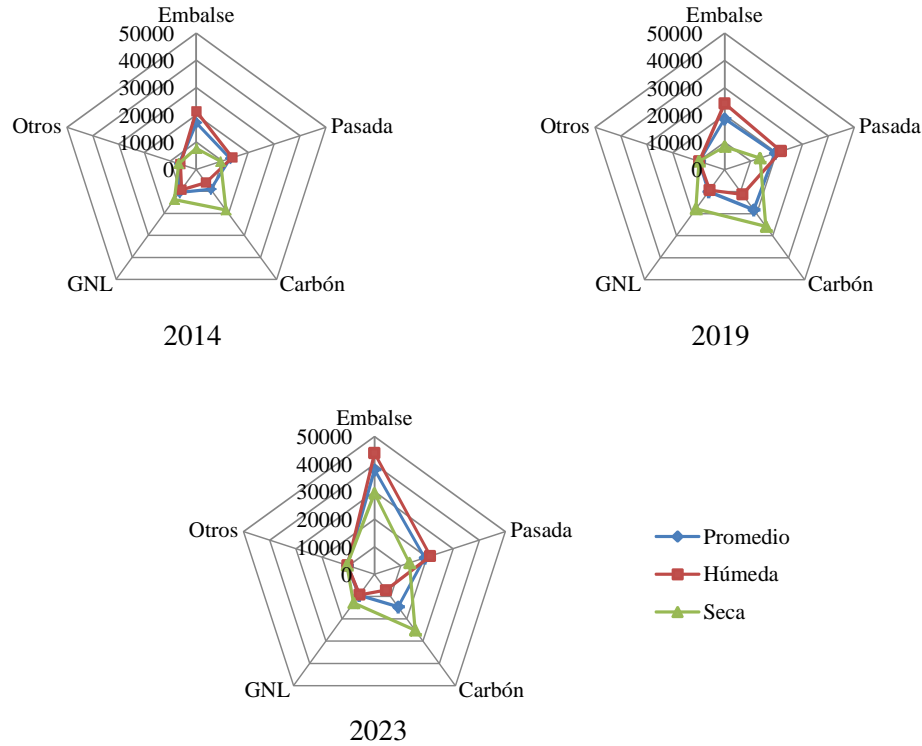


Figura 3.26: Evolución de la generación en términos de energía (en GWh) para plan de expansión óptimo hidrología promedio.

un punto importante de analizar. Puede apreciarse que al año 2011 la operación del sistema es bastante variable (en escala relativa a la demanda del sistema), variabilidad que se incrementa hacia la mitad del periodo de análisis producto de una mayor componente térmica sumada a nueva generación hidroeléctrica con condiciones hidrológicas similares a las ya existentes en el sistema. No obstante, al final del periodo esta variabilidad disminuye considerablemente, lo cual se explica por la entrada en servicio de las centrales en la región de Aysén que tienen ciclos hidrológicos mucho más estables e incluso contrapuestos a los ciclos del resto del sistema.

En términos de costos esperados, presentados en la figura 3.28 (incluyendo costo de Energía No Servida), se observan fuertes diferencias entre el plan CNE y los planes optimizados, las cuales se vuelven pronunciadas a partir de 2014. Entre los planes optimizados, el plan resultado de la optimización estocástica tiene constantemente menores costos de operación, aunque las diferencias no son tan significativas como cuando se compara con el plan CNE.

Los precios en el SIC presentan variaciones geográficas importantes, las cuales pueden ser observadas en los precios promedio anuales esperados por nodo de la figura 3.29. Se aprecian

CAPÍTULO 3. EXPANSIÓN DEL SIC BAJO VARIABILIDAD HIDROLÓGICA

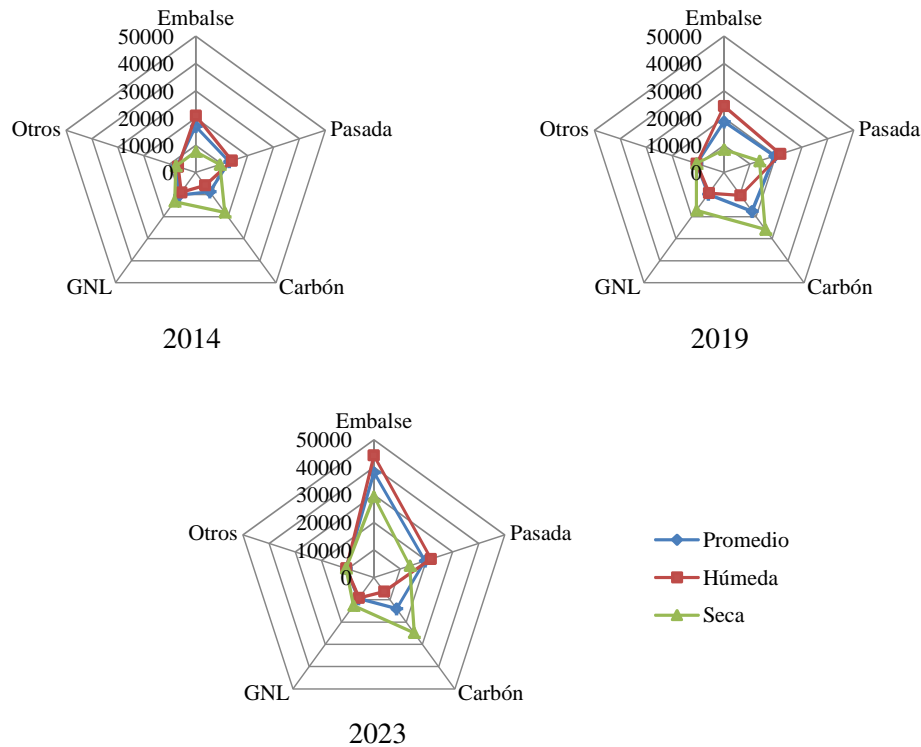


Figura 3.27: Evolución de la generación en términos de energía (en GWh) para plan de expansión óptimo con tres hidrológicas.

desacoples importantes de la zona central con la zona norte del sistema, y entre los nodos de la zona norte, los cuales implican congestiones en los respectivos tramos troncales. En todos los planes se presentan congestiones entre “Maitencillo 220” y “Cardones 220” al año 2011, las cuales se trasladan más tarde al tramo entre “Quillota 220” y “Pan de Azucar 220”. Estas congestiones son solucionadas con la entrada en servicio del sistema de 500kV entre Polpaico y Cardones el año 2017; las diferencias observadas se deben a que en el plan CNE no considera suficiente generación local en la zona norte como para abastecer los consumos mineros, lo cual eleva los precios aún con el sistema de 500kV en funcionamiento.

Otra diferencia significativa se hace presente en los precios del nodo “Ciruelos 220” hacia los últimos periodos (2020-2023), los cuales son inferiores a todo el resto del sistema, producto de la entrada de las centrales de Energía Austral en los planes optimizados.

Por otra parte, los precios de energía en el SIC también presentan importantes variaciones intra-anales, lo cual puede analizarse mediante las curvas de duración de precios en el sistema (considerados iguales a los precios en el nodo de referencia) para los distintos casos de expan-

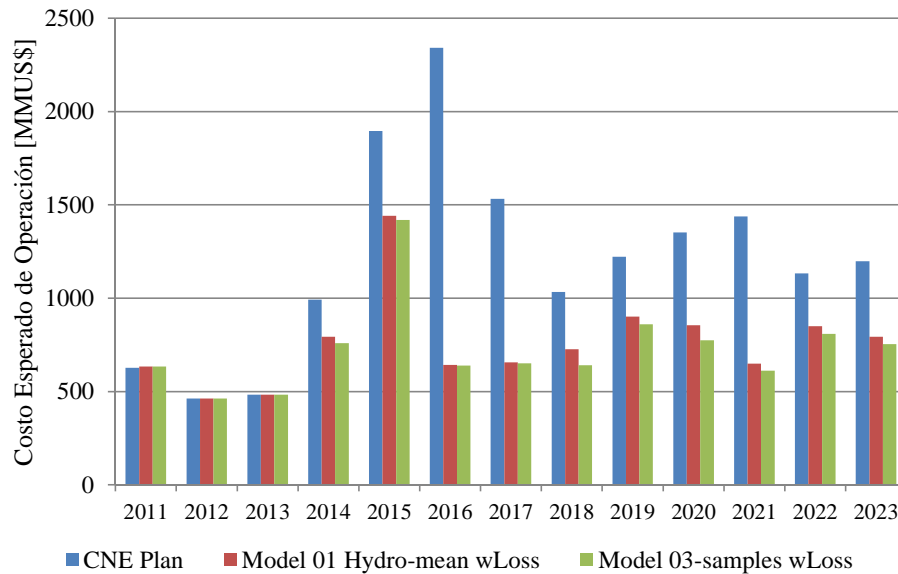


Figura 3.28: Costos esperados anuales de operación para distintos planes de expansión.

sión, presentadas en la figura 3.30. Estas curvas de duración no son muy diferentes al menos hasta 2014, y desde 2017 en adelante muestran una disminución importante de los precios en los planes optimizados respecto del plan CNE, lo cual es coherente con las diferencias encontradas en los costos esperados de operación.

Los precios en el nodo de referencia para el plan de expansión estocástico de tres hidrologías – el caso más importante desde el punto de vista de los objetivos de este estudio – evolucionan según las curvas de duración de la figura 3.31. Puede observarse una clara tendencia de la curva de duración a aplanarse a medida que el sistema es optimizado, lo cual si bien implica que el sistema es más estable en su operación – como se observó en la figura 3.29 – también implica que hay muchas centrales que ya no son despachadas bajo escenario hidrológico alguno, es decir, queda capacidad ociosa en el sistema (por ejemplo, las centrales de petróleo diesel en la zona norte).

3.9. Comparación global de planes de expansión y conclusiones parciales

Las figuras 3.32, 3.33 y 3.34 muestran la evolución de los costos asociados a inversión y operación del sistema para cada plan de expansión. Para modelar la operación del sistema en

CAPÍTULO 3. EXPANSIÓN DEL SIC BAJO VARIABILIDAD HIDROLÓGICA

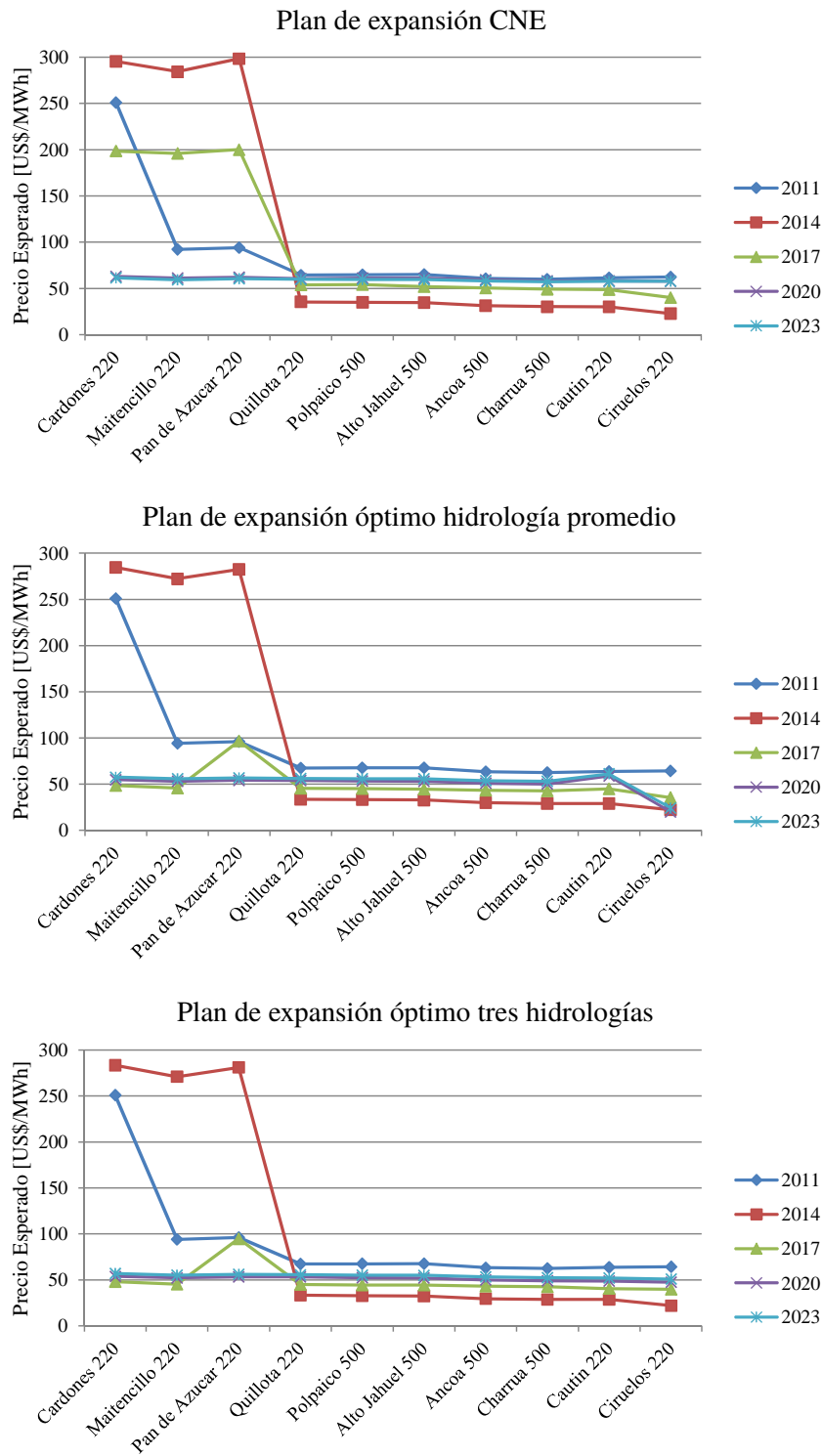


Figura 3.29: Evolución de precios promedio en el troncal para distintos planes de expansión.

3.9. COMPARACIÓN GLOBAL DE PLANES DE EXPANSIÓN Y CONCLUSIONES PARCIALES

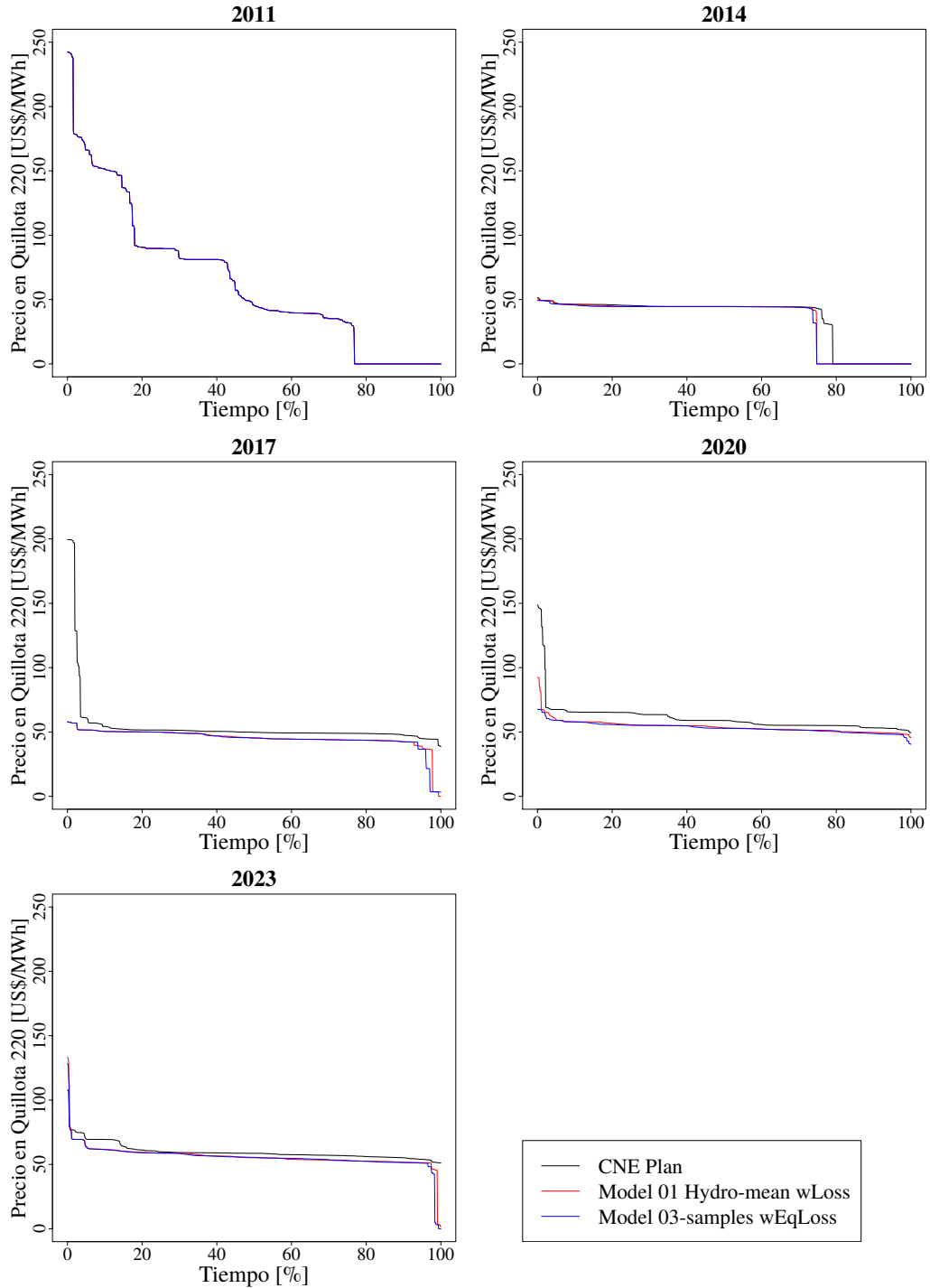


Figura 3.30: Evolución de curva de duración de precios en nodo de referencia (Quillota 220), para distintos planes de expansión.

Curva de Duración de Precios – Plan de expansión óptimo tres hidrologías

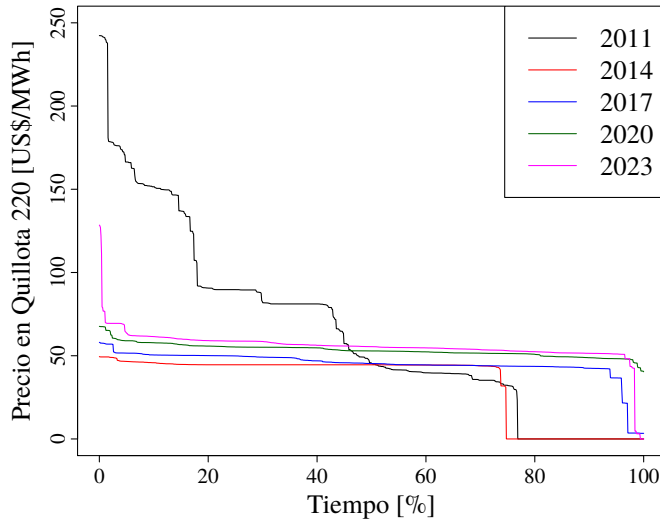


Figura 3.31: Evolución de curva de duración de precios en nodo de referencia (Quillota 220), plan de expansión óptimo tres hidrologías.

mayor detalle, los costos de operación mostrados en las mencionadas figuras fueron obtenidos a partir de simulaciones de operación del sistema y no de la ejecución de los modelos de expansión. Los resultados muestran que en general el plan de la CNE tiene menores costos de inversión durante la primera mitad del periodo y mayores costos en la segunda mitad. Esto se refleja en que el plan de obras de la CNE tiene mayores costos de operación desde el 2014 en adelante.

Si bien el modelo estocástico adelanta algunas de las inversiones con respecto al modelo determinístico, al comparar los costos totales de inversión y operación no se observan diferencias significativas entre ambos modelos. Esto se debe probablemente a la baja cantidad de escenarios utilizados en la optimización estocástica, cantidad que no fue posible incrementar debido a los elevados tiempos de cómputo que ello implicaba. También puede deberse a que al establecer como opciones de expansión las obras previstas por la CNE, el algoritmo no tenga muchas posibilidades para optimizar el sistema, por lo que la optimización determinista llega cerca del óptimo estocástico con relativa facilidad.

La figura 3.35 muestra los costos totales de inversión y operación para cada uno de los modelos que se simularon. Como se señaló previamente, el plan de la CNE arroja menores costos de inversión pero mayores costos de operación que los otros planes.

Observando la figura 3.35 (que presenta costos de inversión y operación agregados) no puede notarse diferencia entre los planes optimizados en forma determinista y estocástica. Sin embargo, observando los datos de la tabla 3.7 se determina que el valor esperado de la optimización de

3.9. COMPARACIÓN GLOBAL DE PLANES DE EXPANSIÓN Y CONCLUSIONES PARCIALES

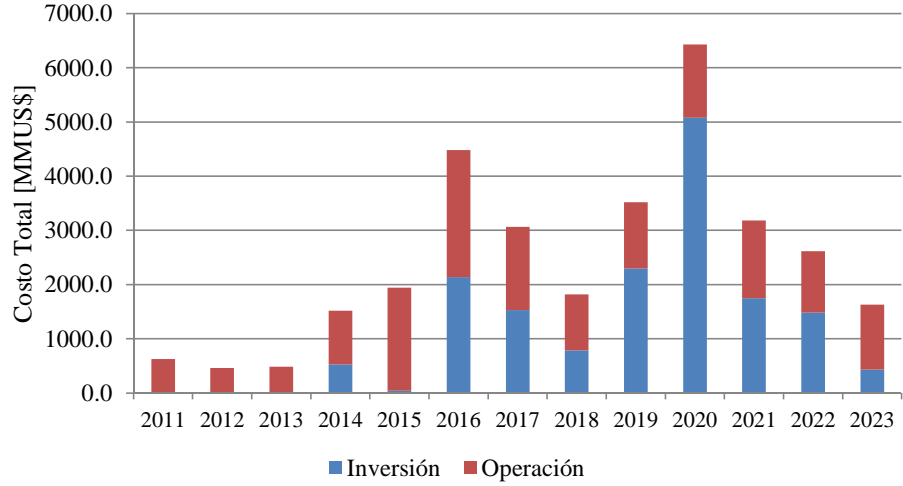


Figura 3.32: Costos totales por año, plan de expansión CNE.

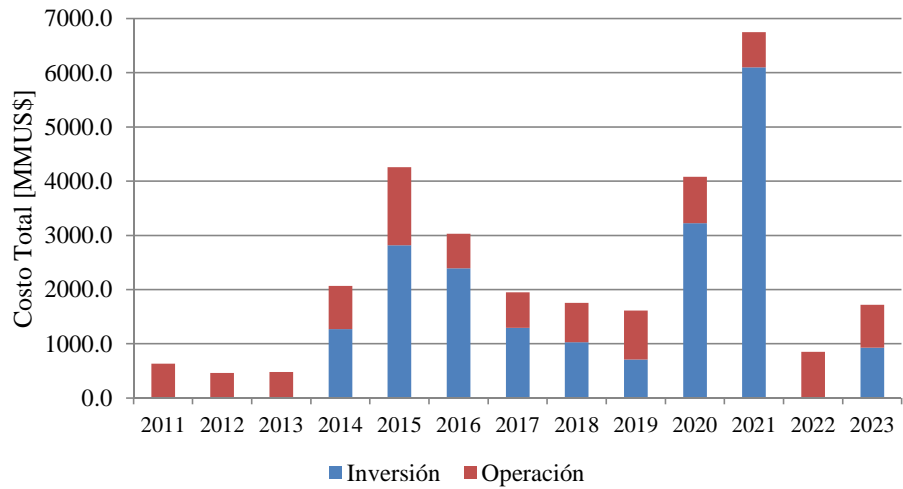


Figura 3.33: Costos totales por año, plan de expansión óptimo hidrología promedio.

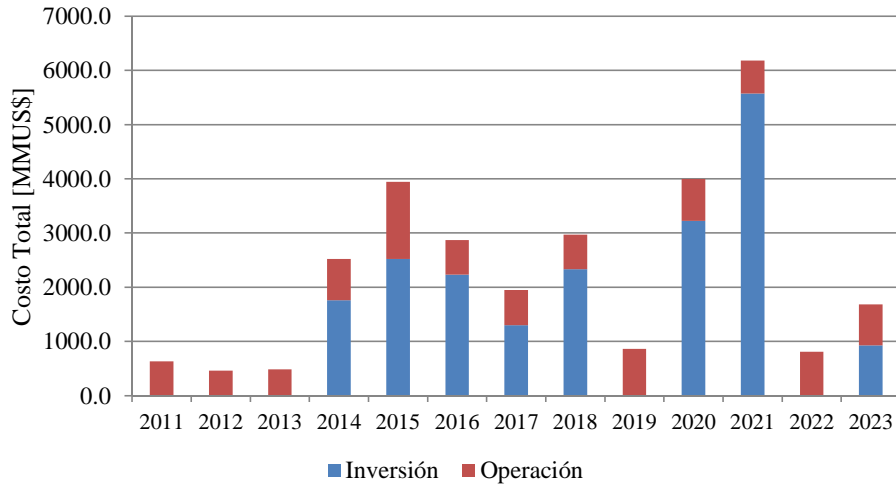


Figura 3.34: Costos totales por año, plan de expansión óptimo tres hidrologías.

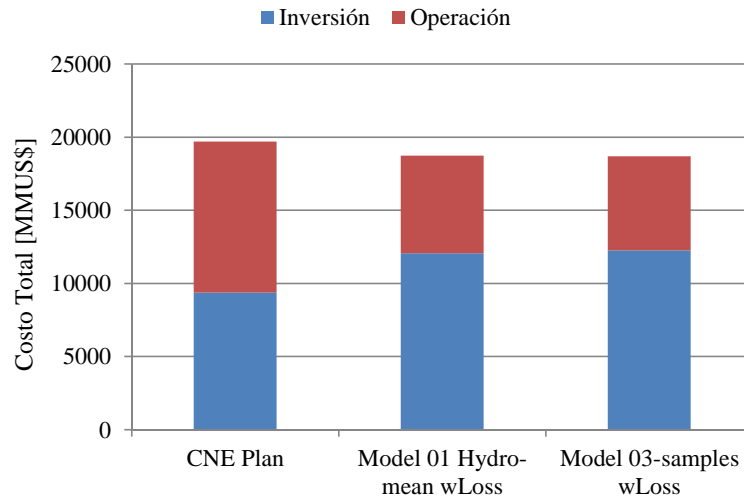


Figura 3.35: Comparativa de costos totales (en MMUS\$ del año 2011) de los distintos planes y escenarios de expansión.

Tabla 3.7: Comparativa de costos totales (en MMUS\$ del año 2011) de los distintos planes de expansión.

Nombre modelo	Inversión		Costos E. de Operación		Costo total [MMUS\$]
	Generación [MMUS\$]	Transmisión [MMUS\$]	Generación [MMUS\$]	Costo <i>USE</i> [MMUS\$]	
CNE Plan	8.974,7	401,9	10.311,8	8,9	19.697,2
Model 01 Hydro-mean wLoss	11.627,2	448,0	6.654,2	3,8	18.733,2
Model 03-samples wLoss	11.788,2	480,9	6.428,2	0,0	18.697,3

decisiones de inversión es de 964,0MMUS\$, mientras que el valor esperado de la solución estocástica corresponde a 35,9MMUS\$¹⁴, considerando solo los costos en el periodo 2011-2023. Luego se concluye que, tal como se señaló anteriormente, no existen grandes diferencias entre las soluciones generadas. Si fuera posible resolver el problema estocástico con un mayor número de escenarios (de modo de incluir algunos escenarios hidrológicos más extremos) se esperaría ver una mayor desviación entre ambos modelos. Sin embargo, entre otras cosas, la complejidad del modelo de transmisión modelado impidió resolver la optimización del modelo con un mayor número de escenarios al extenderse en exceso los tiempos de simulación.

Esta complejidad del modelo de transmisión se ve incrementada por las pérdidas, las cuales pese a ser incluidas en el modelo determinístico en forma lineal (considerando un solo tramo) aumentan casi al doble las filas y columnas de la matriz de restricciones, y complican su estructura, volviendo el problema mucho más difícil de resolver en términos computacionales; principal motivo por el cual se utilizó pérdidas equivalentes en el modelo estocástico.

Posterior al desarrollo de este trabajo, se logró realizar simulaciones incluso con la colección completa de escenarios hidrológicos históricos, utilizando un modelo de transmisión de 16 nodos, es decir, mucho más simplificado que el sistema aquí modelado.

3.10. Conclusiones

En este capítulo se describieron varias etapas y resultados de dos tareas mayores: construir sub-colecciones que representen la colección completa de escenarios hidrológicos históricos, y optimizar la expansión de generación y transmisión del SIC bajo variabilidad hidrológica usando programación estocástica.

La primera tarea, dio como principal resultado las sub-colecciones de escenarios hidrológicos obtenidas por el método de igualación de momentos modificado, contenidas en la tabla

¹⁴Si se considera el problema estocástico tal cual es formulado (incluyendo los end-effects) y sobre el periodo 2011-2025, el valor de la solución estocástica asciende a 346,9MMUS\$, un 1,3 % del valor de la solución determinística sobre el mismo periodo, por lo que la diferencia de las soluciones es superior al margen de error del *gap* (establecido en 1 %).

A.33. Éstas fueron escogidas por presentar el mejor desempeño entre las metodologías de reducción de escenarios utilizadas, no obstante, si se desea obtener una representación aceptable de las variables de operación debe seguirse los siguiente lineamientos:

- Para obtener estimaciones del costo de generación mensual del SIC con un error inferior al 10 % se requiere usar sub-colecciones de al menos 4 elementos. Si se quisiera un error inferior al 5 %, se requeriría usar sub-colecciones de 7 o más elementos.
- La composición de la generación mensual del SIC puede estimarse con errores inferiores al 5 % usando sub-colecciones de 3 o más elementos.
- Para estimar la generación mensual por central/nodo del SIC con errores inferiores al 5 % se debe usar sub-colecciones de 5 o más elementos.
- Para representar los flujos (curvas de duración) por los tramos troncales del SIC con errores inferiores al 10 % se requiere usar sub-colecciones de al menos 5 elementos. Para errores cercanos al 5 % se tendría que usar sub-colecciones de más de 14 elementos.
- Para calcular los precios (curvas de duración) en los nudos troncales del SIC con errores inferiores al 10 % se requiere usar sub-colecciones de 8 o más elementos.

Luego, considerando que la incertidumbre en los parámetros de los modelos de operación de largo plazo supera al 10 %, puede concluirse que la simulación de la operación del SIC puede llevarse a cabo con un nivel de detalle razonable utilizando sub-colecciones en lugar de la colección completa de escenarios hidrológicos.

Por otra parte, en lo que respecta a los resultados de la optimización de la expansión del SIC usando programación estocástica, se logró obtener planes que representan mejoras en torno al 5 % del costo total de los planes planteados por la autoridad, usando una sub-colección de tres elementos para representar la variable hidrológica.

La diferencia entre los costos obtenidos mediante optimización determinística y optimización estocástica fue menor, lo cual pudo deberse a dos factores: la imposibilidad de utilizar más elementos en la sub-colección debido a lo complejo y grande del problema de optimización, y a que los planes no entregan suficientes opciones de desarrollo como para hacer mayores diferencias (de ser este el caso, la expansión estaría determinada por la demanda).

Capítulo 4

Dimensionamiento de la interconexión entre sistemas con demandas no fuertemente correlacionadas

4.1. Descripción del problema

En el estado de desarrollo actual de los sistemas eléctricos, es usual que grandes sistemas aislados de países o regiones se interconecten para operar en forma conjunta y, de esta forma, ahorrar costos y dar mayor robustez a los sistemas.

Los beneficios económicos de la interconexión de dos o más sistemas pueden provenir de distintas causas, aunque por lo general se producen como una mezcla de ellas. Las más importantes son:

- Mayor flexibilidad de operación de corto plazo, dada por un parque generador más variado que evita el tener que apagar/encender unidades con las variaciones de la demanda.
- Mayor flexibilidad de operación de mediano y largo plazo, dada también por la variedad del parque generador en conjunto con la mayor disponibilidad de medios de almacenamiento. Este, por ejemplo, sería uno de los mayores beneficios de una interconexión SIC-SING pues permitiría un mejor aprovechamiento del recurso hidrológico en años húmedos, al tiempo de incrementar la suficiencia del sistema en años secos.
- Aprovechamiento de demanda conjunta; en general, distintos sistemas tendrán distintas demandas, cuyas características vienen dadas por la composición de la misma (porcentajes de usuarios industriales y residenciales). Si la demanda total de los sistemas es más

“plana” que las demandas de cada sistema por separado – y se cuenta con un sistema de transmisión adecuadamente dimensionado – se logrará un ahorro mucho mayor, ya que la generación se mantendrá a mínimo costo mientras la transmisión redistribuye la potencia sobre el sistema según varíe la demanda. Lograr aplanar completamente la demanda es en la realidad un tanto utópico, mas basta no tener *peaks* coincidentes para lograr ahorros de costos importantes.

Así, es claro que para poder disfrutar de los beneficios de una interconexión se debe contar con un sistema de transmisión adecuadamente dimensionado a las necesidades de los sistemas. Existen varios métodos para dimensionar las capacidades de transmisión requeridas en la interconexión de dos o más sistemas, las que pasan por considerar las capacidades necesarias idénticas a los flujos máximos que podrían transitar el sistema sobre cierto periodo de análisis, o a un percentil de los flujos máximos, dejando cierto nivel de congestión; o bien utilizar modelos de expansión de transmisión.

Un problema que aparece, tanto en los métodos “manuales” como en los modelos de expansión, es que utilizan la curva de duración de carga para generar los bloques de demanda para lo que simulan la operación. Como se mostrará en este capítulo, la utilización de la curva de duración de carga no es adecuada cuando los sistemas tienen demandas muy diferentes o bien sus demandas están desfasadas, puesto que esta metodología distorsiona las demandas reales.

El caso de las demandas desfasadas es bastante usual en los grandes sistemas interconectados, cuyas áreas se encuentran en distintas longitudes por lo que cuentan con distintos husos horarios que provocan un desfase natural entre las demandas de las áreas de los sistemas. Ejemplos de este fenómeno se pueden encontrar en los sistemas de USA, la Unión Europea y el, particularmente interesante, caso del sistema IPSUPS (sistema que interconecta la mayoría de los países que conformaban la URSS) que abarca ocho husos horarios, entre otros sistemas. Estos sistemas intentan explotar el desfase en los ciclos diarios de demanda, enviando potencia de oeste a este en las primeras horas del día para luego invertir los flujos, conforme los *peaks* de demanda se “desplazan” sobre el sistema.

En este capítulo se describe el problema de dimensionar en forma óptima la interconexión entre áreas con distintos husos horarios, o demandas desfasadas en general, junto con los efectos que tienen distintas metodologías de representación de demanda en los resultados del modelo de expansión utilizado. Este estudio se lleva a cabo sobre una versión modificada del sistema de tres áreas RTS’96 [130], adaptado especialmente para ilustrar la situación de interconexión de tres áreas con diferentes husos horarios. El capítulo se estructura como sigue:

- En primer lugar, en la sección 4.2, se describe en términos cualitativos las características especiales que tiene la operación de sistemas con demandas desfasadas debido a la

presencia de distintos husos horarios en el sistema.

- Luego, en la sección 4.3 se detallan las modificaciones hechas al sistema RTS'96, para que éste representara un sistema de tres áreas con múltiples husos horarios, sobre el cual se requiere dimensionar las capacidades de interconexión óptimas.
- En las secciones 4.4 y 4.5 se detallan las características de las metodologías de construcción de bloques de demanda, y los errores que ellas comenten en la representación de la demanda real.
- La sección 4.6 presenta los resultados del dimensionamiento óptimo con distintas metodologías de representación de demanda.
- Finalmente, la sección 4.7 presenta las principales conclusiones del estudio realizado.

4.2. Operación de un sistema con distintos husos horarios

La operación coordinada de sistemas con distintos husos plantea desafíos en todas sus etapas. Entre otros, vale destacar: el registro de eventos, la comunicación y coordinación de equipos de protección, la seguridad del sistema y optimización de reservas. No obstante, los beneficios económicos son tales que incluso se ha propuesto dividir países en diferentes husos horarios para ahorrar costos en energía [131].

Para los problemas que imponen los distintos husos horarios a la operación coordinada, la solución básicamente ha sido utilizar un sistema horario único para el registro de datos y la operación de todos los equipos automáticos. Por otra parte, los problemas de seguridad y reservas son más complejos de resolver, ya que surgen de la forma en que estos sistemas son operados, la cual se basa en los mismos principios que un sistema con un solo huso horario, es decir, minimizar los costos de operación. Las diferencias aparecen al considerar la mayor diversidad de la demanda propia de los sistemas con varios husos. Ésta diversidad “suaviza” las variaciones de la demanda y disminuye fuertemente sus *peaks*, permitiendo realizar un predespacho y despacho basados principalmente en centrales de base.

Como la generación de base se encuentra distribuida entre las distintas áreas del sistema, el sistema de transmisión debe ser capaz de transportar y concentrar esta potencia en el área de mayor demanda. Si se piensa, por ejemplo, en el caso extremo de un sistema de dos áreas idénticas que tiene demanda total constante, mas esta demanda se presenta en una sola de las dos áreas alternadamente, para que la operación pueda realizarse a mínimo costo el sistema de transmisión debe ser capaz de transportar la mitad de la potencia demandada de un área a la otra. En otras palabras, se impone fuertes requerimientos a la transmisión.

Si las dos áreas, en el sistema de ejemplo, no se encontrasen interconectadas cada una debería ser capaz de abastecer su demanda. Gracias a la interconexión, no obstante, el sistema tiene un mucho mayor margen entre su demanda máxima y la capacidad instalada, lo cual sin duda incrementa su suficiencia. Por otra parte, un sistema de estas características puede ver su seguridad fuertemente comprometida, ya que si llegara a fallar la línea que interconecta ambas áreas, el área que concentra toda la demanda debería tener suficiente reserva en giro y primaria para autoabastecerse, y aunque cumplierse estos requisitos, es seguro que se presentarían problemas de estabilidad ante una perturbación de esas dimensiones. En síntesis, la interconexión incrementa la suficiencia mientras que, en ciertos aspectos, disminuye la seguridad de los sistemas.

Por lo anterior, el manejo de reservas en sistemas multi-área suele realizarse en forma independiente en cada área¹. Esto pues no debe olvidarse que cada área no es un nodo sino un sistema y, por lo tanto, pueden ocurrir fallas internas a las cuales el sistema interconectado no tenga como reaccionar.

Los beneficios (ahorro) producto de la interconexión de dos o más áreas, acostumbran repartirse entre los integrantes del sistema a prorrata del aporte que cada uno realizó para producir el ahorro, lo cual suele significar a prorrata de las diferencias en generación o demanda de los casos con y sin interconexión.

Para finalizar, es importante destacar que las decisiones de transferencias de potencia entre áreas (en los sistemas multi-área) muchas veces pueden pasar por criterios estratégicos de países u otras organizaciones, los cuales suelen poner cotas superiores que son inferiores a las capacidades de transferencia, que buscan obtener mayores beneficios para un área en particular.

4.3. Conversión del *Reliability Test System*'96 en un sistema de tres husos horarios

El Reliability Test System'96 (RTS'96) es la tercera versión del sistema estándar de prueba de métodos de confiabilidad del IEEE. El sistema contiene todos los parámetros necesarios para simular la operación dinámica (fallas) y estacionaria de corto-mediano plazo, para probar metodologías de medición confiabilidad en los ámbitos de seguridad y suficiencia, respectivamente. Este sistema fue implementado en PLEXOS con las especificaciones detalladas en el anexo B.

A continuación se resumen las modificaciones hechas al sistema y su demanda, para que éste represente un sistema de tres áreas y tres husos horarios con diversas características de demanda, sobre el cual determinar las capacidades óptimas de interconexión entre las áreas.

¹En los casos en que existan muchas áreas interconectadas puede utilizarse una reserva multi-área, realizándose casi un despacho de reservas, siempre sujeto a reservas internas mínimas en cada área [132].

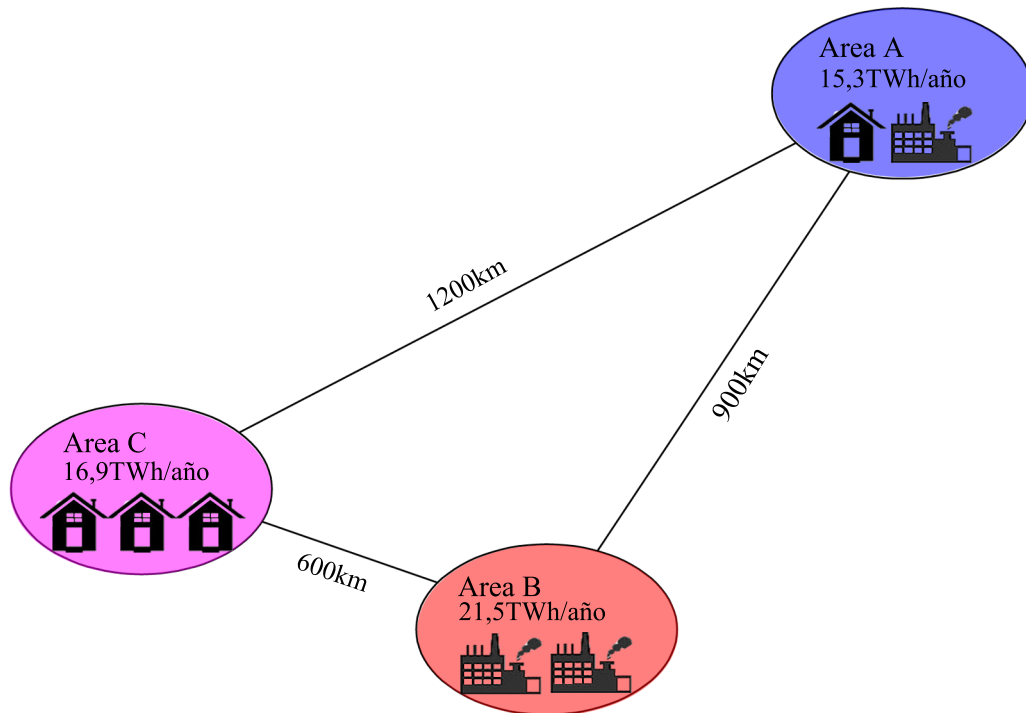


Figura 4.1: Sistema de tres áreas RTS'96 modificado.

4.3.1. Adaptación del sistema

El sistema RTS'96 original se compone de 99 generadores, distribuidos en tres áreas A, B y C, de casi idéntica topología de transmisión, 73 nodos (24 nodos en el área A, 24 en el área B y 25 en el área C), 6 líneas de transmisión inter-áreas y 242 líneas intra-áreas. Su capacidad instalada en cada área es 3405MW (10215MW en total). Este sistema, tal como se detalla en el anexo B, fue adaptado para ser implementado en PLEXOS despreciando todos sus parámetros dinámicos y adaptando otras especificaciones.

Para permitir y dar más sentido al planteamiento del problema de dimensionamiento de la interconexión entre áreas, se eliminó las 6 líneas inter-áreas, reemplazándolas por 3 proyectos candidatos de líneas de transmisión DC, dando lugar al sistema de la figura 4.1. Las distancias entre las áreas fueron calculadas de modo que tuviera sentido suponer un huso horario para cada una.

Las características de los proyectos de enlaces DC inter-áreas corresponden a las señaladas en la tabla 4.1, los cuales son diseñados y considerados bidireccionales. La construcción de estos proyectos no es una decisión dicotómica sino una decisión linealizada, de modo que las curvas de costo corresponden a rectas desde el origen hasta el punto dado por el costo máximo y la

Tabla 4.1: Costos de construcción de enlaces DC entre áreas.

Nombre enlace	r [pu]	Distancia [km]	Capacidad máxima [MW]	Costo construcción capacidad Máx. [MMUS\$]
A→B	0,03	900	2000	770
B→C	0,02	600	2000	571
C→A	0,04	1200	2000	969

capacidad máxima. Podría modelarse curvas de costo más complejas, considerando un costo fijo inicial y una función lineal por tramos a partir desde allí – en función de la tecnología más eficiente para transmitir los distintos niveles de potencia sobre la distancia que debe recorrer el enlace –, sin embargo, no se dispone de fuentes públicas que aporten dicha información.

Otras modificaciones hechas al sistema fueron realizadas solo con el fin de simplificar el problema de dimensionamiento óptimo y son detalladas en la sección 4.3.3.

4.3.2. Adaptación demanda

La demanda en el sistema RTS'96 es idéntica para cada área y se encuentra definida según una carga nominal; factores de modulación para cada semana, día y hora del año; y factores de participación para cada nodo (constantes). En otras palabras, la demanda varía idénticamente en todo el sistema, aumentando o disminuyendo en la misma proporción en todos los nodos al mismo tiempo.

Esta demanda no representa el comportamiento habitual de un sistema multi-áreas en los que, en general, las distintas áreas tienen diversas características de carga. Por tanto, se modifica las características de la carga de cada área, según:

- En el área A se mantiene la demanda indicada en [130], que representa una demanda mixta industrial/residencial.
- En el área B se aumenta la demanda de energía anual, y se disminuye la brecha entre la demanda mínima y máxima (incrementando el factor de carga), de modo que la demanda de esta área representara consumos mayormente industriales.
- En el área C, al igual que en el área B, se incrementa la demanda de energía anual, mas en este caso se incrementa la diferencia entre las demandas mínima y máxima (disminuyendo el factor de carga), de modo que la demanda de esta área represente consumos predominantemente residenciales.

Tabla 4.2: Constantes de transformación para las demandas de cada área del sistema RTS'96 modificado.

Área	Constantes	
	a_{Λ} [-]	b_{Λ} [-]
Área A	1	1
Área B	0.6035	1.4
Área C	1.4082	1.1

Posteriormente, a la demanda de cada área se agrego un ruido aleatorio desde una distribución uniforme² entre -100 y 100, a fin de que las variaciones incluyeran un componente aleatorio característico de las demandas en sistemas reales. Con todo, las transformaciones aplicadas a las demandas de las áreas A, B y C se basan en la relación (4.1), dónde:

$$d_{i,\Lambda}^{\text{mod}} = a_{\Lambda} \cdot \left(d_i^{\text{RTS96}} - \overline{d^{\text{RTS96}}} \right) + b_{\Lambda} \cdot \overline{d^{\text{RTS96}}} + \epsilon_{i,\Lambda}^{U(-100,100)} \quad (4.1)$$

$d_{i,\Lambda}^{\text{mod}}$: demanda modificada durante la hora i en el área Λ

d_i^{RTS96} : demanda de un área del sistema RTS'96 en la hora i

$\overline{d^{\text{RTS96}}}$: demanda media de un área del sistema RTS'96

a_{Λ} : factor de demanda variable a para el área Λ

b_{Λ} : factor de demanda constante (media) b para el área Λ

$\epsilon_{i,\Lambda}^{U(-100,100)}$: ruido aleatorio desde distribución uniforme $U(-100, 100)$

Los valores de las constantes de transformación a_{Λ} y b_{Λ} para las tres áreas del sistema modificado se presentan en la tabla 4.2, mientras que las curvas de duración de demanda modificada anual para cada área se muestran en la figura 4.2. Vale la pena hacer notar que con las nuevas demandas, el área C no es capaz de abastecer su demanda con su capacidad instalada, es decir, es un sistema deficitario.

Hechas las transformaciones anteriores, se cuenta con un sistema de tres áreas con distintas características de demanda en cada una. Resta entonces realizar un desfase entre los ciclos de demanda, a fin de que cada área represente un huso horario distinto. Utilizando las posiciones relativas de la figura 4.1, como si se tratase de un plano orientado al norte, se atrasa en una hora la demanda del área B y en dos horas la demanda del área C. Con esto los ciclos de demanda en las

²Se utiliza la distribución uniforme por simplicidad, ya que si se utilizaba una distribución normal se habrían tenido desviaciones extremas que no aparecen en la demanda de los sistemas reales.

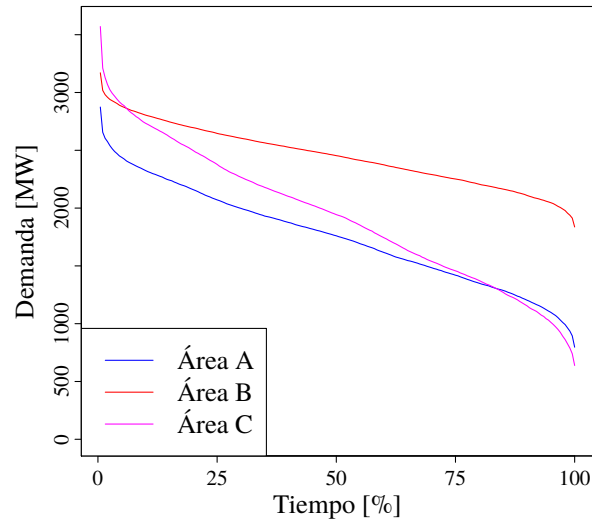


Figura 4.2: Curvas de duración anuales de carga de la demanda modificada por área.

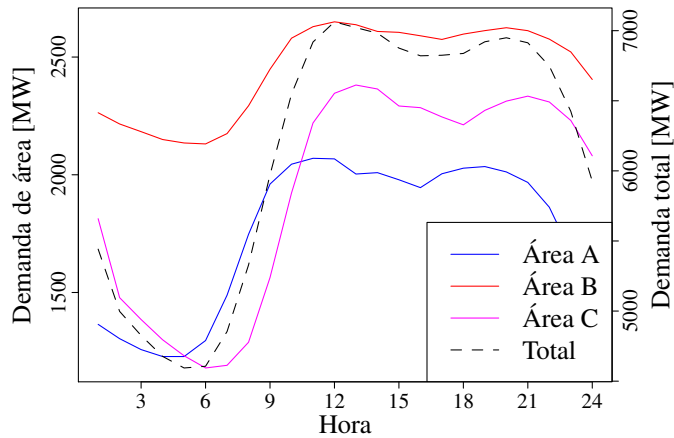


Figura 4.3: Demanda media horaria de cada área y demanda total del RTS96 modificado.

áreas y el sistema quedan desfasados, como se muestra en la figura 4.3 mediante las demandas medias en cada hora del día para cada sistema.

El desfase de los ciclos de demanda producto de los distintos husos horarios introduce mayor diversidad en la demanda, disminuyendo la correlación (o, más bien, incrementando la dispersión³) de la demanda entre las áreas. Este efecto puede entenderse con mayor facilidad si se emplea nuevamente el ejemplo del sistema de dos nodos, pero considerando esta vez que la de-

³En el contexto de esta tesis, correlación y dispersión se interpretan como términos opuestos. Por correlación, en general, se entiende que los datos se encuentran relacionados por alguna función monótona, mientras que la dispersión implica que dicha función monótona no existe.

4.3. CONVERSIÓN DEL RELIABILITY TEST SYSTEM '96 EN UN SISTEMA DE TRES HUSOS HORARIOS

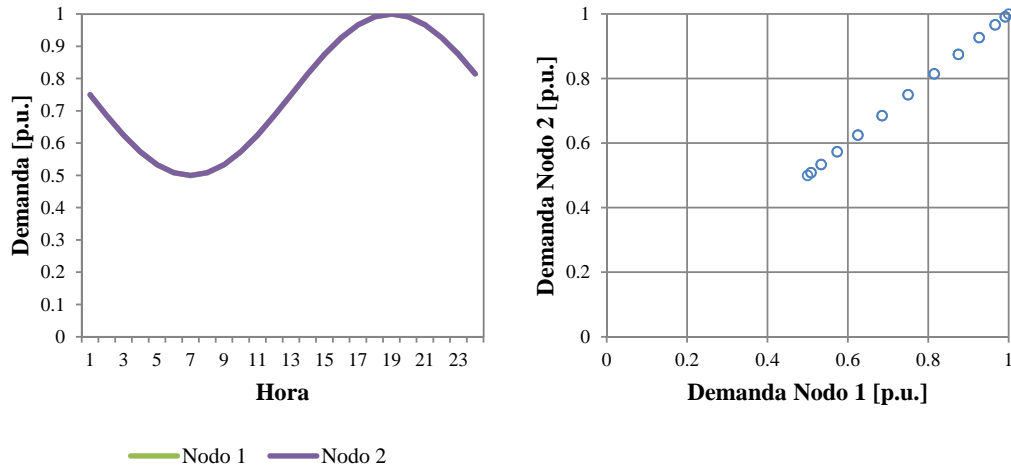


Figura 4.4: Demandas sinusoidales en fase para el sistema de ejemplo de dos nodos.

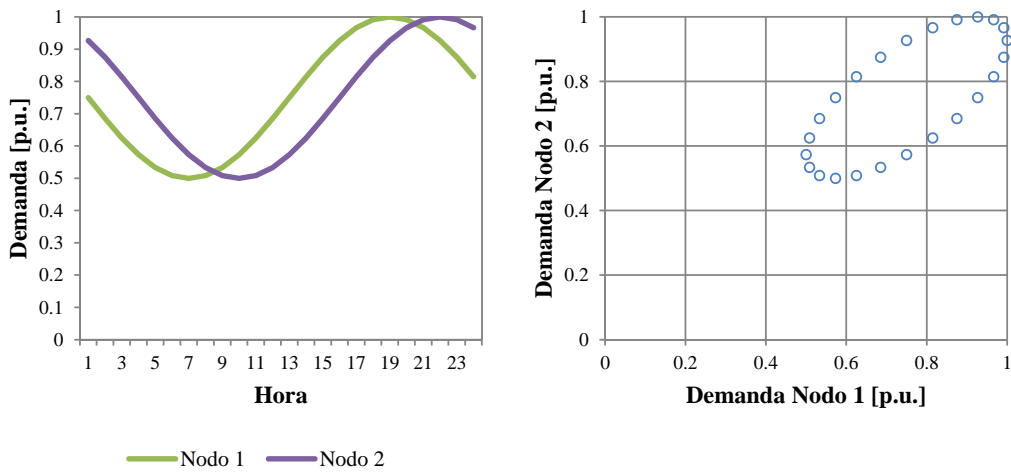


Figura 4.5: Demandas sinusoidales con desfase de tres horas para el sistema de ejemplo de dos nodos.

manda es sinusoidal en cada uno. Si las demandas se encontraran en fase, al graficar una en función de la otra se obtendría una recta como se muestra en la figura 4.4, luego, las demandas se encontrarían perfectamente correlacionadas. Por otra parte, si se considera que existe un desfase de 3 horas entre las demandas (que en términos angulares equivale a $3/24 \cdot 360^\circ = 45^\circ$), al graficarlas en función de la otra no se obtendría una recta sino una elipse como se muestra en la figura 4.5, así en este caso las demandas no se encuentran perfectamente correlacionadas (en forma lineal) y presentan mayor dispersión.

Esta elipse, o elipsoide si se consideran más áreas o nodos, en la demanda es la que hace

disminuir la demanda *peak* y permite maniobrar la generación de un modo más eficiente aprovechando el sistema de transmisión, reduciendo los costos de operación. El efecto del desfase es similar en un sistema con demanda no sinusoidal, pues basta descomponer la demanda en series de Fourier discretas para obtener sinusoides de periodos inferiores a un día, las cuales darían lugar a una elipsoide distorsionada. En el caso del RTS'96 modificado, al graficar la demanda de las distintas áreas como función de las otras, como se expone en la figura 4.6⁴, se observa el efecto de la apertura o dispersión dado por el desfase de las demandas, el cual sumado a la mayor variabilidad de la demanda (comparada con la sinusoides perfecta) y el ruido agregado, da lugar a “nubes” de demanda, en lugar de las rectas que exhibe la demanda por áreas del sistema original.

Los niveles de dispersión son similares en la gráfica de las demandas de las áreas B respecto a A y C respecto a B, puesto que en ambos casos se tiene una hora de desfase. En el caso de C respecto a A se tiene dos horas de desfase, lo que se manifiesta en una mayor apertura de la elipsoide de la componente armónica fundamental de la demanda, con la consiguiente mayor dispersión. Como se verá más adelante, representar adecuadamente los niveles de dispersión que tiene la demanda en los bloques utilizados en el problema de expansión es clave en la optimización de los sistemas de transmisión.

Debe tenerse presente que es debido a la gran similitud existente entre las formas de los ciclos de demanda entre las áreas, en el caso de las demandas desfasadas, que el índice de correlación lineal permite medir la dispersión. En otro caso, si las formas de los perfiles fueran muy diferentes aún con las demandas en fase no se obtendría una recta al graficar una en función de la otra, por tanto, se debería usar la covarianza como medida de dispersión ya que los datos bien pueden estar correlacionados de forma no lineal.

4.3.3. Problema de dimensionamiento óptimo de los enlaces inter-área

El problema de dimensionamiento óptimo de los enlaces inter-área es un problema de expansión de transmisión, que se formula tal como se señala en la sección 2.2.2. En este planteamiento, varias de las características del sistema RTS'96 se simplifican para lograr un problema de optimización más sencillo;

Modelación regional

Las ecuaciones de balance de potencia (relación (2.13)) se plantean por área en lugar de por nodo. Esta consideración simplifica notablemente el problema de expansión, no obstante, es equivalente a considerar que cada área es un nodo, por lo que no tiene sentido

⁴Se grafica solo una muestra de los datos de demanda para mejor visualización, puesto que con todos los datos solo se aprecia una mancha de idéntica densidad en casi toda la región en que se mueven las demandas.

4.3. CONVERSIÓN DEL RELIABILITY TEST SYSTEM '96 EN UN SISTEMA DE TRES HUSOS HORARIOS

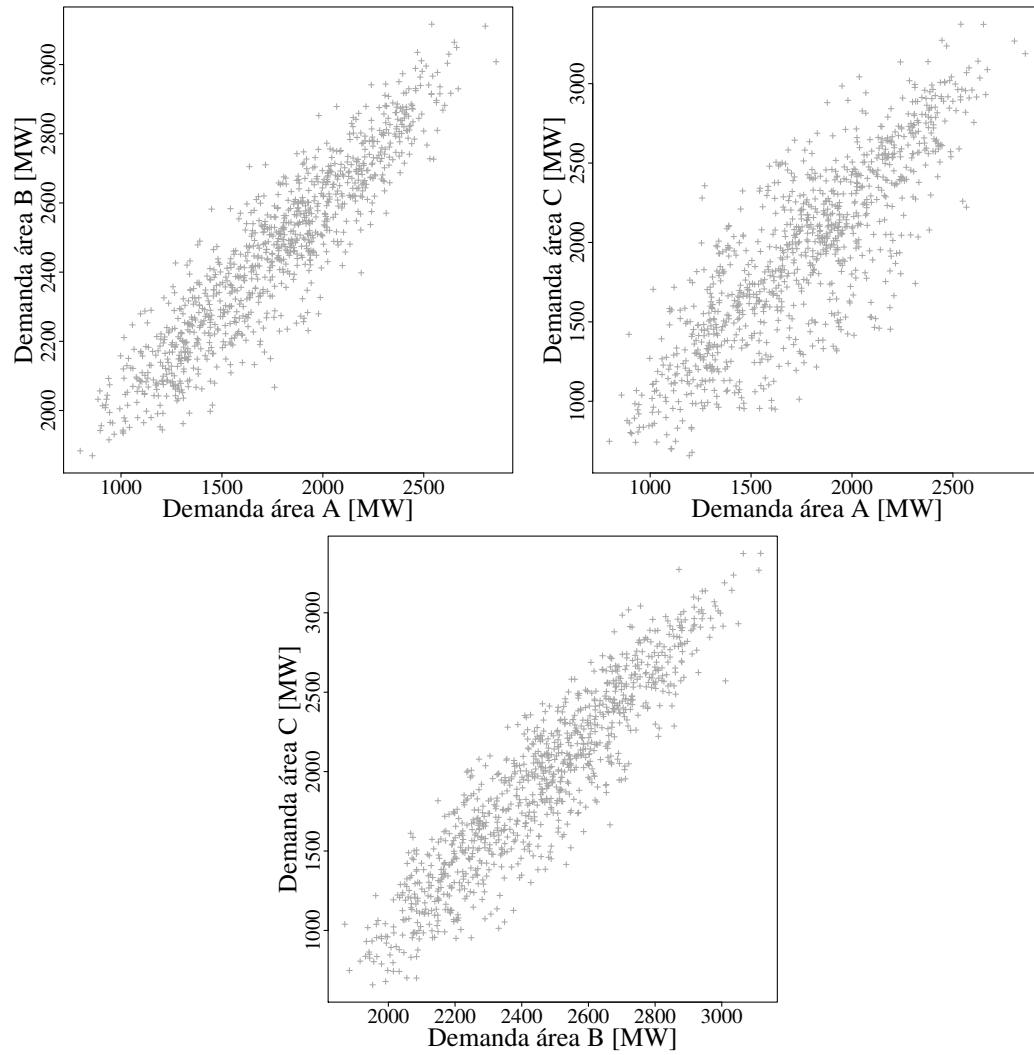


Figura 4.6: Gráfico de dispersión de una muestra de las demandas horarias por área.

plantear las ecuaciones de flujo de potencia al interior de cada área. Luego, las restricciones de transmisión al interior de cada área son completamente ignoradas.

Heat input

El consumo de calor/combustible por unidad generada de energía, que en el sistema RTS'96 se describe mediante cuatro puntos de carga con los que se construye una función lineal por tramos, se aproxima mediante una función de un solo tramo lineal, describiéndose así el consumo de combustible en forma proporcional a la energía generada.

Operación linealizada

La operación de las centrales no se optimiza considerando decisiones de encendido y apagado enteras, sino que éstas son linealizadas. Esto hace imposible considerar potencias mínimas de despacho, y restricciones para el encendido y apagado de unidades, en forma apropiada. Por tanto, dichas características de los generadores no son consideradas.

Demanda en bloques y despacho no cronológico

La demanda se representa como bloques construidos utilizando distintas metodologías. Luego, el despacho se realiza en forma no cronológica, y todos los parámetros temporales de las unidades generadoras como rampas de partida y de carga, tiempos mínimos de encendido y apagado, etc. no son considerados.

Mantenimientos y salidas forzadas

Los mantenimientos y salidas forzadas de las unidades generadoras son modelados en forma distribuida, haciendo un *derating* de su capacidad⁵.

Pérdidas

Se modela las pérdidas de las líneas inter-área en forma proporcional a la potencia que transita por ellas. Se desprecian las pérdidas al interior de las áreas, no incluyéndose demanda adicional para emular su efecto.

Respecto a la formulación del problema y dado que en las líneas de transmisión DC es posible controlar el flujo, el considerar el flujo por las líneas de transmisión candidatas a expansión como decisiones del algoritmo de optimización (no sujeto a las ecuaciones de los flujos de potencia AC) es correcto en este caso. Luego, resguardando los límites operacionales, no se espera que haya grandes distorsiones en los flujos entre áreas siempre que la demanda se encuentre bien representada.

Se asume que el sistema es operado en forma perpetua con las capacidades de transmisión que determine la optimización. Los costos de la operación perpetua son llevados a valor presente utilizando una tasa de actualización del 4 %.

⁵Mayor detalle sobre como se modelan estas características puede encontrarse en la sección B.3.3

Las especificaciones anteriores permiten plantear un modelo sencillo cuya resolución en forma horaria es factible, lo cual sirve para evaluar cuantitativamente los resultados de expansión obtenidos mediante distintas técnicas para construir los bloques de demanda. En adelante el sistema RTS'96 modificado (en todas las características señaladas anteriormente, incluyendo la demanda) es denominado sistema RTS' o simplemente sistema modificado.

4.4. Determinación de bloques de carga representativos de la demanda por área

La construcción de los bloques discretos de demanda se realiza con cuatro metodologías, empezando por la más utilizada en la industria en problemas de planificación: la aproximación de la curva de duración de demanda (método LDC), detallada en la sección 2.2.3. De esta metodología se extrae la idea de utilizar un bloque para representar la demanda máxima, aplicándola también en los demás métodos.

Para poder aplicar las demás metodologías se requiere definir la demanda del sistema como un vector en cada dimensión representa un área, a fin de considerar tanto espacialidad como simultaneidad en la construcción de los bloques. Así, se define el vector de demanda $\mathbf{d}_i^{\text{RTS}'}$, para cada hora i , según la relación (4.2).

$$\mathbf{d}_i^{\text{RTS}'} = \begin{pmatrix} d_{i,A}^{\text{mod}} \\ d_{i,B}^{\text{mod}} \\ d_{i,C}^{\text{mod}} \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

Definido el vector de demanda, puede aplicarse las técnicas de *clustering* k-means y PAM como metodologías de construcción de bloques. La aplicación de k-means a la demanda se da usualmente en la construcción de bloques de demanda a partir de consumos de diversas características (residenciales, industriales, iluminación, etc.), como también en la reducción de escenarios de demanda. Por otra parte, PAM no ha sido utilizado anteriormente en ámbitos de ingeniería eléctrica salvo, quizá, para clasificación de carga.

Finalmente, también se utiliza la reducción de escenarios por métricas de Fortet-Mourier, puesto que – como se indicó en la sección 2.3.2 – los bloques de demanda son equivalentes a escenarios de demanda en el problema de expansión, es decir, desde el punto de vista del problema planteado el vector $\mathbf{d}_i^{\text{RTS}'}$ puede considerarse una variable aleatoria. Luego, toda la teoría desarrollada en torno a la estabilidad de la solución de los programas estocásticos lineales es válida aquí.

Las mencionadas metodologías son utilizadas para construir conjuntos de 3, 5, 9, 17, 33, 65

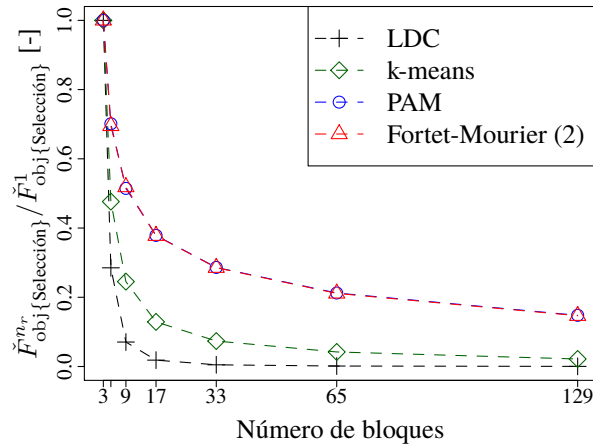


Figura 4.7: Mejora relativa en la función objetivo de determinación de bloques, en función del número de bloques de demanda.

y 129 ($\{2^n + 1, n \in \mathbb{N}\}$) bloques que representen la demanda horaria para cada mes del sistema RTS'. La cantidad de bloques fue elegida en base al comportamiento observado en las funciones objetivo de selección⁶, las cuales como se aprecia en la figura 4.7 tienen un “decaimiento” de forma casi exponencial (en algunos métodos es más rápido y en otros levemente más lento) con el número de bloques construidos. Así, la cantidad de bloques fue escogida de modo tal de observar diferencias significativas en el desempeño de los distintos conjuntos de bloques de demanda construidos, a la vez que se cubre parte importante de los valores posibles que toma el número de bloques de demanda mensuales (cada mes tiene cuando mucho 744 horas). Vale la pena señalar que los tiempos que se tardó en construir los bloques estuvieron en el orden de los segundos, no superando el minuto para seleccionar 129 bloques en la representación más compleja.

En cuanto al “decaimiento” en sí, puede apreciarse – tal como ocurrió en el caso de la selección de hidrologías, sección 3.4 – que las metodologías que se basan en distancias cuadráticas como el método LDC y k-means decrecen mucho más rápido que las otras, lo cual no necesariamente implica que la representación lograda mejore más rápido.

Cada metodología genera distintos bloques según los atributos que busque su función objetivo de selección. Para apreciar las diferencias entre los métodos pueden ocuparse las curvas de duración como herramienta de visualización⁷, puesto que aún cuando los bloques de demanda

⁶En este contexto se habla de función objetivo de selección para mantener la terminología utilizada en los otros capítulos, aún cuando la construcción de bloques por aproximación de la LDC y por el método k-means no seleccionen los bloques entre las demandas horarias (ambas calculan el centroide de los datos que agrupan en cada bloque).

⁷No debe confundirse el construir los bloques con el método LDC con el visualizar la curva de duración de carga de los bloques construidos.

4.4. DETERMINACIÓN DE BLOQUES DE CARGA REPRESENTATIVOS DE LA DEMANDA POR ÁREA

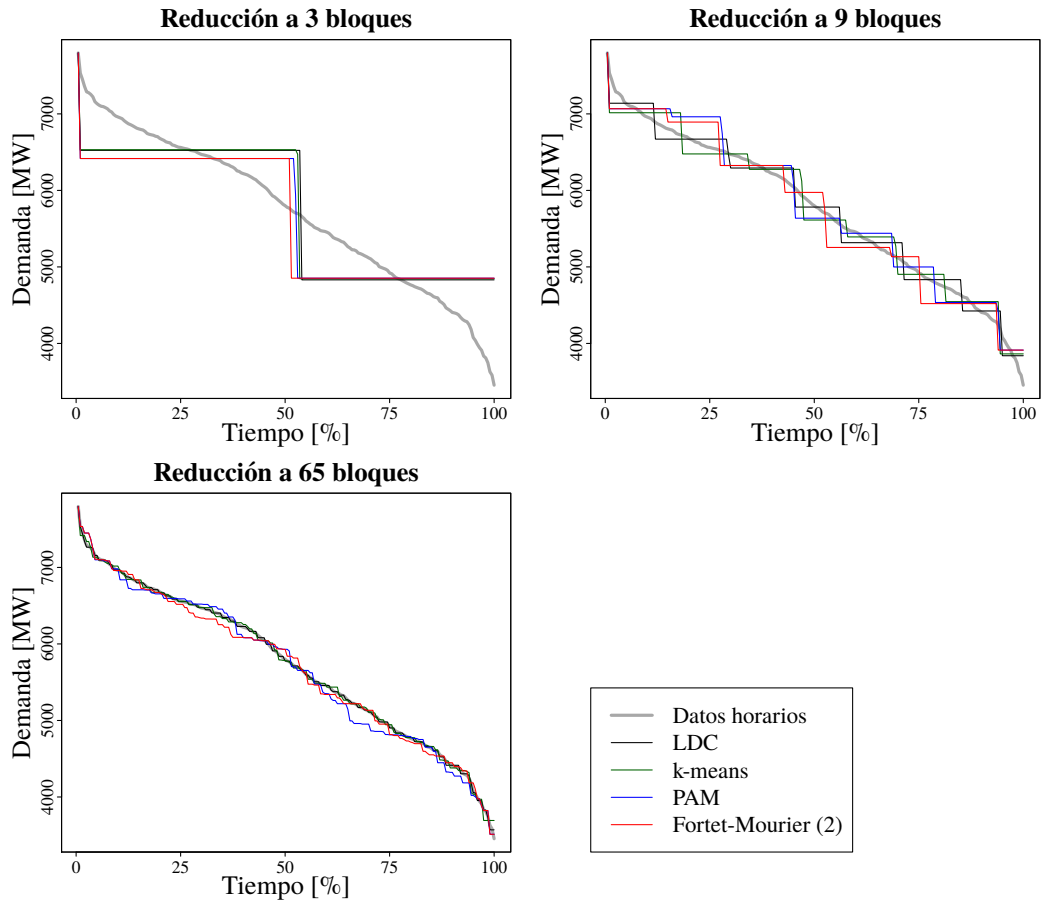


Figura 4.8: Aproximación de la curva de duración de demanda del RTS96 modificado, con distintos métodos de determinación de bloques de carga, para el mes de agosto.

no sean construidos utilizando el método LDC, la demanda total del sistema en cada bloque – para una representación con cierto número de bloques – puede calcularse como la norma-1 del vector representativo de demanda del bloque y elaborar con todos los bloques una curva de duración para cada metodología. Así, puede apreciarse en la figura 4.8 que, en términos de curva de duración, los métodos dan resultados bastante parecidos al considerar tres bloques. No obstante al incrementar el número de bloques los métodos se diferencian cada vez más como se observa en las curvas de duración de nueve bloques. Al utilizar muchos bloques todos los métodos comienzan a converger hacia la curva de duración horaria, siendo por supuesto más rápida la convergencia del método LDC pues lo que éste busca es aproximar apropiadamente la curva de duración.

4.5. Errores en la representación de la demanda

Las magnitudes de los errores cometidos por las distintas representaciones de la demanda pueden variar fuertemente dependiendo la forma en que se mida el error. Desde el punto de vista de representar adecuadamente la operación multi-área son especialmente importantes dos aspectos, de acuerdo a lo discutido en las secciones anteriores: el error en las demandas simultáneas en cada hora y el error en la correlación de las demandas. No interesa el error en la curva de duración, puesto que dicha curva no considera cualidad alguna de la distribución espacial de la demanda, elemento crucial para un buen cálculo de los flujos de potencia en sistemas de las características del caso de estudio.

En primer lugar, observando el error en las demandas simultáneas, presentado en la figura 4.9 como el MAE de la demanda por área y hora $D_{RTS}^{\text{área \& hora}} = \{d_i^{\text{RTS}}, \forall i \in I_{\text{año}}\}$, expresado en porcentaje de la demanda promedio anual, no pueden apreciarse diferencias significativas entre el método LDC, PAM y Fortet-Mourier (2), mientras que k-means muestra un mejor desempeño. Los errores encontrados son relativamente bajos (no sobrepasan el 5 % con representaciones de nueve o más bloques) lo que se debe a que la demanda del sistema original ésta dada por factores de modulación según se describe en la sección 4.3.2, por lo que las combinaciones de demanda son limitadas y sólo varían por los errores aleatorios incluidos. El método LDC es capaz de alcanzar en esta faceta a PAM y Fortet-Mourier (2) debido a que las dos últimas utilizan datos de la demanda (medoides) para representar cada bloque (considerando espacialidad), mientras que el método LDC (que no considera espacialidad) utiliza los centroides de los datos que agrupa, lo que le permite encontrar representantes más centrales al anularse los errores aleatorios agregados. Luego es natural que k-means, que considera los dos aspectos anteriores (espacialidad y capacidad de eliminar los errores aleatorios o ruido), presente el mejor desempeño en cuanto al MAE de la demanda.

La correlación entre las demandas de las distintas áreas puede medirse de dos maneras: la matriz de covarianzas Σ y la matriz de correlaciones P , definidas de acuerdo a las relaciones (4.5) y (4.6), respectivamente. Los elementos de las matrices corresponden a las covarianzas y correlaciones, definidas según (4.3) y (4.4), donde $\bar{d}_{i,\Lambda}^{\text{mod}}$ corresponde al valor medio de $d_{i,\Lambda}^{\text{mod}}$

Si las demandas estuvieran en fase, los elementos fuera de la diagonal de P son 1 o tienen valores muy cercanos a 1. En cambio, si las demandas están desfasadas como se vio anteriormente los datos se dispersan disminuyendo la correlación lineal entre las demandas de las distintas áreas. Esta característica se presenta de modo similar en Σ , no obstante, aparecen componentes asociadas a la variabilidad de la demanda en cada área que ya fueron evaluadas mediante el error en $D_{RTS}^{\text{área \& hora}}$ por lo que es preferible utilizar P para medir la correlación entre las demandas de las áreas.

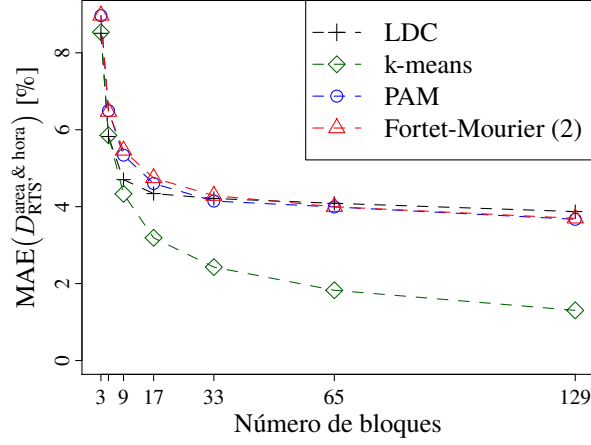


Figura 4.9: Error absoluto medio en la demanda por área y hora.

$$\sigma_{\Lambda, \Theta}^2 = \frac{\sum_{i \in J_{\text{año}}} (d_{i, \Lambda}^{\text{mod}} - \bar{d}_{i, \Lambda}^{\text{mod}})(d_{i, \Theta}^{\text{mod}} - \bar{d}_{i, \Theta}^{\text{mod}})}{n_{J_{\text{año}}}} \quad (4.3)$$

$$\rho_{\Lambda, \Theta} = \frac{\sigma_{\Lambda, \Theta}^2}{\sqrt{\sigma_{\Lambda, \Lambda}^2 \sigma_{\Theta, \Theta}^2}} \quad (4.4)$$

$$\Sigma = \begin{pmatrix} \sigma_{A,A}^2 & \sigma_{A,B}^2 & \sigma_{A,C}^2 \\ \sigma_{B,A}^2 & \sigma_{B,B}^2 & \sigma_{B,C}^2 \\ \sigma_{C,A}^2 & \sigma_{C,B}^2 & \sigma_{C,C}^2 \end{pmatrix} \quad (4.5)$$

$$P = \begin{pmatrix} 1 & \rho_{A,B} & \rho_{A,C} \\ \rho_{B,A} & 1 & \rho_{B,C} \\ \rho_{C,A} & \rho_{C,B} & 1 \end{pmatrix} \quad (4.6)$$

Dado que en el caso de análisis es factible realizar una gráfica de dispersión por pares de componentes (tal como se hizo en la figura 4.6), resulta interesante analizar de modo cualitativo cómo metodologías que no consideran espacialidad y simultaneidad aproximan la demanda real, y cómo lo hacen las metodologías que sí consideran ambos aspectos. Para este análisis se dibujan superpuestas las gráficas de dispersión anuales de los datos horarios, los bloques mensuales elaborados por el método LDC y los obtenidos usando PAM, diagrama presentado en la figura 4.10⁸. Los bloques construidos por el método LDC tienen valores casi perfectamente agrupados sobre el modelo lineal (recta) que aproxima la relación entre las demandas de las áreas, es decir,

⁸Al igual que en la figura 4.6 se grafica solo una muestra de los datos, utilizando las mismas horas i tanto en los datos horarios como en los bloques.

este método al trabajar sobre la demanda total del sistema no es capaz de ver la diversidad de la demanda, asumiendo que no hay dispersión entre la demanda total y la demanda de cada área, aún cuando puede perfectamente haberla como en el caso de estudio. Como resultado se sobreestima la correlación de las demandas, lo que causará la ilusión de demandas en fase al modelo de expansión. Una explicación más detallada de cómo ocurre este fenómeno, para el sistema de ejemplo de dos nodos, se presenta en el anexo E.

PAM, al igual que k-means y Forter-Mourier (2) (cuya dispersión no se incluyó para facilitar el entendimiento del diagrama), sí toma en cuenta la dispersión logrando capturar al menos parte de la verdadera estructura de los datos de demanda. Esto se manifiesta fuertemente en el error de las distintas metodologías en la matriz de correlaciones representado por su RMSE (interesa, especialmente, que no se produzcan grandes desviaciones), expresado en porcentaje de la norma Frobenius⁹ de la matriz de correlaciones, que se presentan para las distintas metodologías en la figura 4.11.

Es evidente la gran diferencia en la precisión de la aproximación de la correlación entre demandas de área que los distintos métodos producen, en especial del método LDC con respecto a los demás. En este aspecto también se destaca la construcción de bloques por medio de métricas de Fortet-Mourier (2) por ser la que consistentemente obtiene mejores resultados, lo que se debe a la convergencia en los segundos momentos que asegura el utilizar métricas de Fortet-Mourier de orden 2 (entre los segundos momentos se cuentan los momentos bivariados y, por ende, también las covarianzas y correlaciones).

4.6. Resultados de expansión y errores introducidos por la representación de demanda en bloques

Utilizando el modelo de expansión descrito en la sección 4.3.3 y las representaciones de demanda evaluadas en la sección anterior, y la demanda horaria, se dimensionan en forma óptima los enlaces DC entre las distintas áreas. Se utiliza PLEXOS [105] para formular los problemas de optimización y XPress [106] para resolverlos. Los problemas se resolvieron en un computador de las siguientes características:

Procesador: 2×Intel Xeon E5-2630 (2.3GHz, 6 cores, 12 , 15MB caché)

Memoria RAM: 4×8GB ECC (DDR3, 1600MHz)

⁹La norma Frobenius corresponde a la extensión a matrices de la norma euclideana de vectores, es decir, corresponde a la raíz de la suma de los cuadrados de los elementos de la matriz.

4.6. RESULTADOS DE EXPANSIÓN Y ERRORES INTRODUCIDOS POR LA REPRESENTACIÓN DE DEMANDA EN BLOQUES

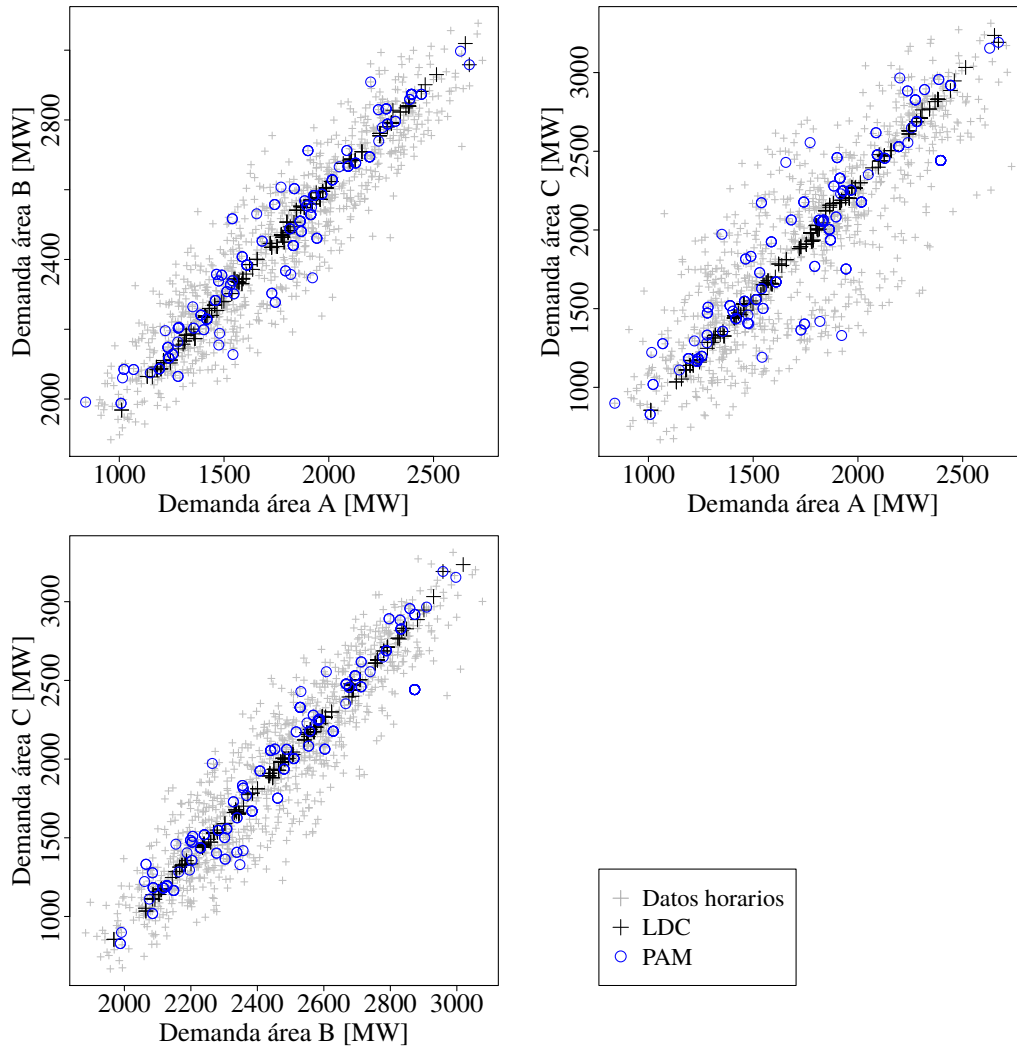


Figura 4.10: Dispersión de demanda horaria entre nodos y aproximación mediante 9 bloques mensuales construidos usando LDC y PAM, para un año de datos.

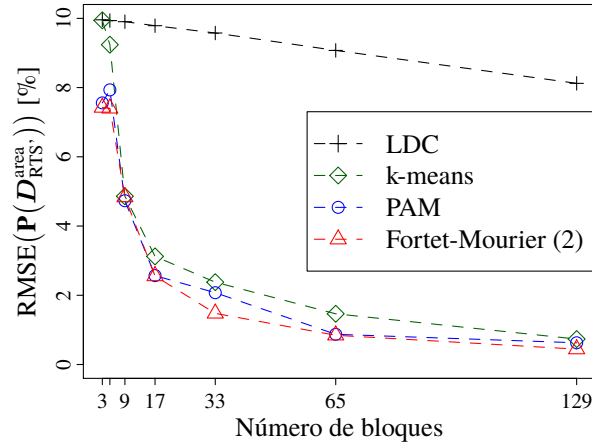


Figura 4.11: Raíces de los errores cuadráticos medios en la matriz de correlaciones de la demanda por área.

El uso máximo de memoria RAM en la resolución del problema de optimización para cada representación de la demanda correspondió al límite establecido por el *solver* (XPress), 29,9GB, debido a que se utilizó el método de punto interior en paralelo en todos los núcleos del computador, por lo tanto, este parámetro no sirve de comparación. No obstante, el tiempo varió bastante en la resolución para cada tamaño de representación de demanda, según se muestra en la figura 4.12. La variación del tiempo de resolución entre las distintas metodologías para igual número de bloques de demanda no fue mayor al 3 %, sin encontrarse tendencia alguna, por lo cual puede considerarse que el tiempo de resolución depende solo del número de bloques de demanda utilizados.

El tiempo de resolución se incrementa aproximadamente con un polinomio de grado tres respecto al número de bloques, relación (4.7)¹⁰, lo cual genera fuertes incentivos para reducir el número de bloques lo más posible, sin que la representación simplificada de la demanda tenga grandes errores. Así si, por ejemplo, se lograra representar adecuadamente la demanda con 17 bloques en lugar de 744 horas, se estaría disminuyendo en tres ordenes de magnitud los tiempos de simulación. En sistemas reales, modelados con detalle de transmisión nodal, no es posible resolver el problema de expansión en forma horaria, por lo que contar con una buena metodología de representación de la demanda es imperativo.

$$T_{\text{resolucion}} \approx 1,25 \cdot 10^{-5} N_{\text{bloques}}^3 + 1,12 \cdot 10^{-2} N_{\text{bloques}}^2 + 5,12 \cdot 10^{-1} N_{\text{bloques}} + 2,94 \quad (4.7)$$

¹⁰En realidad 744 bloques corresponden al número de horas de un mes de 31 días, no obstante (considerando la escala), se presenta en esta forma para la resolución horaria de los modelos.

4.6. RESULTADOS DE EXPANSIÓN Y ERRORES INTRODUCIDOS POR LA REPRESENTACIÓN DE DEMANDA EN BLOQUES

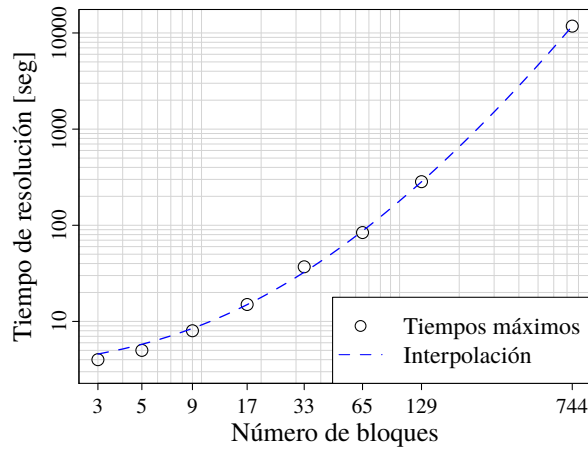


Figura 4.12: Tiempos máximos de resolución del problema de expansión para representaciones de la demanda con distinto número de bloques mensuales.

El principal resultado para evaluar el rendimiento de las distintas metodologías de representación de demanda es la capacidad construida en cada enlace DC entre las áreas, que a la vez es la información más importante a obtener en el problema de dimensionamiento. Así las capacidades construidas en cada enlace, con las distintas metodologías y diferente número de bloques se presenta en la figura 4.13, junto con el óptimo real, obtenido de la resolución del problema de dimensionamiento usando la demanda horaria. Salta a la vista que, tal como se esperaba, el método LDC subestima la capacidad óptima de cada enlace puesto que subestima los flujos al ignorar la diversidad de la demanda. Las demás metodologías oscilan sobre los valores óptimos, tendiendo hacia ellos conforme la cantidad de bloques crece.

Otra observación importante puede realizarse sobre la capacidad construida en el enlace $C \rightarrow A$, la que es casi nula en todos los métodos para representaciones de menos de nueve bloques. Esto se debe a que con menos que dicha cantidad de bloques se hace muy difícil representar la real dispersión existente entre las demandas de las áreas A y C pues se encuentran desfasadas en dos horas, pudiendo solo representarse en forma muy rudimentaria su tendencia central y variabilidad. Entre las áreas de los otros dos enlaces no existe tanta dispersión, por lo que no se ven tan afectados como el enlace $C \rightarrow A$.

A partir de los datos de capacidad construida puede calcularse los errores de cada metodología – en función del número de bloques de demanda mensual – representados por el RMSE de la capacidad construida, expresado como porcentaje de la capacidad óptima promedio construida, que se muestra en la figura 4.14. Se aprecia que las metodologías que sí consideran la espacialidad de la demanda pueden reducir a menos de la mitad los errores producidos por el método LDC. No obstante, no existe una clara diferencia entre los errores cometidos al utilizar

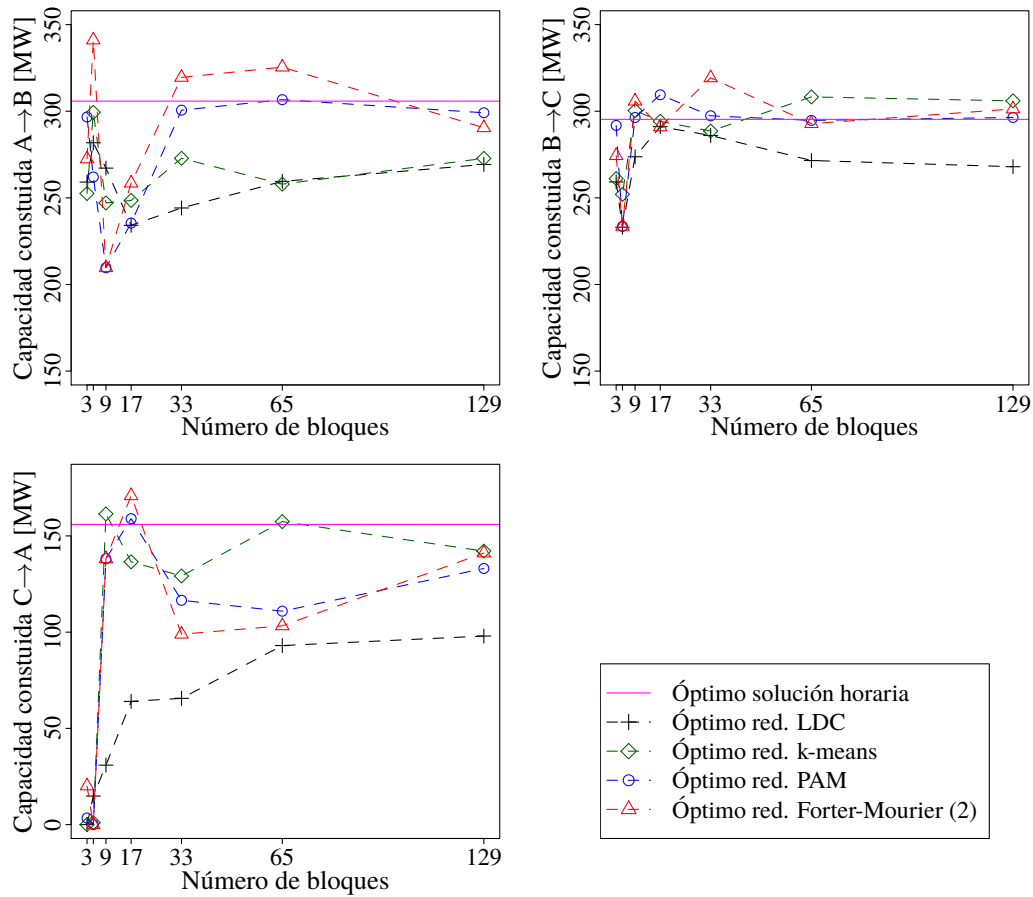


Figura 4.13: Capacidad construida para cada enlace utilizando los distintos métodos de determinación de bloques de carga.

las metodologías k-means, PAM o Forter-Mourier (2) y, más importante aún, no se aprecia una mejora significativa en el error al pasar de 17 a 129 bloques mensuales, pudiendo incluso incrementarse el error. Esto se debe a que las metodologías propuestas pueden cuando mucho poner cotas al error y al incrementar el número de bloques se consigue disminuir la cota, no obstante la solución con menos bloques puede ser mejor que una con más bloques, del mismo modo que en programación estocástica una solución obtenida con menos escenarios (seleccionados desde un gran conjunto de éstos) puede ser mejor que una con mayor número de escenarios¹¹.

¹¹En términos de la teoría de optimización, que tan bueno sea el resultado depende de que tan bien se aproxime el polígono de restricciones con menos bloques/escenarios a una proyección del polígono del problema completo en menos dimensiones, en la zona en que se encuentra el óptimo. En otras palabras, se requeriría de una metodología que dependa de la estructura del problema a resolver para realizar la reducción de escenarios que permita disminuir en forma consistente el error.

4.6. RESULTADOS DE EXPANSIÓN Y ERRORES INTRODUCIDOS POR LA REPRESENTACIÓN DE DEMANDA EN BLOQUES

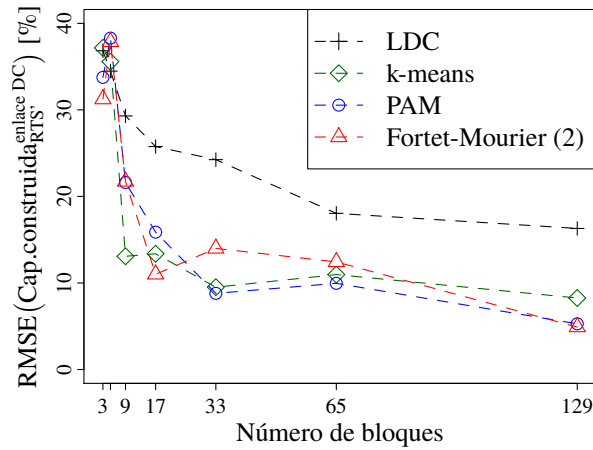


Figura 4.14: Raíz del error cuadrático medio de la capacidad construida en los enlaces DC inter-área, para los distintos métodos de determinación de bloques de carga.

Los errores en las variables de operación también son importantes, desde el punto de vista que permiten comprender mejor lo obtenido en la solución de expansión. Desde el punto de vista de la transmisión, para lograr buenos resultados de expansión se requiere que la generación se encuentre apropiadamente distribuida entre las distintas áreas del sistema. De hecho, si el sistema de transmisión fuera AC, las inyecciones determinarían por completo los flujos en los enlaces. No obstante, como los enlaces son DC se puede tener indistintamente mayores errores en uno u el otro, como se observa en la figura 4.15. Los errores en general son bajos (están expresados en porcentaje de la generación promedio del sistema), y las diferencias entre los métodos se explican por la misma razón que los errores en la demanda por área y hora; la habilidad que tienen el método LDC y k-means para sobreponerse al ruido en la demanda (que, por supuesto, genera ruido en la generación).

Los resultados de los flujos por los enlaces son causa y consecuencia de los resultados de expansión. Así, si se observa las curvas de duración de flujo de la figura 4.16 se notará que todas tienen horas de saturación en su capacidad máxima, la cual es análoga a la existencia de energía no servida en los problemas genéricos de expansión de capacidad. Esto, pues no es económicamente eficiente diseñar las líneas para su demanda máxima de transferencias, sino hasta el punto en que los beneficios que las líneas aportan al sistema (disminución en los costos de operación menos el costo de las líneas) son máximos. Por otro lado, es claro que la correlación entre las demandas juega un papel crucial en el correcto cálculo de los flujos, como puede apreciarse en la curva de duración del enlace C→A, en que aún cuando existe capacidad para que haya flujo positivo en la solución con el método LDC, éste no se presenta debido a las combinaciones de demandas que el método LDC genera.

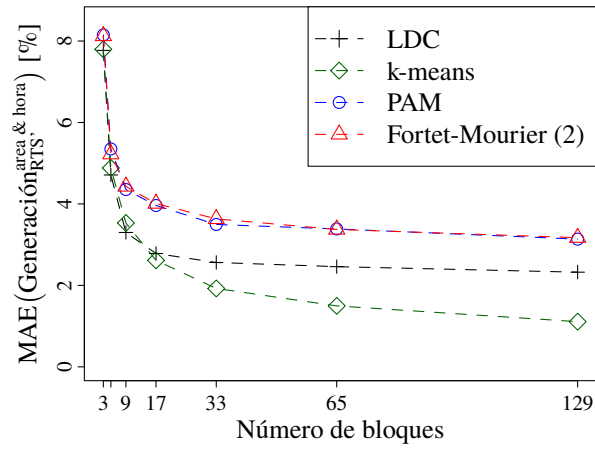


Figura 4.15: Error absoluto medio de la generación por área y hora, para los distintos métodos de determinación de bloques de carga.

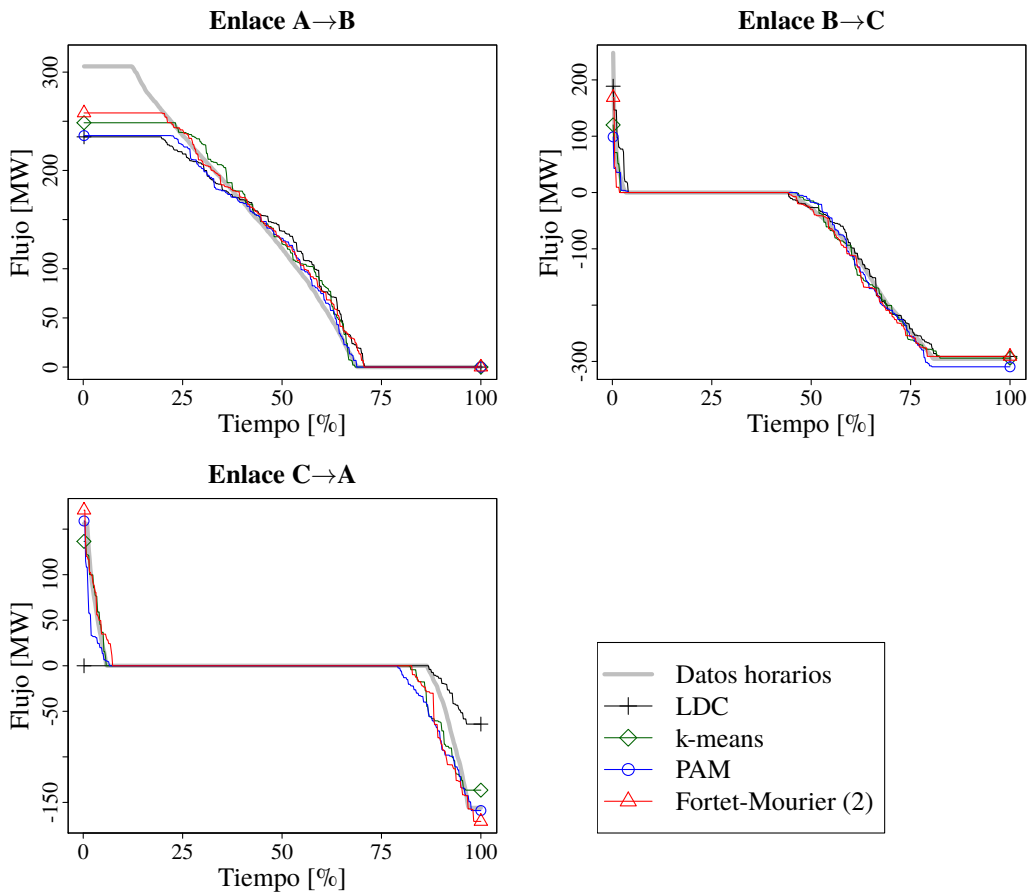


Figura 4.16: Curvas de duración flujo anuales por cada enlace y aproximación lograda con 9 bloques mensuales, utilizando los distintos métodos de determinación de bloques de carga.

4.6. RESULTADOS DE EXPANSIÓN Y ERRORES INTRODUCIDOS POR LA REPRESENTACIÓN DE DEMANDA EN BLOQUES

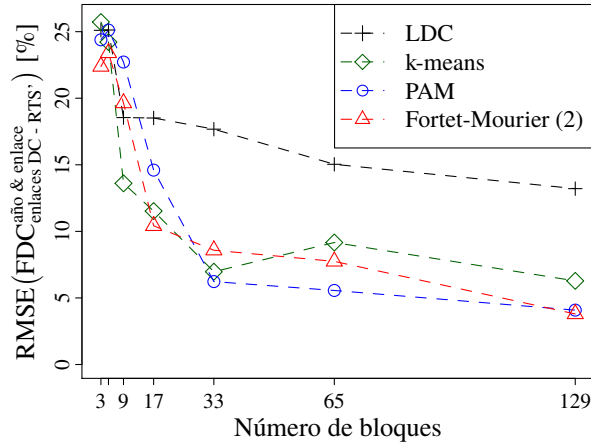


Figura 4.17: Raíz del error cuadrático medio en las curvas de duración de flujo anuales para los distintos métodos de determinación de bloques de carga.

Los errores en las curvas de duración de flujo, que se muestran como el RMSE expresado como porcentaje de la transferencia media absoluta entre las áreas, son casi fiel reflejo de los errores en la capacidad construida. Vale decir que en el caso de los flujos los errores que se comete al utilizar el método LDC pueden ser reducidos a menos de un tercio si se utilizan las metodologías que sí consideran la espacialidad de la demanda. En las curvas de duración de flujo, además, el desempeño de los métodos PAM y Fortet-Mourier (2) es más estable que en el caso de la capacidad, siendo el error decreciente con el número de bloques, sin embargo, no ocurre lo mismo con el método k-means, lo cual se explica por un motivo distinto que el de la capacidad construida; las curvas de duración de flujo re-ordenan los datos de flujo, ignorando la simultaneidad de los flujos en el sistema, por lo que los errores son distorsionados. Aún así, desde el punto de vista de la expansión de la capacidad de transmisión, las curvas de duración de flujo son mucho más indicativas de la situación puesto que como se vio en la sección 2.2.2 las decisiones de inversión se toman sobre un intervalo τ más largo que el de operación t , no importando desde este punto de vista el orden en que se presenten los flujos, siempre y cuando estos se presenten (lo que si depende de la simultaneidad de la demanda).

Si se grafica el error en los flujos sin re-ordenarlos, se obtiene las curvas de la figura 4.18 (el MAE se expresa en porcentaje de la transferencia media absoluta entre las áreas). Se aprecia en este caso que los errores disminuyen en forma consistente, siendo k-means la mejor metodología en este aspecto, por las mismas razones que lo es en la demanda y la generación. El método LDC da lugar a los mayores errores, aunque las diferencias no son tan elevadas como cuando se considera la curva de duración.

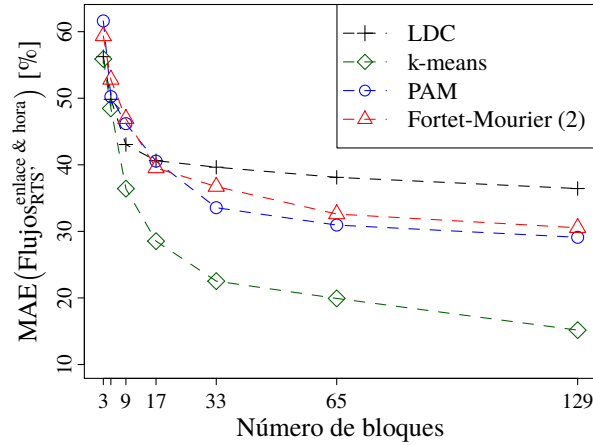


Figura 4.18: Error absoluto medio en los flujos por enlace y hora para los distintos métodos de determinación de bloques de carga.

Resta analizar, por completitud, el desempeño de las distintas metodologías en la representación de los precios del sistema. Debe tenerse presente que los precios son soluciones al problema dual, por lo que su representación satisfactoria puede no necesariamente coincidir con la representación de las variables del problema primal (capacidades, inyecciones y flujos).

Las curvas de duración de precio obtenidas en la solución usando la demanda horaria se presentan en la figura 4.19. Puede apreciarse que los precios rondan los 120 US\$/MWh, que corresponden al precio de las centrales de GNL en el sistema y que se presentan unas pocas horas de energía no servida. En las horas de menor demanda, el sistema puede ser abastecido por las centrales hidroeléctricas, nucleares y unas pocas de carbón, lo cual explica que el precio alcance los 30US\$/MWh.

El error de las distintas metodologías en las curvas de duración de precio se caracteriza mediante su MAE expresado como porcentaje del precio promedio real del sistema, el cual se presenta en la figura 4.20. El comportamiento relativamente errático de los errores se debe en este caso a que las horas en que el sistema presenta energía no servida son escasas y un error en esa zona de la curva de duración de precio pesa mucho dado el costo de falla utilizado. Luego, cuando las metodologías PAM y Fortet-Mourier (2) no seleccionan configuraciones de demanda que provoquen energía no servida (no necesariamente corresponden al *peak* de demanda), los errores cometidos se ven fuertemente amplificados. Fuera de eso, los métodos LDC y k-means presentan un mejor desempeño en el precio, debido probablemente a que seleccionan el centroide del bloque como su representante lo cual les permite representar adecuadamente la demanda a pesar del ruido introducido en ella (los bloques de demanda que pueden ocasionar energía no servida son en general pequeños, por lo que el ruido puede alterar fuertemente los representantes

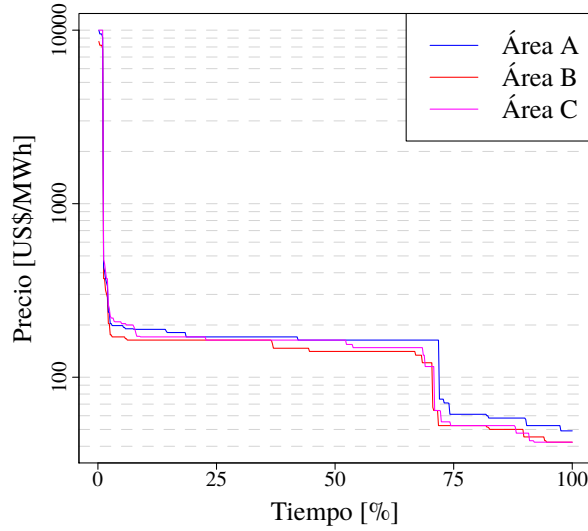


Figura 4.19: Curvas de duración de precios por área de la solución horaria del problema de determinación de capacidad óptima.

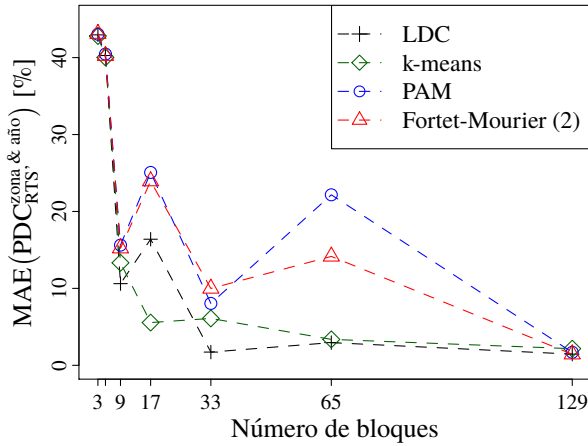


Figura 4.20: Error absoluto medio en las curvas de duración de precio anuales para los distintos métodos de determinación de bloques de carga.

escogidos por PAM y Fortet-Mourier (2)).

4.7. Comentarios y conclusiones parciales

Los análisis efectuados en este capítulo sobre el problema de dimensionamiento óptimo de la interconexión de áreas (que en la realidad corresponden a sistemas aislados) con distintos husos horarios, apuntaron a que una adecuada representación de la demanda debía considerar la

dispersión existente entre las demandas de las distintas áreas. Los resultados obtenidos mediante la aplicación de cuatro metodologías de construcción de bloques de demanda al problema de dimensionamiento sobre el sistema RTS'96 modificaron esta presunción teórica.

Todas las metodologías que consideran la espacialidad en la representación de la demanda exhibieron mejores resultados de expansión y operación que la aproximación por bloques de la curva de duración de demanda, usualmente utilizada en problemas de expansión de SEP. El método LDC para la construcción de los bloques llevó a la sub-estimación de la capacidad de transmisión óptima en cada uno de los enlaces, debido a que sobre-estima la correlación de las demandas entre las distintas áreas representando las demandas como si estuvieran en fase, cuando en realidad se encuentran desfasadas. Las metodologías propuestas k-means, PAM y Fortet-Mourier (2) capturan la real dispersión de los datos de demanda, representando en mejor forma la correlación lo que lleva a resultados más cercanos a los óptimos reales del problema de expansión.

No aparecieron diferencias claras en el desempeño de las tres metodologías propuestas en lo que respecta a resultados de expansión, sin embargo, en cuanto a la operación el algoritmo k-means logró resultados con un menor error que sus homólogos.

En otro aspecto, el número apropiado de bloques para representar la demanda mensual en problemas de expansión de transmisión con demandas no fuertemente correlacionadas, a la luz de los resultados obtenidos, debiera ser siempre mayor a cinco a fin de poder capturar al menos en parte la estructura de los datos de demanda.

Finalmente, si se tuviera que escoger una metodología para realizar la construcción de los bloques de demanda en un problema de expansión de transmisión sobre un sistema real, las alternativas de elección serían: k-means, si el modelo es muy sofisticado y sus tiempos de resolución hacen prohibitiva la utilización de muchos bloques; y PAM si el modelo permite utilizar varios bloques por mes, debido a que tiene mejor desempeño en cuanto a los resultados de expansión al utilizar una mayor cantidad de bloques y a las propiedades de estabilidad que posee en virtud de su coincidencia reducción de escenarios con la métrica de Fortet-Mourier de orden 1.

Capítulo 5

Operación de mediano plazo del Sistema Interconectado Norte Grande considerando niveles elevados de penetración eólica

5.1. Descripción del problema

La optimización de la operación de mediano plazo de sistemas eléctricos con alta penetración de ERNC, en general, es un problema abierto en la actualidad. Esto se debe a que la más importante de todas las características que comparten las ERNC es su fuerte variabilidad en ciclos rápidos, por lo común diarios, la cual obliga a mantener un grado de reserva importante y tomar resguardos frente a las rampas y otras restricciones de operación que no son consideradas en la resolución no cronológica utilizada tradicionalmente en el mediano y largo plazo. La alternativa utilizada para salvar este problema ha sido realizar las simulaciones de operación en forma cronológica para varias realizaciones posibles de la generación eólica (datos sintéticos). Es importante en estos casos el uso de varias realizaciones, debido a que el predespacho puede variar fuertemente en función de las distintas dinámicas posibles para la generación eólica.

No obstante que la alternativa de resolución cronológica funciona bastante bien, los tiempos de simulación requeridos son prohibitivos en modelos complejos, más aún si se piensa en utilizar el modelo para llevar a cabo la optimización de expansión. Dado que a nivel de planificación y operación de largo-mediano plazo no interesa obtener el detalle del predespacho, puede emplearse una representación cronológica reducida conjunta de la demanda y la generación eólica, que dé lugar a una resolución aproximada del predespacho utilizando un “paso variable” [50].



Figura 5.1: Sistema de ejemplo de dos nodos, para explicar el efecto de la generación eólica sobre el sistema.

Ya sea que se utilice una resolución cronológica o no cronológica, la adecuada representación de la demanda y la generación eólica juegan un rol fundamental en la calidad de los resultados obtenidos. El enfoque más utilizado en este sentido corresponde a la construcción de bloques de demanda a partir de la demanda neta, es decir, la demanda total menos la generación ERNC total. Esta técnica se basa – al igual que la construcción de bloques a partir de la curva de duración de demanda – en la idealización de un sistema uninodal en que por supuesto la demanda y la generación ERNC tienen el mismo lugar en el sistema y en la matriz de restricciones; su diferencia corresponde al RHS de la ecuación de balance de potencia, luego es natural proponer la determinación conjunta de la representación de estas variables. No obstante, en un sistema multinodal como el de la figura 5.1, la generación eólica aparece solo en algunos nodos del sistema, desplazándose por el sistema de transmisión hacia los principales centros de consumo, lo cual sugiere la utilización de metodologías que consideren la espacialidad del sistema en conjunto usando la demanda neta por barra para determinar la representación adecuada de ambas variables.

En particular, en casos de sistemas con demandas de naturaleza predominantemente industriales en que la variabilidad de la demanda es muy baja, la variabilidad de la generación ERNC se torna aún más importante, desde el punto de vista que pasa a ser la variable que explica las mayores variaciones en los RHS de balance de potencia y, por ende, la que hace variar en mayor medida los flujos en las líneas del sistema. Así, en el sistema de ejemplo de la figura 5.1, si la demanda de la industria es constante y la otra carga es despreciable frente a la industria, en ausencia de generación eólica los flujos por las líneas son constantes, mas al incluir la generación eólica en el despacho los flujos comienzan a variar adaptándose a las variaciones del viento. Por tanto, resultaría clave considerar al menos de forma simplificada la generación eólica al momento de construir los bloques para la simulación de la operación.

Dado que los ciclos de generación ERNC, en general, no se encuentran en fase con los ciclos de demanda, la inyección de potencia ERNC al sistema ocasiona un desfase entre las

demandas netas de las barras, incrementando la diversidad y dispersión entre las demandas netas de las distintas barras. Por lo tanto, es razonable esperar que las técnicas que sólo consideran la demanda neta total induzcan fuertes errores en los flujos de potencia por las líneas cercanas a los puntos de inyección de generación eólica y que la correlación/dispersión¹ entre las demandas netas tengan un rol primordial en la adecuada representación de la generación eólica y demanda, en forma análoga a lo que ocurre en el caso de estudio del capítulo 4.

En este capítulo se estudia el problema de representar adecuadamente la demanda y la generación de proyectos eólicos en el SING para estudios de operación de mediano y largo plazo. Se comparan cinco metodologías para representar en forma simplificada la demanda y la generación eólica: aproximación por bloques de la curva de duración de carga o método LDC, aproximación por bloques de la curva de duración de carga neta o método LDC neta, k-means, PAM y Fortet-Mourier (2).

La operación se simula en forma no cronológica por simplicidad, no obstante, los resultados en cuanto a las mejoras obtenidas por metodologías de representación más complejas son perfectamente extensibles a la resolución cronológica de paso variable. El capítulo se estructura como sigue:

- En la sección 5.2 se resumen brevemente las características del modelo del SING utilizado en este estudio.
- La sección 5.3 describe las características de la demanda y del potencial eólico (proyectos) en el SING.
- Las secciones 5.4 y 5.5 entregan detalles sobre la construcción de los bloques de carga y generación eólica usando distintas metodologías, junto con sus errores en la representación de ambas variables.
- En la sección 5.6 se presentan los resultados de operación del SING con distintos niveles de penetración eólica, junto con los errores inducidos en las variables de operación por las distintas metodologías de representación de demanda y generación eólica.
- Por último, en la sección 5.7 se exponen los comentarios y conclusiones parciales del presente capítulo.

El trabajo desarrollado en este capítulo se realizó en el marco del proyecto FONDECYT 11110502 “Evaluating the contribution to power system adequacy of intermittent generation”.

¹Por correlación, en general, se entiende que los datos se encuentran relacionados por alguna función monótona, mientras que la dispersión implica que dicha función monótona no existe.

5.2. Modelo de operación del SING

Esta sección presenta un breve resumen de las características del modelo del SING utilizado. La descripción completa del modelo se encuentra en el anexo C.

El modelo del SING utilizado en este estudio se basa en el modelo elaborado por la Dirección de Operación del CDEC-SING para realizar la programación semanal, el cual se encuentra implementado en PLEXOS. A este modelo se le añaden las obras propuestas en el plan indicativo de la CNE al año 2015, junto con hacer crecer la demanda y escalar los precios de los combustibles de acuerdo a los parámetros señalados en el informe de la Fijación de Precios Nudo de Abril de 2012 SING [133]. Adicionalmente, se convierten las líneas que representan transformadores entre 220kV y 110kV en objetos de la clase transformadores, lo que permite relajar las restricciones de transmisión bajo 220kV para evitar congestiones en subtransmisión (no se incluyen obras que modifiquen el sistema de subtransmisión).

Se introducen dos potenciales desarrollos eólicos en el sistema, uno en la zona sur costa del SING (en los alrededores de Mejillones) denominado “Wind Coast”, de factor de planta 38 %, que se conecta a la barra “OHIGGINS220” y un segundo proyecto en la zona centro norte del SIC (en torno a Calama) denominado “Wind Interior”, de factor de planta 49 %, que inyecta en la barra “CALAMA100”. Los perfiles de generación son obtenidos de series sintéticas, desarrolladas en base a los perfiles de viento contenidos en la Campaña de Prospección Eólica en el Norte de Chile [134] y las curvas viento potencia para parques eólicos contenidas en [135, 136]. Cada proyecto es asumido de 400MW, por lo que el sistema funcionando con ambos proyectos tiene un nivel de penetración eólica del 17 % en términos de energía.

El modelo resultante se compone de 88 nodos, 111 líneas de transmisión, 18 transformadores y 46 generadores. Sobre este modelo del SING, PLEXOS formula el problema de operación (de un sistema puramente térmico) según se describe en la sección 2.2.1, el cual es resuelto posteriormente utilizando XPress. Las simplificaciones hechas son las usuales en los modelos de operación de mediano-largo plazo, i.e.: el consumo de combustible en los generadores térmicos es modelado como una relación lineal con la energía producida, se calcula el flujo de potencia en continua, las variables de predespacho se linealizan, y las restricciones inter-temporales de encendido y apagado son despreciadas.

5.3. Características de la demanda y del potencial eólico en el SING

El SING se caracteriza por tener una demanda fuertemente industrial, dada por el consumo de la gran minería que opera en forma continua 24/7 (24 horas, 7 días a la semana), lo que

5.3. CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA Y DEL POTENCIAL EÓLICO EN EL SING

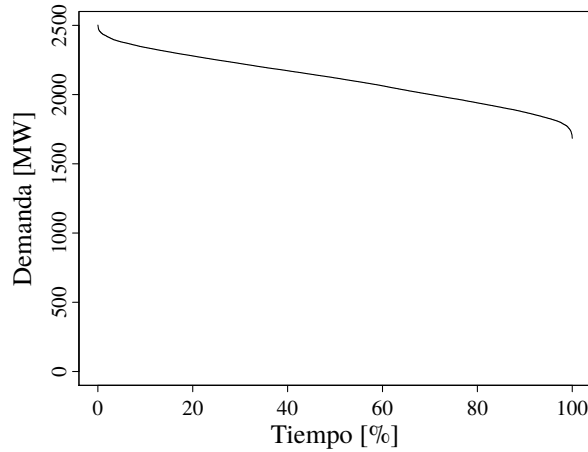


Figura 5.2: Curva de duración de carga del SING proyectada al año 2015.

ocasiona que la demanda presente muy poca variabilidad como puede apreciarse en la curva de duración de la figura 5.2. Esta cualidad de la demanda del SING incentiva, desde un punto de vista económico, que el sistema sea operado predominantemente con generadores de base, lo que en la operación real le ha significado dificultades de estabilidad de frecuencia al sistema.

No obstante la baja variabilidad observada, año a año se puede apreciar una tendencia al alza hacia los últimos meses, como se observa en la figura 5.3, el cual viene dado tanto por el crecimiento de la demanda como por los incentivos al cumplimiento de metas de producción minera, que hacen que la demanda se incremente hacia diciembre. La variabilidad intra-mensual es también baja, como puede verse en lo compacto de las cajas, mientras que la distancia entre los bigotes se encuentra alrededor de 400MW en un sistema cuya demanda media es de 2111MW, lo que implica que las curvas de duración mensuales solo presentan una diferencia de alrededor de un 19 % entre la punta y la demanda mínima.

Por otra parte, las variaciones diarias en la demanda se presentan en forma casi pareja sobre el sistema, es decir, los ciclos de demanda se encuentran en fase y bien correlacionados, por lo que para la operación sin considerar generación eólica se esperaría que el método LDC entregue resultados de similar calidad a los entregados por las metodologías que más complejas que consideran la espacialidad del sistema.

Los potenciales desarrollos eólicos considerados, por su parte, presentan características bastante disímiles entre si. Observando sus histogramas en la figura 5.4, puede apreciarse con claridad que mientras la central “Wind Interior” exhibe un perfil casi simétrico, “Wind Coast” muestra una fuerte asimetría positiva. Estas distribuciones se explican por las condiciones climáticas en las regiones en que se emplazan las centrales, en el interior el viento es relativamente constante a lo largo del día, presentando dos *peaks* dados por la inversión térmica entre el valle

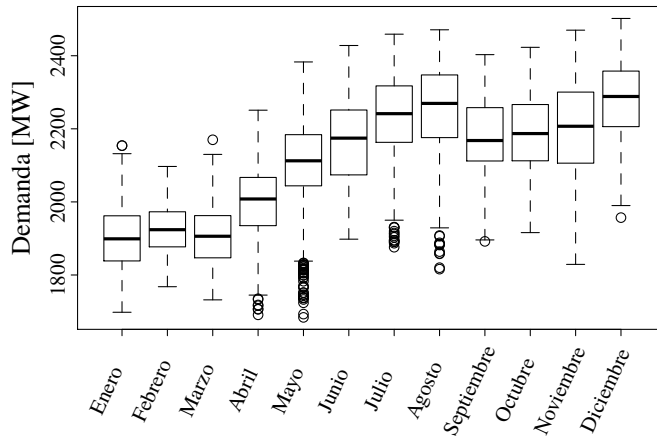


Figura 5.3: Variación intra-anual de la demanda total proyectada para el SING.

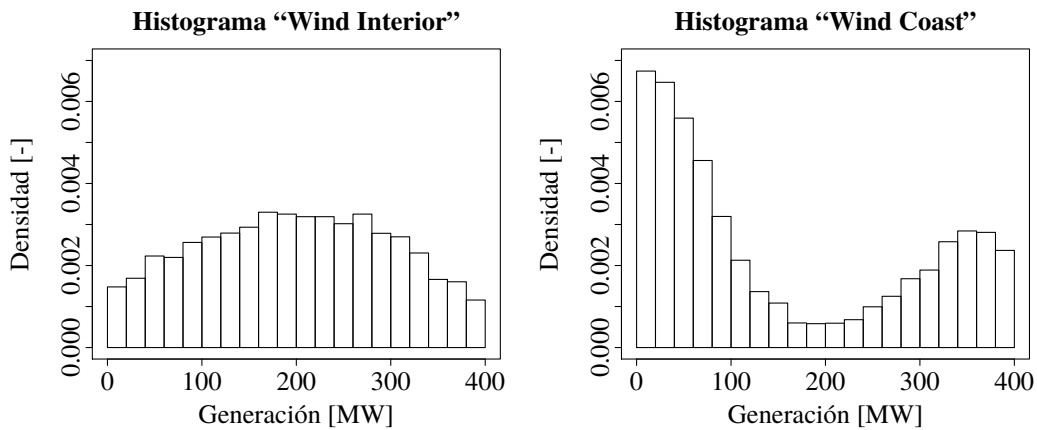


Figura 5.4: Histograma anual de perfiles horarios de generación eólica proyectada.

y los cerros; por otra parte, en la costa el viento sufre fuertes variaciones durante el día, siendo generalmente suave en las mañanas y muy fuerte en las tardes, como puede apreciarse con mayor claridad en la figura 5.5.

Al graficar la demanda media diaria sobre los datos de generación eólica puede observarse que aparentemente “Wind Coast” es capaz de satisfacer los requerimientos del sistema de mejor forma que “Wind Interior”. Este hecho tiene que ver con la suficiencia del sistema y ha sido analizado en trabajos paralelos al aquí presentado [137, 138]².

²En estos trabajos se ha obtenido, como resultado, que a mayor pendiente de los datos de generación eólica respecto a la demanda, más se incrementa la suficiencia del sistema al incluir el desarrollo eólico en el despacho. No obstante, en este caso interesa más la correlación/dispersión de los datos de viento respecto a la demanda, lo cual no debe confundirse con la pendiente.

5.4. DETERMINACIÓN DE BLOQUES DE CARGA Y GENERACIÓN EÓLICA PARA LA SIMULACIÓN DE OPERACIÓN DEL SING

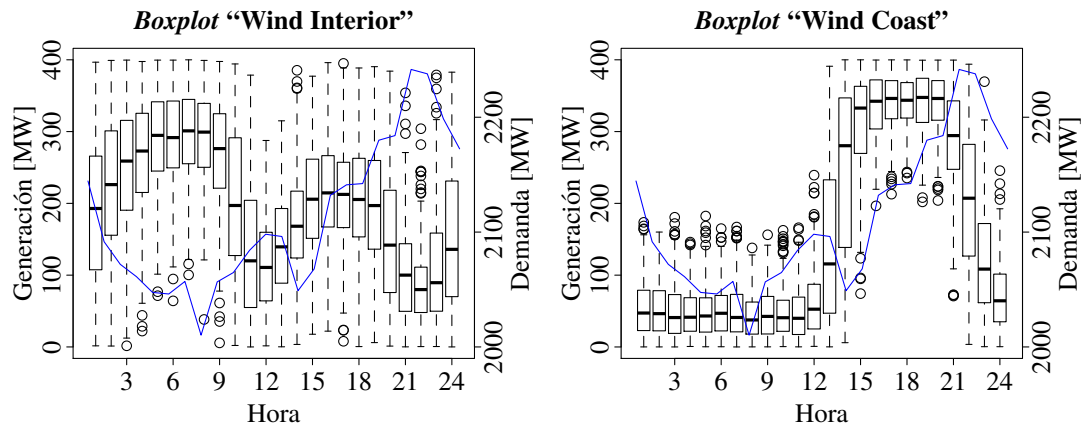


Figura 5.5: *Boxplot* de la generación eólica proyectada por hora, superpuesto con la demanda promedio por hora del SING [138].

La dispersión no puede ser medida mediante el índice de correlación lineal, pues en este caso los perfiles de generación y la demanda son muy diferentes, no existiendo una relación ni siquiera cercana a ser lineal entre ambos. Sin embargo, puede apreciarse que respecto a la generación promedio de cada perfil, los *peaks* positivos y negativos se encuentran casi en contrafase respecto a la demanda media en el caso de “Wind Interior” y desfasado en unas cuatro horas en el caso de “Wind Coast”. A efectos de la dispersión, que los datos se encuentren en contrafase es idéntico a que se encuentren en fase, luego se esperaría que la dispersión debido al desfase de la generación eólica y la demanda sea menor en el caso de “Wind Interior” que con “Wind Coast”. No obstante, la forma del perfil de generación de “Wind Interior” se encuentra mucho más distante de la forma de la demanda que el perfil “Wind Coast”, contrarestando el efecto de los desfases de demanda, y sugiriendo que los métodos LDC y LDC neta inducirán errores similares en ambos casos.

No se evalúa la autocorrelación o correlación cruzada de los desarrollos eólicos, puesto que dichos parámetros no influyen en el estudio realizado en éste capítulo.

5.4. Determinación de bloques de carga y generación eólica para la simulación de operación del SING

La determinación de los bloques de carga y generación eólica mensuales óptimos se realiza utilizando cinco métodos distintos: método LDC, método LDC neta, k-means, PAM y Fortet-Mourier (2), los últimos tres aplicados a la demanda neta por barra. La determinación de los bloques se realiza en cuatro casos de distinto nivel de penetración eólica;

Sin generación eólica (WC-0 & WI-0)

No se incluyen los potenciales desarrollos eólicos en el despacho.

“Wind Interior” 400MW & “Wind Coast” 0MW (WC-0 & WI-400)

Se incluye en el despacho solo el desarrollo eólico en el interior, “Wind Interior”.

“Wind Interior” 0MW & “Wind Coast” 400MW (WC-400 & WI-0)

Se incluye en el despacho solo el desarrollo eólico en la costa, “Wind Coast”.

“Wind Interior” 400MW & “Wind Coast” 400MW (WC-400 & WI-400)

Ambos desarrollos eólicos se incluyen en el despacho.

Para poder aplicar k-means, PAM y Fortet-Mourier (2), la demanda neta por barra se define como un vector según la relación (5.1), donde d_{ij} y g_{ij} corresponden respectivamente a la demanda y generación eólica, durante la hora i en la barra j , y M es el número de barras con carga o generación eólica en el sistema.

$$\hat{\mathbf{d}}_i^{\text{SING}} = \begin{pmatrix} d_{i1} - g_{i1} \\ d_{i2} - g_{i2} \\ \vdots \\ d_{ij} - g_{ij} \\ \vdots \\ d_{iM} - g_{iM} \end{pmatrix} \quad (5.1)$$

El vector $\hat{\mathbf{d}}_i^{\text{SING}}$ se encuentra en el espacio de 57 dimensiones, mas considerarlas todas no es necesario ya que por ejemplo algunas de las cargas son constantes y otras se encuentran perfectamente correlacionadas. Luego, se realiza una reducción de dimensiones mediante PCA estableciendo como criterio que se debe conservar el 99 % de la varianza original en la variable de dimensiones reducidas $\tilde{\mathbf{d}}_i^{\text{SING}}$. Dependiendo del caso de penetración eólica la variable auxiliar $\tilde{\mathbf{d}}_i^{\text{SING}}$ ocupa entre 5 y 9 dimensiones.

Utilizando la demanda total, demanda neta o el vector $\tilde{\mathbf{d}}_i^{\text{SING}}$ según corresponda, se realiza la construcción de los bloques de demanda y generación eólica mensuales utilizando las mencionada metodologías. Como se observa en la figura 5.6 para el caso “WC-400 & WI-400”, las funciones objetivo de selección presentan un comportamiento decreciente con el número de bloques, decayendo más rápidas aquellas en que la función objetivo incluyó términos cuadráticos (métodos LDC, LDC neta y k-means). El número de bloques a utilizar se establece como la serie 3,5,9,17,33,65 y 129 ($\{2^n + 1, n \in \mathbb{N}\}$), para así asegurar diferencias significativas entre

5.4. DETERMINACIÓN DE BLOQUES DE CARGA Y GENERACIÓN EÓLICA PARA LA SIMULACIÓN DE OPERACIÓN DEL SING

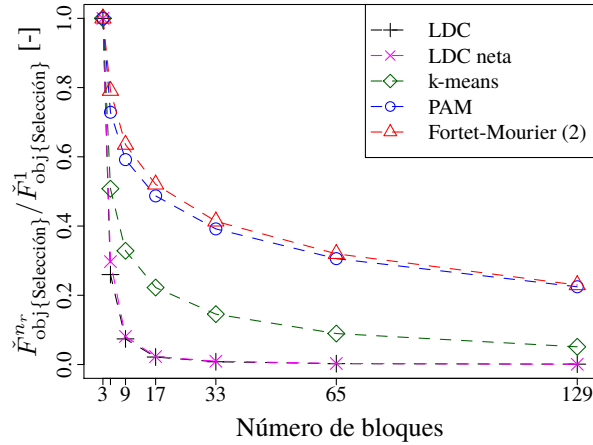


Figura 5.6: Mejora relativa en la función objetivo de determinación de bloques, en función del número de bloques de carga y generación eólica. Caso “Wind Interior” 400MW & “Wind Coast” 400MW.

los desempeños con distinto número de bloques y “cubrir” un mayor espectro de la cantidad de bloques posible $\{1, 2, 3, \dots, 744\}$.

Los bloques de demanda construidos con las distintas metodologías pueden visualizarse mediante las curvas de duración de demanda que cada conjunto de bloques por mes genera³. Así, por ejemplo, en la figura 5.7 se presenta las curvas de duración del mes de mayo, para los distintos métodos y distinto número de bloques. Puede apreciarse que aún con tres bloques, las diferencias entre los métodos de construcción de los bloques son importantes, diferencias que se mantienen al incrementar el número de bloques. Esto se debe a que la demanda del SING es muy plana, y como consecuencia casi toda la variabilidad presente en las variables de selección como la demanda neta o $\tilde{d}_i^{\text{SING}}$ se ve explicada por la generación eólica. Luego, en el caso particular del SING, todas las metodologías de construcción de bloques a excepción del método LDC son muy sensibles a variaciones en la generación eólica, ya sea en la ubicación, capacidad instalada, u otra.

Esta sensibilidad puede apreciarse con claridad al observar las curvas de duración de demanda generadas con los bloques construidos por el método LDC neta y PAM, frente a los casos sin generación eólica y con ambos desarrollos eólicos, figura 5.8.

El método LDC, al no ser capaz de adaptarse a cambios en la generación eólica, se encuentra en clara desventaja frente a las demás metodologías. Así, por ejemplo, en las curvas de duración de la figura 5.8, el método LDC daría en todos los casos una curva idéntica a la obtenida por le

³No debe confundirse el construir los bloques mediante la curva de duración de demanda (método LDC), con visualizar los bloques construidos mediante una metodología cualquiera a través de la curva de duración de demanda.

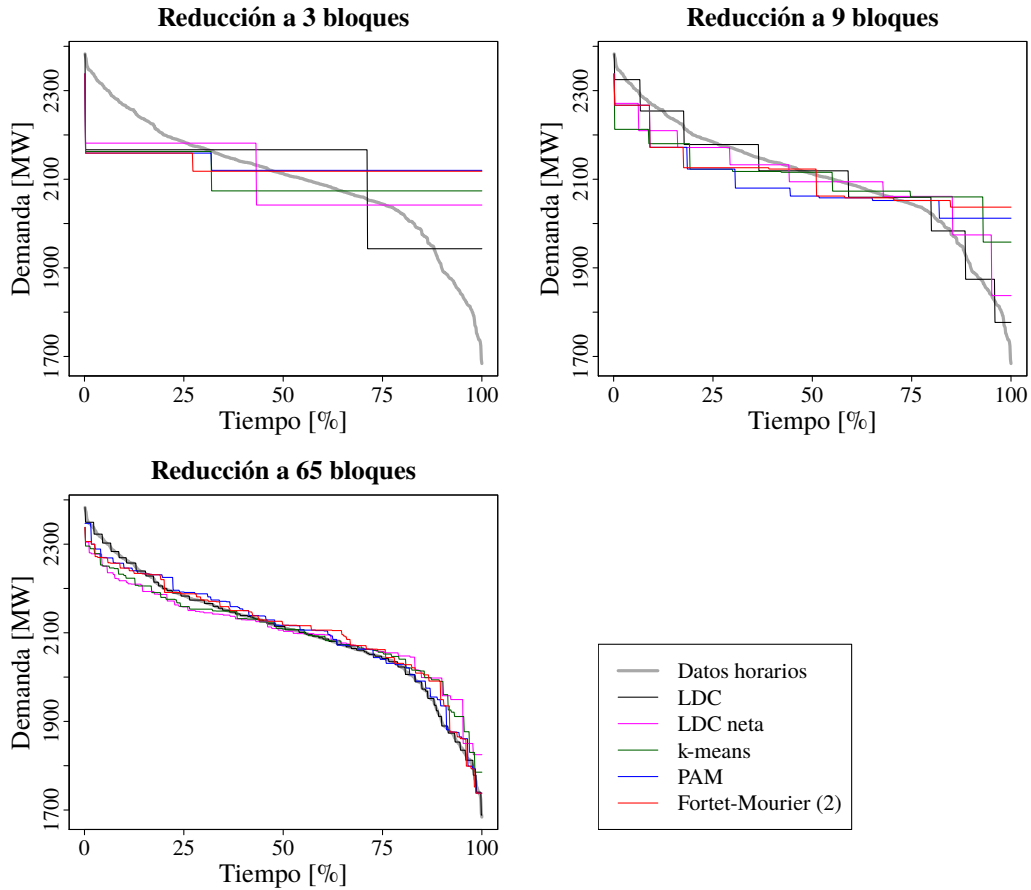


Figura 5.7: Aproximación por bloques de la curva de duración de carga del SING en el mes de mayo mediante distintos métodos de determinación y número de bloques. Caso “Wind Interior” 400MW & “Wind Coast” 400MW.

método LDC neta para el caso sin generación eólica, aún cuando las variaciones en la generación eólica oscilen sobre 800MW mes a mes, mientras que la demanda lo hace en un rango de 400MW.

5.5. Errores en representación de demanda y generación eólica

La representación por bloques de la demanda y la generación eólica puede evaluarse tanto desde el punto de vista de cada variable por separado, como también considerando ambas variables como un todo a través de la demanda neta definida según la relación (5.1).

La forma más usual de visualizar la demanda en sistemas en que ésta varía en forma simultánea en todo el sistema es a través de las curvas de duración mensuales que generan los bloques

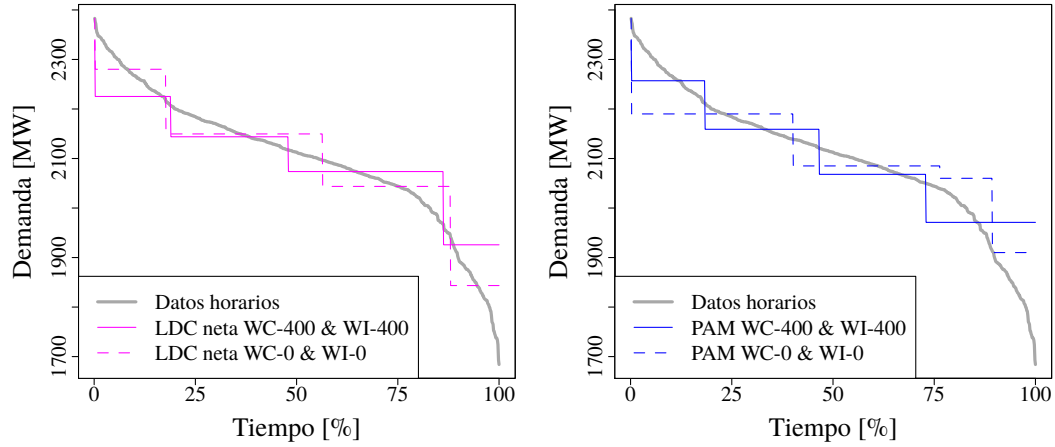


Figura 5.8: Aproximación por bloques de la curva de duración de carga del SING en el mes de mayo para distintos niveles de penetración eólica.

construidos, las cuales ya fueron presentadas para algunos casos en las figuras 5.7 y 5.8. Luego, los errores en la demanda pueden medirse como el MAE de las curvas de duración de demanda mensuales presentado en la figura 5.9 (para el caso WC-400 & WI-400), en que se aprecia que si sólo se considera el error en las curvas de duración de demanda el método LDC es el que tiene el mejor desempeño, lo que no es sorpresa alguna puesto que el objetivo de este método es precisamente minimizar esta medida de error. No obstante, los errores conseguidos por todas las metodologías son muy bajos, si se considera que la demanda media es 2111MW, un error de 80MW implica menos de un 4 %.

Las metodologías k-means, PAM y Fortet-Mourier (2) exhiben un mejor comportamiento que el método LDC neta para representaciones con un número elevado de bloques, lo que muestra que los primeros métodos tienen mejores propiedades de convergencia hacia la demanda real.

Por otra parte, los perfiles de viento suelen tratarse como distribuciones de probabilidad, por lo que evaluar el desempeño de las distintas metodologías en cuanto a cómo aproximan los momentos de la distribución de generación eólica pareciera ser lo más apropiado. Las evaluaciones de los errores se realizan para el caso “Wind Interior” 400MW & “Wind Coast” 400MW.

Para el generador “Wind Interior”, dado que su distribución es simétrica, basta con evaluar el error en los primeros dos momentos para hacerse un panorama de calidad de la aproximación, los cuales se presentan en la figura 5.10⁴. Puede apreciarse que los métodos LDC, LDC neta y k-means aproximan en forma perfecta el primer momento (promedio), lo que se debe a

⁴La notación de los momentos se describió en el capítulo 3, no obstante, por comodidad se replica aquí; $\mu_{var}^{(\hat{x},n)}$ indica el momento de orden n centrado en \hat{x} , de la variable var .

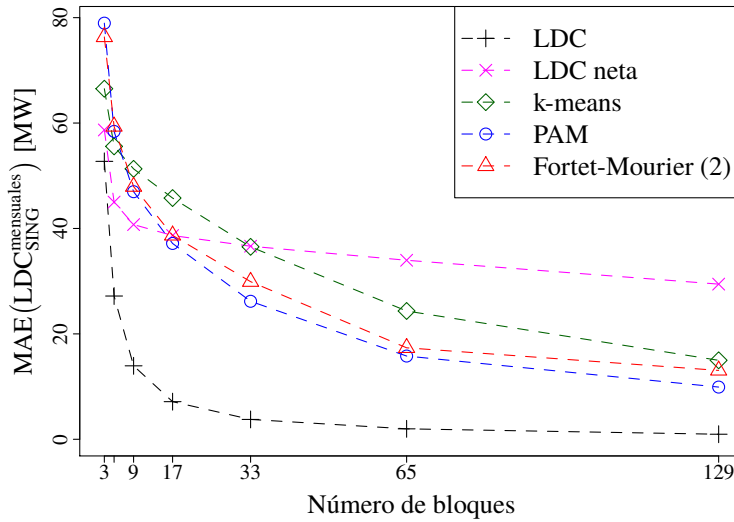


Figura 5.9: Error absoluto medio en las curvas de duración mensuales de carga del SING con distintos métodos de determinación de bloques.

que los representantes de los bloques construidos con estos métodos corresponden a los centroides de los elementos en los bloques, luego se puede demostrar que los promedios de los bloques serán idénticos a los promedios de los datos. PAM y Fortet-Mourier(2) utilizan datos como representantes de cada bloque (medoides), por lo cual el promedio de los bloques solo coincidirá exactamente con el real en casos especiales. En el segundo momento puede apreciarse con claridad las capacidades que tienen los algoritmos que trabajan sobre las demandas netas por barra para representar la variabilidad de la generación eólica, superando largamente a las metodologías usadas actualmente, incluida el método LDC neta.

De la generación de “Wind Coast” se requiere evaluar los errores en los cuatro primeros momentos para darse una idea de la calidad de la aproximación a la distribución probabilística, los cuales se presentan en la figura 5.11, puesto que la distribución es asimétrica y se aleja bastante de la normal. Puede apreciarse el mismo comportamiento exhibido para “Wind Interior” en todas las metodologías con respecto al primer momento. En los momentos de orden dos y más elevado, se hace evidente la superioridad de los métodos basados en la demanda neta por barra para representar la verdadera estructura de los datos de generación eólica, junto con que la representación construida usando el método LDC neta da lugar a un mayor error que en el caso de “Wind Interior”. Lo último, puede deberse a dos factores; uno es la distribución bimodal y asimétrica de los datos de generación eólica en “Wind Coast”, y el otro es el desfase de 3 horas con la demanda, que incrementa la variabilidad, a un punto en que el método LDC neta no es capaz de representar.

5.5. ERRORES EN REPRESENTACIÓN DE DEMANDA Y GENERACIÓN EÓLICA

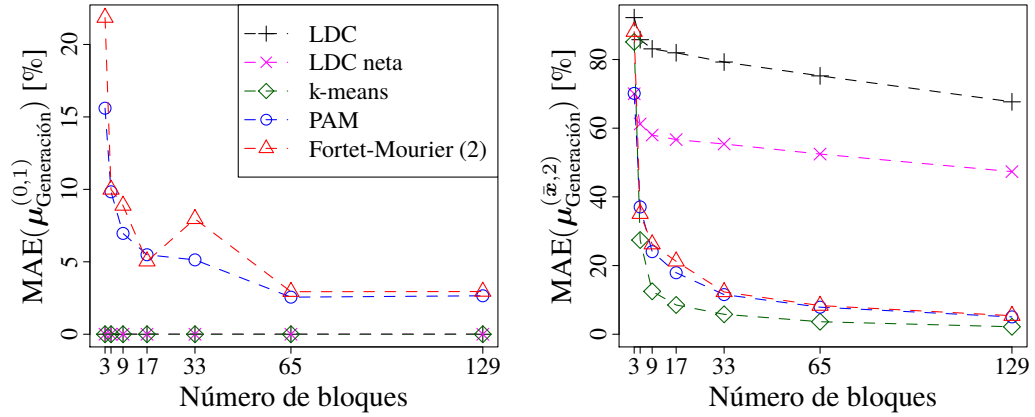


Figura 5.10: Error absoluto medio en los momentos estadísticos de generación horaria por mes de “Wind Interior”.

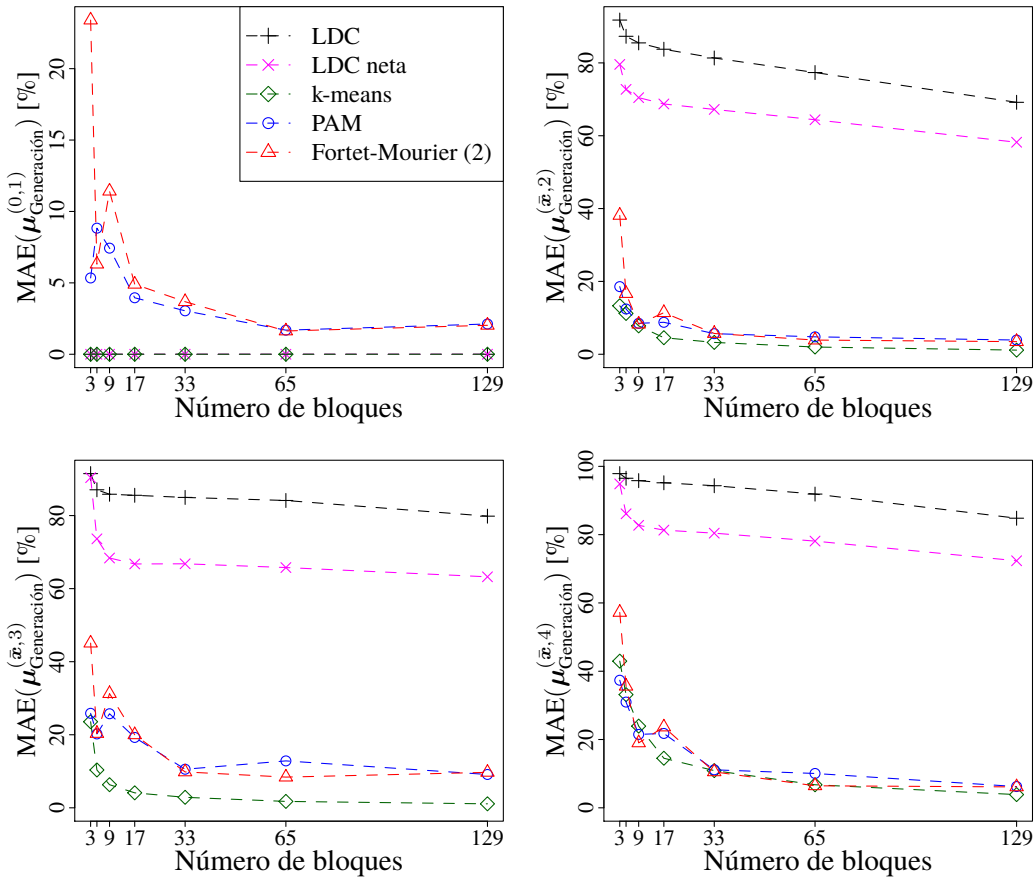


Figura 5.11: Error absoluto medio en los momentos estadísticos de generación horaria por mes de “Wind Coast”.

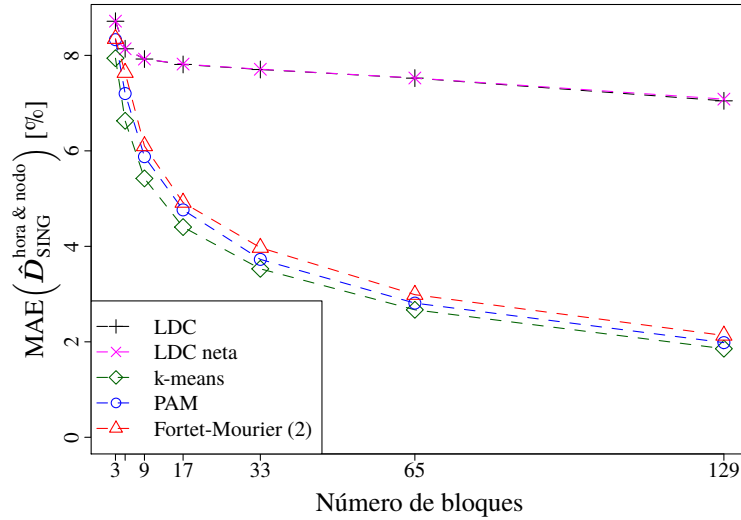


Figura 5.12: Error absoluto medio en la demanda neta horaria por barra del SING con distintos métodos de determinación de bloques, sin considerar desarrollo de generación eólica.

Los errores en la demanda neta por barra – variable conjunta que describe los RHS de los balances de potencia por nodo en el problema de operación – pueden medirse directamente mediante el MAE de $\hat{D}_{\text{SING}}^{\text{hora \& nodo}} = \{\hat{d}_i^{\text{SING}}, \forall i \in I_{\text{año}}\}$, expresado como porcentaje de la demanda neta promedio por barra, que se presenta en la figura 5.12 para el caso sin generación eólica y en la figura 5.13 para el caso “Wind Interior” 400MW & “Wind Coast” 400MW. En ambos casos se aprecia una clara diferencia entre las metodologías que sí consideran la espacialidad de los datos de demanda y aquellas que sólo se basan en variables totales. Para el caso WC-400 & WI-400, los errores de todas las metodologías se incrementan por una parte debido a la mayor variabilidad en los datos debida a la entrada de los desarrollos eólicos, como también debido a que la base sobre la que se expresan los porcentajes disminuye al disminuir la demanda neta del sistema. Por otra parte, es interesante observar que la convergencia de los métodos LDC y LDC neta hacia la demanda real es bastante pobre (en este caso, un MAE nulo indica que las distribuciones vectoriales de los bloques y los datos horarios son equivalentes), no descendiendo aún con un número de bloques tan elevado como 129.

Para finalizar la comparación de las metodologías de construcción de bloques (en lo que respecta a representación de demanda y generación eólica) resta evaluar uno de los aspectos más importantes: el error en la dispersión entre las demandas netas por barra. Conforme a lo indicado en secciones anteriores, se utiliza la matriz de covarianzas Σ como medida de dispersión y se calcula el RMSE sobre las aproximaciones dadas por los conjuntos de bloques, expresado en porcentaje de la norma Frobenius de la matriz de covarianzas real, que para el caso WC-400 & WI-400 da lugar a los errores presentados en la figura 5.14. Las diferencias entre las metodolo-

5.5. ERRORES EN REPRESENTACIÓN DE DEMANDA Y GENERACIÓN EÓLICA

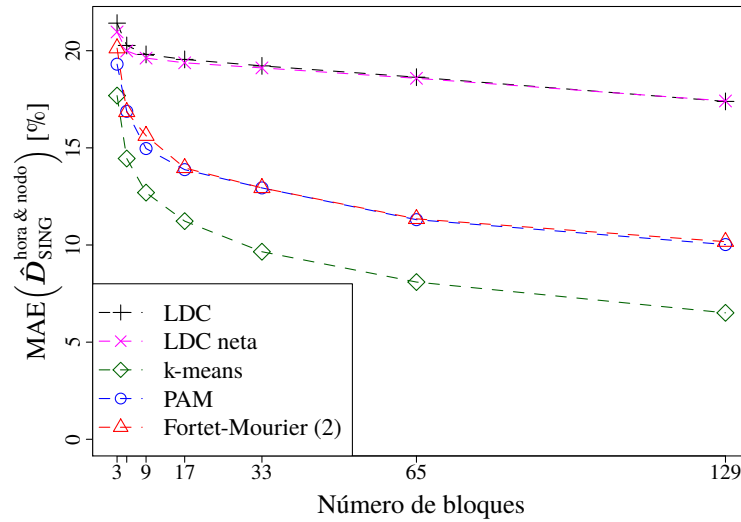


Figura 5.13: Error absoluto medio en la demanda neta horaria por barra del SING con distintos métodos de determinación de bloques, considerando desarrollo de generación eólica.

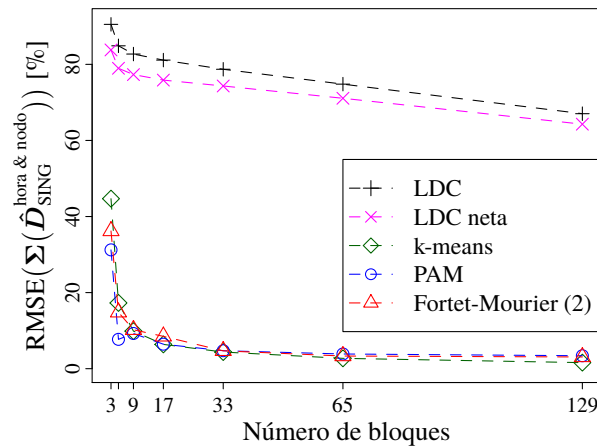


Figura 5.14: Raíces de los errores cuadráticos medios en la matriz de covarianzas de la demanda neta por barra del SING, considerando desarrollo de generación eólica.

gías basadas en demandas totales y aquellas basadas en la demanda neta por barra son abismales en cuanto a este parámetro, lo que indica (en forma similar a lo descrito en el capítulo 4) que las metodologías basadas en medidas totales no son capaces de capturar la verdadera estructura de los datos, distorsionando las relaciones entre ellos y haciendo parecer que la dispersión existente es mínima.

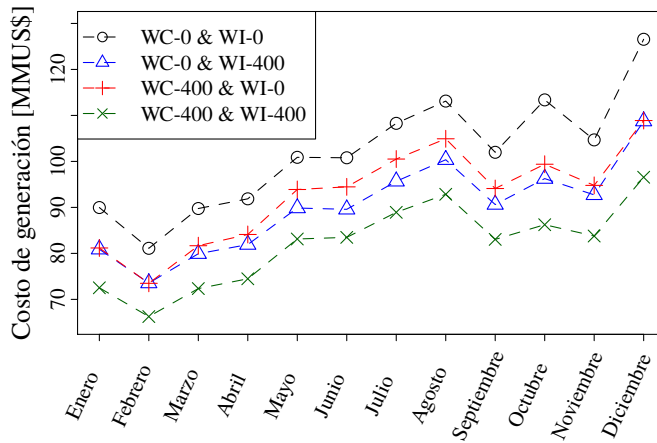


Figura 5.15: Impacto de los distintos niveles y locaciones de generación eólica sobre los costos de generación del SING, resolución horaria.

5.6. Resultados de operación y errores introducidos por resolución en bloques

Utilizando los conjuntos de bloques seleccionados en las secciones anteriores y el modelo del SING descrito en la sección 5.2, se simula la operación del sistema para el año 2015 con distintos casos de desarrollos eólicos. Cada caso de desarrollo eólico tiene diferente impacto sobre el sistema, el cual puede medirse por el impacto en los costos totales de generación de cada caso que se presentan en la figura 5.15. Se observa que el desarrollo de generación eólica en el interior tiene mayor impacto en costos totales del sistema que el desarrollo sobre la costa, lo que se explica por el mayor factor de planta que la central “Wind Interior” posee. Por otra parte, la implementación de ambos proyectos podría reducir hasta en 20MMUS\$ los costos de operación mensuales⁵, lo cual es un claro incentivo para el progreso en la instalación de ERNC en el SING.

Los precios en las barras más importantes del sistema también se ven afectados por la incorporación de la generación eólica, como puede apreciarse en la figura 5.16, en que se muestran los nodos ordenados aproximadamente de norte a sur. En esta figura, además, puede observarse una muestra de los efectos locales y globales de incorporar uno u otro desarrollo eólico al sistema, esto pues los precios del sistema en general disminuyen más al incorporar “Wind Interior” que con “Wind Coast”, no obstante en la barra Domeyko 220 los impactos son casi iguales, debido a que “Wind Coast” se encuentra la misma zona del sistema que dicha barra.

En lo que respecta a la evaluación de las metodologías de construcción de bloques, resulta

⁵Sin considerar restricciones inter-temporales de generadores térmicos.

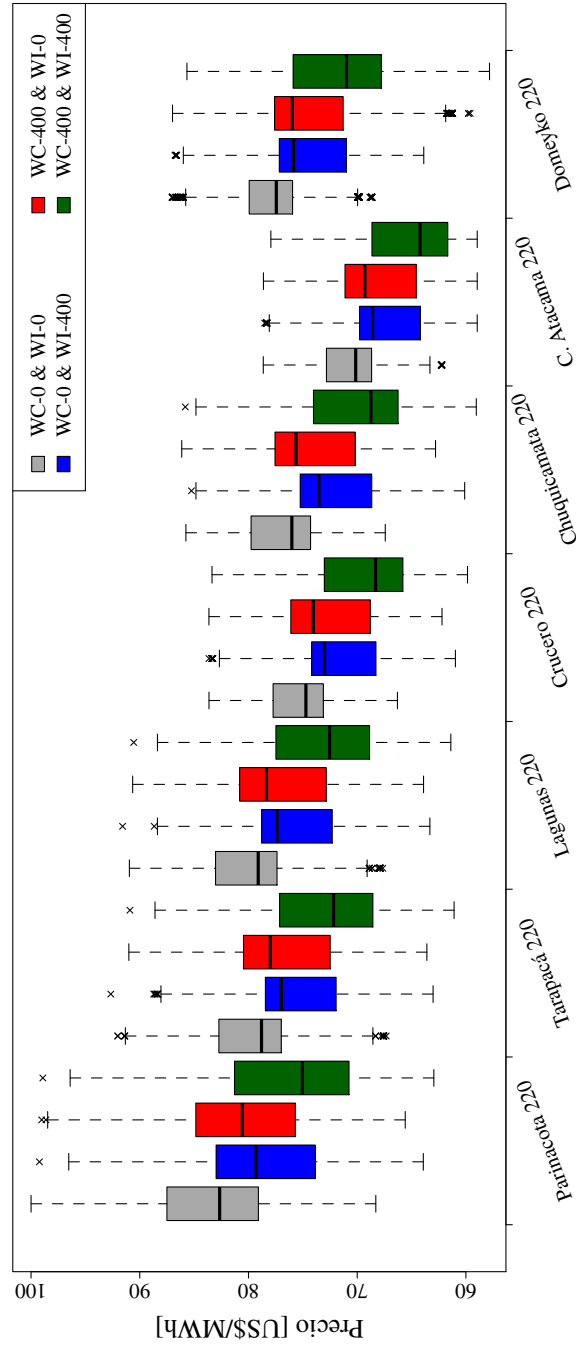


Figura 5.16: *Boxplot* anual de precios horarios por nudo del SING, para distintos niveles y ubicaciones de generación eólica.

interesante evaluar los errores tanto en los costos de generación como de la generación en cada barra del sistema, los cuales son presentados en la figura 5.17, en términos porcentuales de los respectivos promedios de las soluciones obtenidas usando resolución horaria. Se aprecia, tal como se predijo, que en el caso sin generación eólica el método LDC obtiene errores incluso menores que las metodologías de representación más complejas, lo que se explica por la innegable relación existente entre la generación y sus costos, y la demanda total, en un sistema en que las variaciones de la demanda ocurren en forma simultánea. Por otro lado, la situación se modifica en el caso “Wind Interior” 400MW & “Wind Coast” 400MW, puesto que las variaciones ocurren de modo desfasado a lo largo del sistema, por lo que las metodologías que consideran la espacialidad del sistema o la variabilidad introducida por la generación eólica, superan al método LDC en la representación de la generación. No ocurre lo mismo con el costo de generación, debido a que esta es una variable agregada sobre el sistema que no es sensible a la espacialidad (para el costo de generación es mucho más relevante el parque generador que el sistema de transmisión).

Algo inesperado, y que llama la atención, es el desempeño que presenta el método LDC neta en la representación de la generación por nodo y hora, quedando al mismo nivel que PAM y Fortet-Mourier (2). La razón para el buen desempeño mostrado puede estar en la relación que existe entre la demanda neta y la generación, la cual es posible gracias a la existencia del sistema de transmisión que acerca al sistema a comportarse como si fuera uninodal. En síntesis, tanto la demanda total como la demanda neta (dependiendo del caso), son variables que se encuentran altamente relacionadas con la generación gracias a la “ayuda” del sistema de transmisión, razón por la cual las metodologías de construcción de bloques asociadas a ellas presentan buenos resultados a pesar de su simplicidad.

Esta “ayuda” dada por el sistema de transmisión a las metodologías basadas en totales, implican por otra parte, que el sistema de transmisión está anulando los errores existentes en la representación de la demanda neta y que, por lo tanto, se distorsionan los flujos por las líneas de transmisión. Esta distorsión es particularmente importante en las líneas entre los nodos cuyas demandas presenten baja correlación (elevada dispersión), por lo que para evaluar los efectos de la incorporación de los desarrollos eólicos se definen vecindades de líneas en torno a cada uno de modo heurístico, utilizando como criterio ir avanzado nodo a nodo en cada dirección posible hasta llegar a un nudo troncal, manteniendo en la vecindad dos líneas en cada camino que no alcanzó al troncal y todas las líneas en el camino hasta el troncal. Las vecindades así definidas resultan en las líneas:

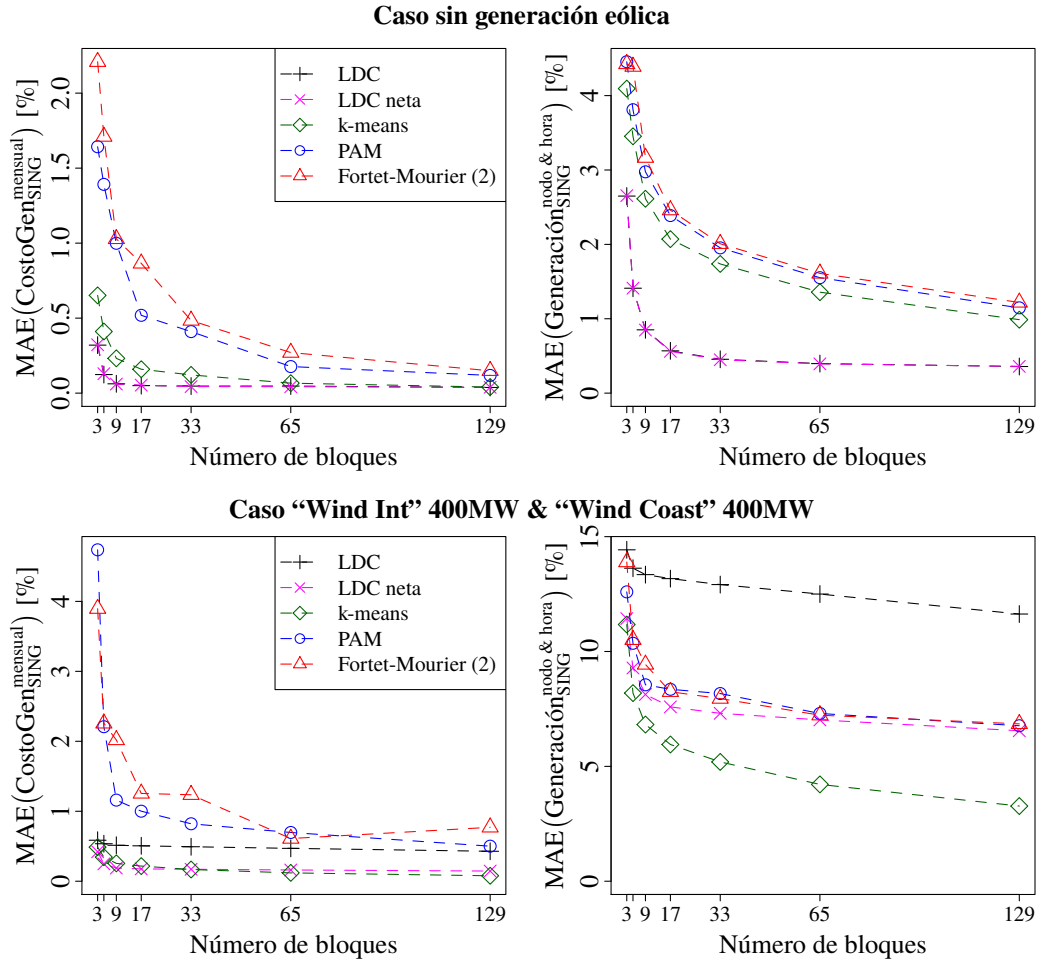


Figura 5.17: Error medio absoluto en el costo de generación mensual y en la generación por nodo y hora del SING, considerando distintos niveles de generación eólica.

- | | | | |
|------------------|---------------------------|---|--------------------------|
| | | → | “CRUCERO220-SALAR220” |
| “Wind Interior”: | “CALAMA100-SALAR110” | → | “S-KM6100-SALAR110_1” |
| | | → | “S-KM6100-SALAR110_2” |
| | | → | “SALAR220-CHUQUI220” |
| | | | |
| “Wind Coast”: | “OHIGGINS220-COLOSO220” | | |
| | “OHIGGINS220-PALESTIN220” | → | “PALESTIN220-DOMEYKO220” |
| | “MEJILL220-OHIGGINS220” | → | “CHACAYA220-MEJILL220” → |
| | | | “CRUCERO220-CHACAYA220” |

El criterio aplicado se basa en representar, por una parte, lo que ocurre en las líneas adyacentes al nodo de inyección de generación eólica, mientras por la otra busca representar – en parte – como distorsiona los flujos hacia el resto del sistema.

Utilizando las vecindades definidas se calculan los errores cometidos en cada una por las distintas metodologías, en los distintos casos de desarrollo eólico, los que se presentan como el MAE del flujo por las respectivas líneas en cada hora, expresado en porcentaje de la transferencia absoluta media por las líneas de la vecindad, en las figuras 5.18 y 5.19. Puede apreciarse claramente que las distorsiones causadas por la inyección de generación eólica son locales, puesto que al considerar sólo un desarrollo eólico prácticamente no se modifican los errores en la vecindad del otro. Por otra parte, es evidente que los flujos son representados de mucho mejor manera utilizando las técnicas k-means, PAM y Fortet-Mourier (2), lo que guarda relación con la adecuada representación de la dispersión entre las demandas netas de las barras. En todos los casos y con casi todos los números de bloques probados, el método k-means muestra el mejor desempeño de todos.

Otro resultado interesante que salta a la luz es que al considerar solo un desarrollo eólico el método LDC neta presenta resultados significativamente mejores que al considerar ambos desarrollos, incluso acercándose a PAM y Fortet-Mourier (2) en “Wind Interior”. Estos cambios, no presentes en ninguna otra metodología, se dan porque la demanda neta es capaz de representar adecuadamente un solo desarrollo eólico y la demanda, manteniendo parte de la estructura de los datos, mas si se agrega un desarrollo adicional, la metodología no es capaz de distinguir entre las correlaciones de la demanda con uno y otro desarrollo, pasando a comportarse tal como lo hace el método LDC ante demandas no correlacionadas, es decir, distorsionando los datos bajo el supuesto que hay alguna correlación entre ellos.

Resta complementar los análisis realizados considerando el error en los precios en los nodos importantes del SING (mismos presentados en la figura 5.16), teniendo presente que los precios son las soluciones al problema dual y, por tanto, no sirven para evaluar las metodologías. El error se calcula como el MAE de los precios promedio mensuales por nodo, expresados en porcentaje del precio promedio del sistema, y se muestran en la figura 5.20 para distintos casos de penetración eólica. En un giro totalmente contrario a lo ocurrido con las demás variables de operación, el error en los precios se disminuye al incorporar generación eólica en el sistema. Aún cuando es un fenómeno extraño, tiene sentido desde el punto de vista que con la generación eólica en general se disminuyen los precios, con lo que las unidades marginales pasan a ser centrales más baratas y por lo común más grandes. Luego, los rangos de variación de los precios promedio entre las aproximaciones por bloques se vuelven menores, y los errores disminuyen. Desde un punto de vista práctico, todas las metodologías de construcción de bloques descritas servirían para realizar un cálculo de precios ya que, en general, errores bajo el 10 % caen fácilmente dentro de los rangos de incertidumbre dados por el crecimiento de la demanda, los precios de los combustibles y/o aquellos dados por las simplificaciones con que se plantea el problema de operación.

5.6. RESULTADOS DE OPERACIÓN Y ERRORES INTRODUCIDOS POR RESOLUCIÓN EN BLOQUES

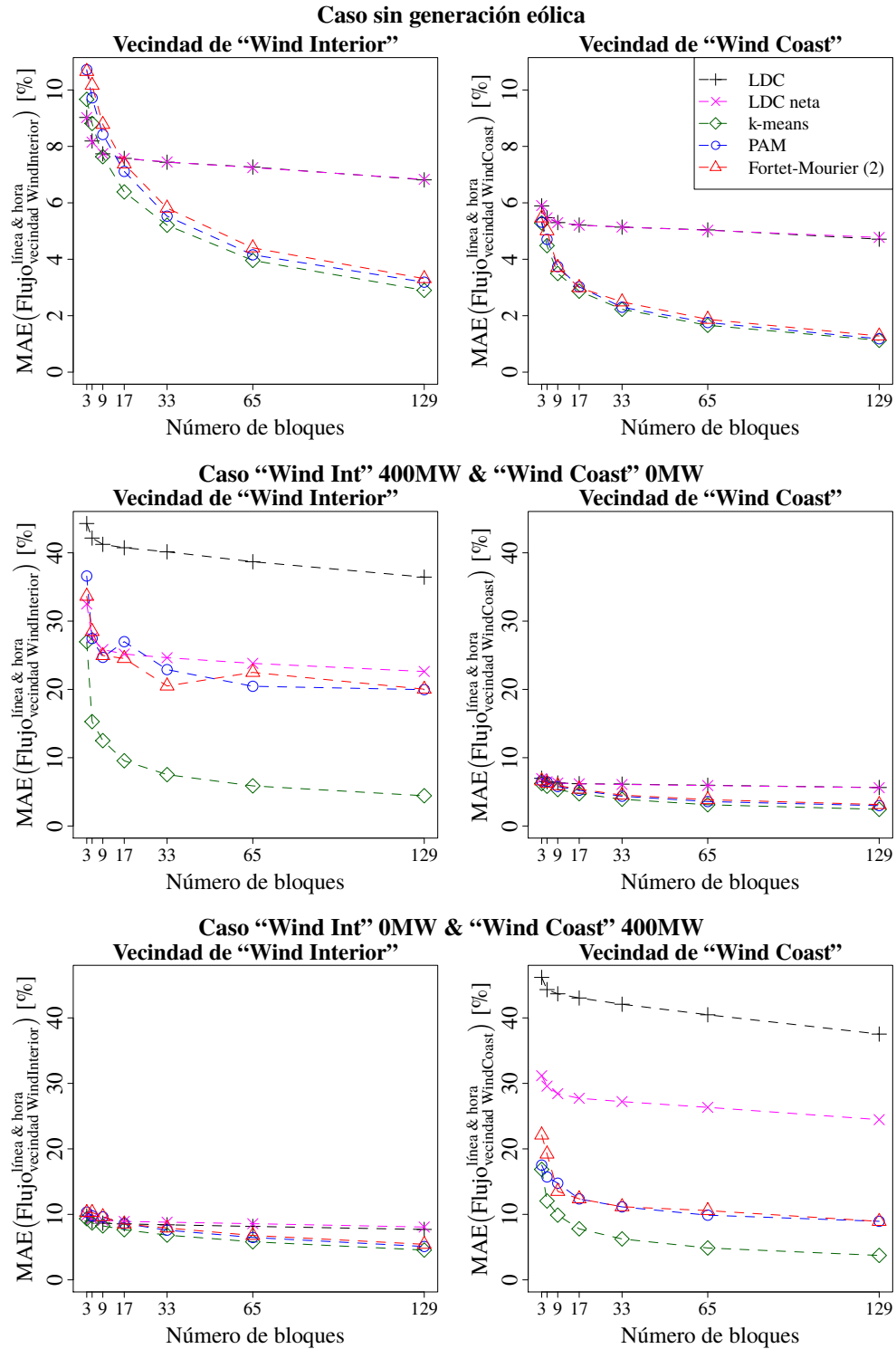


Figura 5.18: Error medio absoluto en los flujos horarios por línea en las vecindades de los puntos de inyección de energía eólica, para distintos niveles de penetración y locaciones.

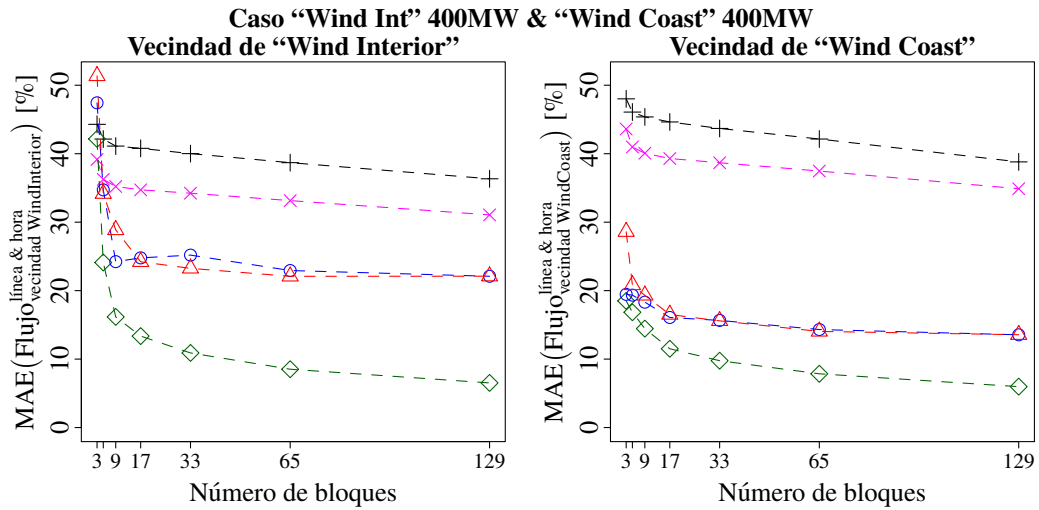


Figura 5.19: Error medio absoluto en los flujos horarios por línea en las vecindades de los puntos de inyección de energía eólica, considerando el ambos desarrollos eólicos.

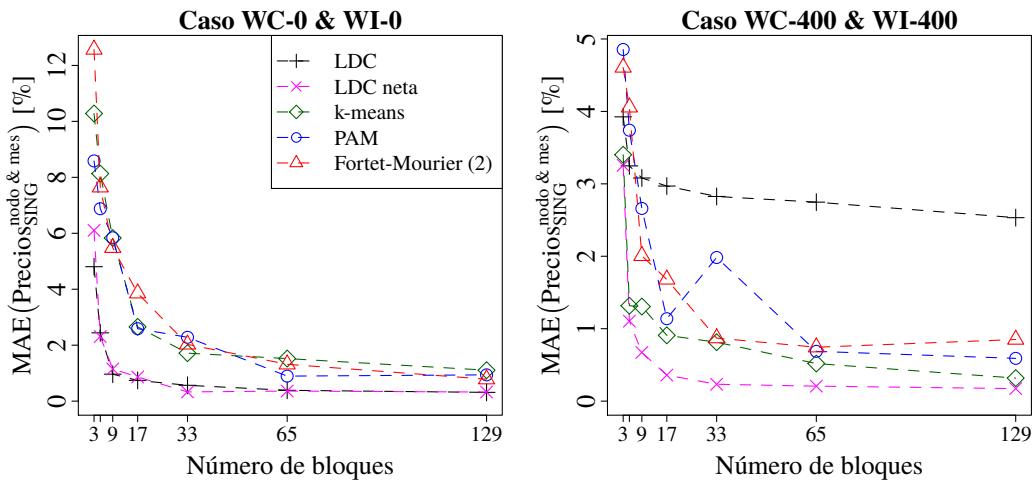


Figura 5.20: Error medio absoluto en precios promedio mensuales por nodo del SING, para distintos niveles de penetración eólica.

Con todas los análisis y resultados anteriores, k-means se posiciona como la mejor técnica a aplicar sobre la demanda neta por barra para representar en forma apropiada tanto demanda como generación eólica, y dar lugar a soluciones coherentes en las variables de generación y transmisión.

5.7. Comentarios y conclusiones parciales

La operación de mediano plazo del SING considerando importantes desarrollos eólicos, tal como los de un sistema cualquiera con elevados niveles de penetración ERNC, plantea desafíos a la construcción de los bloques de carga (que implican la existencia de bloques en la generación ERNC, como de otras variables) utilizados en la simulación, debido al desfase existente entre los ciclos de demanda y generación no despachable, como también a que estos ciclos de tienen formas muy diferentes⁶. Esto es en particular importante para la generación eólica, puesto que los perfiles de generación de las distintas centrales pueden ser muy distintos dentro del mismo sistema.

Los resultados de operación de un año del SING, junto con los análisis realizados, indican que las metodologías basadas en variables agregadas (demanda total, demanda neta total) no son capaces de capturar la verdadera estructura de los datos de demanda y generación eólica, fallando al representar su dispersión. Luego, dan lugar a soluciones que si bien no cometen grandes errores en generación, si cometen grandes errores en los flujos en torno a los puntos de inyección de la generación eólica. Como se explicó, esto ocurre porque el sistema de transmisión redistribuye la demanda y la generación eólica, de modo que la combinación de centrales que abastecen el mismo nivel de demanda neta con distintas distribuciones espaciales – sin ser en extremo distintas – sobre el sistema es relativamente constante. En este sentido, puede decirse que las soluciones obtenidas con estos métodos de representación no son coherentes.

Un resultado importante está en la correspondencia entre los errores en la matriz de covarianzas de las demandas netas por barra y los errores en los flujos, la cual sustenta la presunción que la correlación/dispersión entre las demandas netas (dada por la correlación entre la demanda y la generación eólica, en el caso del SING) es un elemento clave para la obtención de soluciones coherentes y de errores aceptables en las variables de transmisión.

Así, los métodos basados en la demanda neta por barra; k-means, PAM y Fortet-Mourier (2), que sí mantienen el real nivel de correlación presente en los datos originales, permiten una representación de los flujos con errores más de cuatro veces inferiores a los errores de las metodologías LDC y LDC neta. En particular, el método k-means muestra el mejor desempeño

⁶Esto no ocurre al solo considerar demanda desfasada, según se muestra en el capítulo 4, pues en general los perfiles de demanda en distintos nodos o áreas tienden a ser parecidos, ya que dependen de los ciclos de actividad humana.

en casi todos los aspectos, por lo que sería sin duda la metodología de elección para otros estudios de esta naturaleza.

Los resultados obtenidos en este capítulo sugieren que en la resolución cronológica de paso variable del problema de operación de mediano plazo debiera utilizarse métodos que consideren la espacialidad del sistema al momento de construir los bloques cronológicos de demanda. Un método útil para realizar esta tarea es propuesto en [96], ya que es capaz de construir bloques a partir de datos multi-dimensionales ordenados.

Conclusiones

Además de las conclusiones parciales presentadas al final de cada capítulo (secciones 3.10, 4.7 y 5.7) el desarrollo de esta Tesis llevó a conclusiones generales sobre los métodos aplicados, sus ventajas y aplicaciones. También dio lugar a cursos de investigación posteriores, algunos de los cuales ya se encuentran en marcha.

Vale la pena destacar que el mayor logro de este trabajo ha sido probar en aplicaciones prácticas de optimización de sistemas eléctricos, que el uso de las metodologías propuestas para la representación reducida de variables de entrada introduce mejoras efectivas a la exactitud de las soluciones en los modelos de operación de mediano y largo plazo, y de expansión de sistemas eléctricos de potencia.

Conclusiones generales

La primera y más importante conclusión de esta Tesis es que los métodos propuestos para construir representaciones reducidas, considerando la espacialidad y simultaneidad de las variables, tienen un desempeño considerablemente mejor que las metodologías basadas en totales (actualmente usadas en la industria) en cuanto a los errores, tanto en la representación de la variable a reducir como en las variables de salida de los modelos de SEP.

Los métodos propuestos toman en cuenta la espacialidad y simultaneidad en las variables de entrada, considerando a estas últimas como variables multi-dimensionales (vectores) y realizan la construcción de las representaciones en espacios de dimensión medianamente elevada. Los vectores de entrada analizados ingresan a los modelos como parte de los RHS en la matriz de restricciones, lo que permite utilizar los mismos métodos en todos ellos.

Entre estos métodos multi-dimensionales se destacan las técnicas de *clustering*, por su eficiencia y buenos resultados, lo que no debe extrañar considerando todo el desarrollo que existe en esa área [82]. Sus cualidades salen sobretodo a relucir cuando se las compara con otras técnicas, por ejemplo, el uso de PAM en lugar de *Forward Selection* para realizar la reducción de escenarios basada en métricas de Fortet-Mourier permite reducir en un 10 % el valor de la fun-

CONCLUSIONES

ción objetivo de selección (sección 3.4.1), sin introducir un gran incremento en los tiempos de cómputo.

Del mismo modo, la adaptación por método de momentos muestra resultados levemente mejores que las metodologías basadas en *clustering*, no obstante el tiempo requerido para obtener dichos resultados es incluso cientos de veces mayor al de las otras técnicas. Esta leve mejora, al usar una metodología más general y compleja, ocurre debido a la existencia de una cota inferior para los errores de cualquier variable al utilizar una representación reducida, dada por la mejor aproximación posible de la variable con tantos elementos discretos (escenarios, bloques, etc.) como tenga la aproximación, por lo que al acercarse a la cota todas las mejoras comienzan a volverse pequeñas (como ocurre en todo proceso de optimización).

Los errores muestran ser más sensibles en algunas variables que en otras frente a cambios en la metodología de representación. Así, en el caso de la reducción de los escenarios hidrológicos, el costo de generación es mucho más sensible que las demás variables, mientras que para el caso de la demanda y la generación eólica, son los flujos por las líneas las variables sensibles.

Un hallazgo importante al trabajar con demanda desfasada y generación eólica, es que un elemento clave que debe ser retenido en las representaciones reducidas para el adecuado cálculo de los flujos por las líneas y la obtención de una solución coherente es la dispersión/correlación de la demanda neta entre las barras. Las metodologías actualmente utilizadas, representación por bloques de la demanda total y demanda total neta, no son capaces de considerar estas características sobre-estimando la correlación entre la demanda neta en las distintas barras, lo que produce fuertes distorsiones en los flujos por las líneas. Medidas apropiadas para evaluar cuándo la dispersión está siendo bien representada corresponden a las matrices de covarianzas y correlaciones, con las que al menos debiera revisarse la representación reducida antes de simular la operación u optimizar la expansión de un sistema en que la transmisión sea un elemento relevante.

En un tópico casi paralelo, también se prueba que la programación estocástica es capaz de mejorar los resultados dados por la optimización determinista de la expansión del SIC, no obstante, debido al reducido tamaño de la sub-colección de escenarios utilizada (forzado por lo complejo del modelo de transmisión) no pudo evaluarse en forma acabada sus cualidades.

Líneas de investigación futura

En el futuro próximo se espera seguir trabajando en parte de los tópicos desarrollados en esta tesis, en particular en cuatro líneas:

- **Implementación de la expansión estocástica de SEP usando computación paralela**

Utilizando técnicas de descomposición, el problema de expansión completo puede descomponerse en dos problemas separados: expansión y operación. Al considerar un problema de expansión estocástico, el problema de operación generado con la descomposición consiste en realidad en n problemas de operación independientes, los cuales pueden ser resueltos en paralelo aprovechando las capacidades de los computadores actuales. Esto aceleraría muchas veces la convergencia, al tiempo que permitiría considerar tantos escenarios como núcleos de procesamiento se tengan disponibles e incluso más utilizando algoritmos de balanceo de carga.

- **Representación reducida ordenada de la demanda y generación ERNC para resolución cronológica de la operación y expansión de SEP**

La representación actualmente utilizada para la representación cronológica del problema de operación y expansión se basa en la demanda total, por lo que comparte las imprecisiones de la aproximación a partir de la curva de duración de demanda descritas en esta tesis. De modo análogo a lo realizado en este trabajo, podría considerarse el problema de operación o expansión y resolverlo usando una representación que considere la espacialidad y temporalidad (cronología) de la demanda y variables asociadas, disminuyendo los errores causados por la simplificación temporal del problema.

- **Desarrollo de medidas de distancia *ad-hoc* para reducción de escenarios en SEP**

Observando los resultados obtenidos en esta tesis, no puede negarse que las aproximaciones basadas en la curva de duración de demanda son bastante buenas a pesar de su simplicidad, lo que se debe a la intrínseca relación entre las variables de operación y la demanda total. Desde este punto de vista, a diferencia de las aproximaciones basadas en demanda total, que realizan la reducción utilizando una medida de distancia relacionada con el problema de operación o expansión, las metodologías que consideran espacialidad (*clustering*) utilizan la distancia euclidiana, en otras palabras, tratan las distintas componentes como si fueran ortogonales para el problema de expansión, aún cuando es sencillo ver que no lo son, ya que se encuentran relacionadas mediante la red de transmisión. Luego, el ideal es desarrollar medidas de distancia que representen la diferencia entre las distintas demandas según son vistas desde los modelos de SEP, en lugar de hacerlo en forma geométrica o desde un problema general como lo hacen las métricas de Fortet-Mourier.

- **Estudio de transformaciones para optimizar la reducción de escenarios en SEP**

Otra alternativa en el mismo campo del punto anterior es aplicar transformaciones sobre las variables de entrada, generando variables auxiliares que se relacionen linealmente con las salidas del modelo de SEP. Por ejemplo, del capítulo 3, se sabe que los costos de operación decaen en forma aproximadamente exponencial con la energía afluente de origen hidroeléctrico, luego la reducción de escenarios bien puede realizarse sobre la exponencial

CONCLUSIONES

del negativo de la energía afluyente. Este desarrollo no requiere investigar la formulación de los problemas de SEP, pudiendo tratarlos como una caja negra, solo observando entradas y salidas para establecer las transformaciones apropiadas.

Referencias

- [1] Allen J. Wood and Bruce F. Wollenberg. *Power Generation, Operation, and Control*. Wiley-Interscience, New York, NY, USA, 2 edition, 1996. ISBN 0-471-58699-4.
- [2] K.Y. Lee, Y.M. Park, and J.L. Ortiz. Fuel-cost minimisation for both real-and reactive-power dispatches. *IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, 131(3):85 –93, may 1984.
- [3] K. Y. Lee, Y. M. Park, and J. L. Ortiz. A United Approach to Optimal Real and Reactive Power Dispatch. *IEEE Power Engineering Review*, PER-5(5):42 –43, may 1985.
- [4] C.E. Murillo-Sanchez and R.J. Thomas. Parallel processing implementation of the unit commitment problem with full ac power flow constraints. In *Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, page 9 pp., jan. 2000.
- [5] Esteban Gil. Programación de la generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos usando algoritmos genéticos. Master’s thesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica UTFSM, Valparaíso, Chile, diciembre 2001.
- [6] A. Brooks, E. Lu, D. Reicher, C. Spirakis, and B. Weihl. Demand Dispatch. *IEEE Power and Energy Magazine*, 8(3):20 –29, may-june 2010.
- [7] A. Botterud, Zhi Zhou, Jianhui Wang, J. Sumaili, H. Keko, J. Mendes, R.J. Bessa, and V. Miranda. Demand Dispatch and Probabilistic Wind Power Forecasting in Unit Commitment and Economic Dispatch: A Case Study of Illinois. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(1):250 –261, jan. 2013.
- [8] C. Lowery and M. O’Malley. Impact of Wind Forecast Error Statistics Upon Unit Commitment. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(4):760 –768, oct. 2012.
- [9] E. Santacana, G. Rackliffe, Le Tang, and Xiaoming Feng. Getting Smart. *IEEE Power and Energy Magazine*, 8(2):41 –48, march-april 2010.

REFERENCIAS

- [10] S.S. Raghavan and A. Khaligh. Impact of plug-in hybrid electric vehicle charging on a distribution network in a smart grid environment. In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, pages 1–7, jan. 2012.
- [11] Giovani Bastidas Hernández. Diseño de un modelo para definir planes de obras óptimos de generación que involucren ERNC y el sistema de transmisión. Master's thesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile, mar 2011.
- [12] M.V.F. Pereira and L.M.V.G. Pinto. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, 52:359–375, 1991.
- [13] Alexander Shapiro. Analysis of stochastic dual dynamic programming method. *European Journal of Operational Research*, 209(1):63–72, 2011.
- [14] C.R. Philbrick. Wind integration and the need for advanced decision support tools. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–7, july 2011.
- [15] J. Adams, H. Chao, and Z. Smith. NYISO's analysis of wind integration. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–2, july 2010.
- [16] A. Jain, Jaeho Choi, and Byoungjin Kim. Impact of integrating the photovoltaic and wind energy sources on generation system reliability and operation economics. In *International Conference on Power System Technology, 2002. Proceedings PowerCon 2002.*, volume 4, pages 2437 – 2442 vol.4, 2002.
- [17] Dawei He, Jiahui Guo, and Weixuan Lin. The impact of trading wind power in both energy and regulation reserve market on system operation. In *North American Power Symposium (NAPS)*, pages 1–6, sept. 2012.
- [18] D. Watts and V.J. Martinez. Energy planning using MESSAGE: The effect of large energy blocks in the Chilean system. In *IEEE International Symposium on Sustainable Systems and Technology (ISSST)*, pages 1–6, may 2010.
- [19] Qian Zhao, Peng Wang, L. Goel, and Yi Ding. Impacts of renewable energy penetration on nodal price and nodal reliability in deregulated power system. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–6, july 2011.
- [20] P. Massé and R. Gibrat. Application of Linear Programming to Investments in the Electric Power Industry. *Management Science*, 3(2):149–166, January 1957.

- [21] J.E. Platts and P.J. Womeldorff. The Significance of Assumptions Implied in Long-Range Electric Utility Planning Studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-99(3):1047 –1056, may 1980.
- [22] M.V.F. Pereira, L.M.VG. Pinto, S.H.F. Cunha, and G.C. Oliveira. A Decomposition Approach To Automated Generation/Transmission Expansion Planning. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104(11):3074 –3083, nov. 1985.
- [23] Arun P. Sanghvi and Ira H. Shavel. Investment Planning for Hydro-Thermal Power System Expansion: Stochastic Programming Employing the Dantzig-Wolfe Decomposition Principle. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1(2):115 –121, may 1986.
- [24] M.P. Bhavaraju, Jr. Hebson, J.D., and W. Wood. Emerging issues in power system planning. *Proceedings of the IEEE*, 77(6):891 –898, jun 1989.
- [25] F.C. Schweppe, H.M. Merrill, and W.J. Burke. Least-cost planning: issues and methods. *Proceedings of the IEEE*, 77(6):899 –907, jun 1989.
- [26] C.W. Gellings and W.M. Smith. Integrating demand-side management into utility planning. *Proceedings of the IEEE*, 77(6):908 –918, jun 1989.
- [27] R. Baldick and E. Kahn. Transmission planning issues in a competitive economic environment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(4):1497 –1503, nov 1993.
- [28] Young-Moon Park, Jong-Ryul Won, Jong-Bae Park, and Dong-Gee Kim. Generation expansion planning based on an advanced evolutionary programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1):299 –305, feb 1999.
- [29] Jong-Bae Park, Young-Moon Park, Jong-Ryul Won, and K.Y. Lee. An improved genetic algorithm for generation expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(3):916 –922, aug 2000.
- [30] J.L.C. Meza, M.B. Yildirim, and A.S.M. Masud. A Multiobjective Evolutionary Programming Algorithm and Its Applications to Power Generation Expansion Planning. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, Part A: Systems and Humans*, 39(5):1086 –1096, sept. 2009.
- [31] G. Levitin. Multistate series-parallel system expansion-scheduling subject to availability constraints. *IEEE Transactions on Reliability*, 49(1):71 –79, mar 2000.
- [32] R. Billinton and R. Karki. Capacity expansion of small isolated power systems using PV and wind energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(4):892 –897, nov 2001.

REFERENCIAS

- [33] Jinxu Ding and A. Somani. A Long-Term Investment Planning Model for Mixed Energy Infrastructure Integrated with Renewable Energy. In *IEEE Green Technologies Conference*, pages 1 –10, april 2010.
- [34] J. Sirikum, A. Techanitisawad, and V. Kachitvichyanukul. A New Efficient GA-Benders' Decomposition Method: For Power Generation Expansion Planning With Emission Controls. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3):1092 –1100, aug. 2007.
- [35] E. Gnansounou, J. Dong, S. Pierre, and A. Quintero. Market oriented planning of power generation expansion using agent-based model. In *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pages 1306 – 1311 vol.3, oct. 2004.
- [36] Jianhui Wang, M. Shahidehpour, Zuyi Li, and A. Botterud. Strategic Generation Capacity Expansion Planning With incomplete information. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):1002–1010, may 2009.
- [37] A.M.Z. Pandasi and G.R. Yousefi. Generation expansion planning in a pool based electricity market, using game theory and genetic algorithm. In *20th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, pages 529 –534, may 2012.
- [38] Alexey Sorokin, Steffen Rebennack, Panos M. Pardalos, Niko A. Iliadis, and Mario V.F. Pereira, editors. *Handbook of Networks in Power Systems I. Energy Systems*. Springer, feb 2012. ISBN 3-642-23192-6.
- [39] Yang Gu. *Long-term power system capacity expansion planning considering reliability and economic criteria*. PhD thesis, Iowa State University, Ames, Iowa, USA, 2011.
- [40] L. Bahiense, G.C. Oliveira, M. Pereira, and S. Granville. A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(3):560 –565, aug 2001.
- [41] H. Mori and Y. Iimura. Application of parallel tabu search to distribution network expansion planning with distributed generation. In *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, volume 1, page 6 pp. Vol.1, june 2003.
- [42] H.A. Gil, E.L. da Silva, and F.D. Galiana. Modeling competition in transmission expansion. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4):1043 – 1049, nov 2002.
- [43] Majid Oloomi Buygi. *Transmission Expansion Planning in Deregulated Power Systems*. PhD thesis, TU Darmstadt, September 2004.

- [44] P.R. Gribik, D. Shirmohammadi, J.S. Graves, and J.G. Kritikson. Transmission rights and transmission expansions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4):1728 – 1737, nov. 2005.
- [45] Zechun Hu and Furong Li. Network expansion planning considering N-1 security criterion by iterative mixed-integer programming approach. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1 –6, july 2010.
- [46] S.M.A. Hosseini. Transmission network expansion planning in the competitive environment, A reliability based approach. In *9th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1 –6, may 2012.
- [47] Jae Hyung Roh, M. Shahidepour, and Yong Fu. Market-Based Coordination of Transmission and Generation Capacity Planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4):1406 –1419, nov. 2007.
- [48] M.S. Sepasian, H. Seifi, A.A. Foroud, and A.R. Hatami. A Multiyear Security Constrained Hybrid Generation-Transmission Expansion Planning Algorithm Including Fuel Supply Costs. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1609 –1618, aug. 2009.
- [49] D. Pozo, E. E. Sauma, and J. Contreras. A Three-Level Static MILP Model for Generation and Transmission Expansion Planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1):202 –210, feb. 2013.
- [50] Charles I. Nweke, Frank Leanez, Glenn R. Drayton, and Mohan Kolhe. Benefits of chronological optimization in capacity planning for electricity markets. In *IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, pages 1 –6, 30 2012-nov. 2 2012.
- [51] George B. Dantzig. Linear Programming Under Uncertainty. *Management Science*, 50(12 Supplement):1764–1769, December 2004.
- [52] A. Charnes and W. W. Cooper. Chance-Constrained Programming. *Management Science*, 6(1):73–79, October 1959.
- [53] John R. Birge and François Louveaux. *Introduction to Stochastic Programming*. Springer Series in Operations Research and Financial Engineering. Springer-Verlag, New York, 2nd edition, 2011. ISBN 0-387-98217-5.
- [54] Julia L. Higle. Stochastic Programming: Optimization When Uncertainty Matters. In Harvey J. Greenberg, editor, *Tutorials in Operations Research: Emerging Theory, Methods, and Applications*, chapter 1, pages 1–24. INFORMS, Hanover, MD, USA, 2006.

REFERENCIAS

- [55] Suvrajeet Sen and Zhihong Zhou. Multistage Stochastic Decomposition: A Bridge between Stochastic Programming and Approximate Dynamic Programming. In Julie L. Hingle, Werner Römisch, and Suvrajeet Sen, editors, *Stochastic Programming E-Print Series*, number 3. Institut für Mathematik, 2012. unpublished.
- [56] Willem K. Klein Haneveld and Maarten H. van der Vlerk. Stochastic integer programming: General models and algorithms. *Annals of Operations Research*, 85:39–57, 1999.
- [57] Maarten H. van der Vlerk. Stochastic Mixed-Integer Programming. In *12th International Conference on Stochastic Programming (SP XII 2010), Pre-conference Workshop*, Halifax, Canada, aug 2010.
- [58] Suvrajeet Sen. Advances in Stochastic Mixed Integer Programming. Lecture at the *INFORMS Optimization Society Conference*, feb 2012.
- [59] M. Jünger, T.M. Lieblich, and D. Naddef. *50 Years of Integer Programming 1958-2008: From the Early Years to the State-of-the-Art*. Springer, 2008. ISBN 3-540-68279-1.
- [60] Huseyin Topaloglu. Solution Methods for Stochastic Programs. In *12th International Conference on Stochastic Programming (SP XII 2010), Pre-conference Workshop*, Halifax, Canada, aug 2010.
- [61] Martin Dyer and Leen Stougie. Computational complexity of stochastic programming problems. *Mathematical Programming*, 106(3):423–432, may 2006.
- [62] Peter W. Glynn, Mordecai Avriel, and George B. Dantzig. Decomposition and Parallel Processing for Large-Scale Electric Power System Planning under Uncertainty. In *Proceedings of the Workshop on Resource Planning under Uncertainty, Stanford University*, pages 9–34, jan 1989.
- [63] A. Marin and J. Salmeron. Electric capacity expansion under uncertain demand: decomposition approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(2):333–339, may 1998.
- [64] Antonio J. Conejo, Miguel Carrión, and Juan M. Morales. *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*, volume 153 of *International Series In Operations Research & Management Science*. Springer, New York, NY, USA, 2010. ISBN 1-441-97420-2.
- [65] Suvrajeet Sen, Lihua Yu, and Talat Genc. A Stochastic Programming Approach to Power Portfolio Optimization. *Operations Research*, 54(1):55–72, jan-feb 2006.
- [66] J.A. Lopez, K. Ponnambalam, and V.H. Quintana. Generation and Transmission Expansion Under Risk Using Stochastic Programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3):1369–1378, aug. 2007.

- [67] Sarah M. Ryan, James D. McCalley, and David L. Woodruff. Long Term Resource Planning for Electric Power Systems Under Uncertainty. In Joseph H. Eto and Robert J. Thomas, editors, *Computational Needs for the Next Generation Electric Grid Proceedings*, apr 2011.
- [68] Trine Krogh Kristoffersen. *Stochastic programming with applications to power systems*. PhD thesis, Department of Operations Research, University of Aarhus, Aarhus, Denmark, jul 2007.
- [69] S-E Fleten, SW Wallace, and WT Ziemba. Hedging electricity portfolios via stochastic programming. In *Decision Making Under Uncertainty: Energy and Power*, volume 128 of *IMA Volumes on Mathematics and Its Applications*, pages 71–93. Springer, 2002.
- [70] Yves C. Albers. Stochastic Programming Tools with Application to Hydropower Production Scheduling. Bachelor’s Thesis, Department of Management, Technology, and Economics, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, june 2011.
- [71] J. Gondzio, R. Sarkissian, and J.-Ph. Vial. Parallel Implementation of a Central Decomposition Method for Solving Large-Scale Planning Problems. *Computational Optimization and Applications*, 19(1):5–29, apr 2001.
- [72] James Richard Tebboth. *A Computational Study of Dantzig-Wolfe Decomposition*. PhD thesis, University of Buckingham, Buckingham, Buckinghamshire, England, december 2001.
- [73] Michal Kaut and Stein W. Wallace. Evaluation of scenario-generation methods for stochastic programming. In Julie L. Higle, Werner Römisch, and Surrajeet Sen, editors, *Stochastic Programming E-Print Series*, number 14. Institut für Mathematik, 2003.
- [74] James E. Smith. Moment Methods for Decision Analysis. *Management Science*, 39(3):340–358, 1993.
- [75] Kjetil Høyland, Michal Kaut, and Stein W. Wallace. A Heuristic for Moment-Matching Scenario Generation. *Computational Optimization and Applications*, 24(2-3):169–185, February 2003.
- [76] Jitka Dupačová, Nicole Gröve-Kuska, and Werner Römisch. Scenario Reduction in Stochastic Programming: An Approach Using Probability Metrics. *Mathematical Programming*, 95:493–511, 2003.
- [77] Holger Heitsch and Werner Römisch. A note on scenario reduction for two-stage stochastic programs. *Operations Research Letters*, 35(6):731–738, November 2007.

REFERENCIAS

- [78] Holger Heitsch and Werner Römisch. Scenario Reduction Algorithms in Stochastic Programming. *Computational Optimization and Applications*, 24:187–206, 2003.
- [79] René Henrion, Christian Küchler, and Werner Römisch. Scenario reduction in stochastic programming with respect to discrepancy distances. *Computational Optimization and Applications*, 43(1):67–93, may 2009.
- [80] Daniel Peña. *Análisis de Datos Multivariantes*. McGraw-Hill Interamericana de Espana, 2002. ISBN 8-448-13610-1.
- [81] Leonard Kaufman and Peter J. Rousseeuw. *Finding Groups in Data: An Introduction to Cluster Analysis*. Wiley-Interscience, Hoboken, NJ, USA, 2005. ISBN 0-471-87876-6.
- [82] A. Reynolds, G. Richards, B. de la Iglesia, and V. Rayward-Smith. Clustering Rules: A Comparison of Partitioning and Hierarchical Clustering Algorithms. *Journal of Mathematical Modelling and Algorithms*, 5:475–504, 2006.
- [83] Wenyuan Li. *Risk Assessment Of Power Systems: Models, Methods, and Applications*. IEEE Press Series on Power Engineering. John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, USA, 2005. ISBN 0-471-70771-6.
- [84] Wenyuan Li. *Probabilistic Transmission System Planning*. IEEE Press Series on Power Engineering. John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, USA, may 2011. ISBN 0-470-63001-9.
- [85] Juan Muñoz. Modelo de representación de la demanda por bloques para la planificación de la trasmisión. Memoria Ing. Civil Eléctrica, U. de Chile. Santiago, Chile, enero 2007.
- [86] P. Kaufman, L. & Rousseeuw. Clustering by Means of Medoids. In *Statistical Data Analysis Based on the L1 Norm and Related Methods*, pages 405–416, North-Holland, 1987.
- [87] Yagang Zhang, Jinfang Zhang, Jing Ma, and Zengping Wang. Fault Detection Based on Data Mining Theory. In *International Workshop on Intelligent Systems and Applications (ISA2009)*, pages 1–4, may 2009.
- [88] Yayang Zhang, Jing MA, Jinfang Zhang, and Zengping Wang. Applications of Data Mining Theory in Electrical Engineering. *Engineering*, 1(3):211–215, nov 2009.
- [89] Ali Asheibi, David Stirling, and Danny Soetanto. Analyzing harmonic monitoring data using data mining. In *Proceedings of the fifth Australasian conference on Data mining and analytics*, volume 61, pages 63–68, Darlinghurst, Australia, 2006. Australian Computer Society, Inc.

- [90] Michel Misiti, Yves Misiti, Georges Oppenheim, and Jean-Michel Poggi. Optimized clusters for disaggregated electricity load forecasting. *REVSTAT – Statistical Journal*, 8(2):105–124, nov 2010.
- [91] Mohammad Hosein Shariatkah and Mahmoud Reza Haghifam. Determining of annual distribution feeder configuration using load curves clustering. In *16th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC)*, pages 1–7, apr 2011.
- [92] Barnaby D. Pitt. *Applications of Data Mining Techniques to Electric Load Profiling*. PhD thesis, School of Electrical and Electronic Engineering, University of Manchester Institute of Science and Technology, Manchester, UK, 2000.
- [93] Dario Siface. *A statistical characterization of Wind Generation and development of a Stochastic LP Model for the solution of the Unit Commitment Problem in systems with high RES penetration*. PhD thesis, Facoltà di Economia, Università Degli Studi di Bergamo, Bergamo, Italy, apr 2012.
- [94] Javier Lorenzo, Juan Méndez, Modesto Castrillón, and Daniel Hernández. Short-term wind power forecast based on cluster analysis and artificial neural networks. In *Proceedings of the 11th international conference on Artificial neural networks conference on Advances in computational intelligence - Volume Part I, IWANN'11*, pages 191–198, Berlin, Heidelberg, 2011. Springer-Verlag.
- [95] Kevin Beyer, Jonathan Goldstein, Raghu Ramakrishnan, and Uri Shaft. When Is “Nearest Neighbor” Meaningful In *Proceeding of the 7th International Conference on Database Theory (ICDT'99)*, pages 217–235, 1999.
- [96] Bradley W. Jackson, Jeffrey D. Scargle, Chris Cusanza, David Barnes, Dennis Kanygin, Russell Sarmiento, Sowmya Subramaniam, and Tzu-Wang Chuang. Optimal Partitions of Data In Higher Dimensions. In *Conference on Intelligent Data Understanding 2010 (CIDU)*, pages 98–108, 2010.
- [97] Michael Steinbach, Levent Ertöz, and Vipin Kumar. The challenges of clustering high-dimensional data. In *New Vistas in Statistical Physics: Applications in Econophysics, Bioinformatics, and Pattern Recognition*. Springer-Verlag, 2003.
- [98] Yong Shi. *Dynamic data mining on multi-dimensional data*. PhD thesis, Department of Computer Science and Engineering, State University of New York, Buffalo, NY, USA, 2006.
- [99] K. Pearson. On Lines and Planes of Closest Fit to Systems of Points in Space. *Philosophical Magazine*, 2(11):559–572, 1901.

REFERENCIAS

- [100] H. Abdi and L.J. Williams. Principal component analysis. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics*, 2:433–459, 2010.
- [101] J.P. da Costa, G.C. de Oliveira, and L.F.L. Legey. Reduced Scenario Tree Generation for Mid-term Hydrothermal Operation Planning. In *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, pages 1–7, june 2006.
- [102] Pierre Hansen and Nenad Mladenovic. J-Means: a new local search heuristic for minimum sum of squares clustering. *Pattern Recognition*, 34(2):405–413, 2001.
- [103] Daniel Aloise, Pierre Hansen, and Leo Liberti. An improved column generation algorithm for minimum sum-of-squares clustering. *Mathematical Programming*, 131(1-2):195–220, feb 2012.
- [104] R Development Core Team. *R: A Language and Environment for Statistical Computing*. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria, 2012. ISBN 3-900051-07-0.
- [105] Energy Exemplar. PLEXOS for Power Systems–Power Market Simulation and Analysis Software [computer software]. September 2012. URL <http://www.energyexemplar.com/>.
- [106] Bob Daniel. *Xpress-Optimizer Reference Manual*. Fair Isaac Corporation, Leamington Spa, Warwickshire, UK, jun 2009.
- [107] Horia Tipi. Solving extremely large scale optimization problems using FICO’s Xpress Optimization Suite. In *INFORMS NY Meeting*, New York, NY, USA, June 2010. FICO.
- [108] François Lévêque. *Competitive Electricity Markets And Sustainability*. Edward Elgar, Northampton, Massachusetts, 2006. ISBN 1-845-42921-4.
- [109] H. Wang and M. Song. Ckmeans.1d.dp: Optimal k -means Clustering in One Dimension by Dynamic Programming. *The R Journal*, 3(2):29–33, 2011.
- [110] SP Community. Stochastic Programming Community [online website], aug 2012. URL <http://stoprog.org/>.
- [111] Martin Maechler, Peter Rousseeuw, Anja Struyf, Mia Hubert, and Kurt Hornik. *cluster: Cluster Analysis Basics and Extensions*, 2012. R package version 1.14.3 — For new features, see the ‘Changelog’ file (in the package source).
- [112] Christian Hennig. *fpc: Flexible procedures for clustering*, 2010. R package version 2.0-3.
- [113] T. Hastie, R.J. Tibshirani, and J.J.H. Friedman. *The Elements of Statistical Learning*. Springer series in statistics. Springer-Verlag New York, 2009. ISBN 0387848584.

- [114] H. Zha, C. Ding, M. Gu, X. He, and H.D. Simon. Spectral Relaxation for K-means Clustering. In *Neural Information Processing Systems (NIPS2001)*, volume 14, pages 1057–1064, Vancouver, Canada, dec. 2001.
- [115] C. Ding and X. He. K-means Clustering via Principal Component Analysis. In *Proceedings of International Conference Machine Learning (ICML2004)*, pages 225–232, jul. 2004.
- [116] Ravi Varadhan and Paul Gilbert. BB: An R Package for Solving a Large System of Non-linear Equations and for Optimizing a High-Dimensional Nonlinear Objective Function. *Journal of Statistical Software*, 32(4):1–26, 2009.
- [117] Katharine Mullen, David Ardia, David Gil, Donald Windover, and James Cline. DEoptim: An R Package for Global Optimization by Differential Evolution. *Journal of Statistical Software*, 40(6):1–26, 2011.
- [118] Douglas B. West. *Introduction to Graph Theory*. Prentice Hall, 2 edition, September 2000.
- [119] E.W. Dijkstra. A note on two problems in connexion with graphs. *Numerische Mathematik*, 1:269–271, 1959.
- [120] Geir Dahl. An introduction to convexity, polyhedral theory and combinatorial optimization, september 1997. Lecture notes for graduate course in combinatorial optimization. University of Oslo, Department of Informatics.
- [121] Gabor Csardi and Tamas Nepusz. The igraph software package for complex network research. *InterJournal*, Complex Systems:1695, 2006.
- [122] M.G. Pollitt. Electricity Reform in Chile: Lessons for Developing Countries. Cambridge Working Papers in Economics 0448, Faculty of Economics, University of Cambridge, Oct 2004.
- [123] Eugenio Evans Espiñeira. *Derecho Eléctrico*. LexisNexis, 2003. ISBN 9562384209.
- [124] Rodrigo Palma Behnke and Luis Vargas Díaz. *Ñom Lüfke (el rayo domado) o Los sistemas eléctricos de potencia*. Pearson, 1a ed. edition, 2008.
- [125] Comisión Nacional de Energía. Fijación de Precios de Nudo Abril de 2011, Sistema Interconectado Central (SIC): Informe Técnico Definitivo. Santiago, Chile, abril 2011.
- [126] Dirección de Peajes CDEC-SIC. Revisión 2011 Estudio de Transmisión Troncal, Cuatrienio 2011-2014. Santiago, Chile, junio 2011.

REFERENCIAS

- [127] Eugenio Palacios. Modelo para manejo de la incertidumbre hidrológica en la planificación de la operación del SIC. Memoria Ing. Civil Eléctrica, U. de Chile. Santiago, Chile, octubre 2004.
- [128] J.J. Grainger and W.D. Stevenson. *Power system analysis*. McGraw-Hill series in electrical and computer engineering: Power and energy. McGraw-Hill, 1994.
- [129] S.K.K. Ng, C.W. Lee, and J. Zhong. A Game-Theoretic Approach to Study Strategic Interaction Between Transmission and Generation Expansion Planning. In *38th North American Power Symposium 2006 (NAPS2006)*, pages 115 –120, sept. 2006.
- [130] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, W. Li, R. Mukerji, D. Patton, N. Rau, D. Reppen, A. Schneider, M. Shahidehpour, and C. Singh. The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(3):1010–1020, aug 1999.
- [131] Melanie Peters. Time zones 'may solve electricity demand'. [en línea] Independent Online, IOL News. 30 de septiembre de 2006. ULR: <<http://www.iol.co.za/news/south-africa/time-zones-may-solve-electricity-demand-1.295715#.UR3yV6Uu7i0>>[consulta: 2 de febrero de 2013].
- [132] R. Barth, H. Brand, P. Meibom, and C. Weber. A Stochastic Unit-commitment Model for the Evaluation of the Impacts of Integration of Large Amounts of Intermittent Wind Power. In *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, KTH, Stockholm, Sweden, June 2006.
- [133] Comisión Nacional de Energía. Fijación de Precios de Nudo Abril de 2012, Sistema Interconectado Norte Grande (SING): Informe Técnico Definitivo. Santiago, Chile, abril 2012.
- [134] Ministerio de Energía. Campaña de Prospección Eólica en el Norte de Chile. Santiago, Chile, septiembre 2010.
- [135] J. R. McLean (Garrad Hassan and Partners Ltd.). Equivalent Wind Power Curves. Tech report for TradeWind Consortium, July 2008.
- [136] Per Norgaard and Hannele Holttinen. A Multi-Turbine Power Curve Approach. In *Nordic Wind Power Conference*, march 2004.
- [137] Esteban Gil. Evaluating the impact of wind power uncertainty in power system adequacy. In *Proceedings of IEEE 12th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2012)*, Istanbul, Turkey, june 2012.

- [138] Esteban Gil and Ignacio Aravena. A LOLP-based method to evaluate the contribution of wind generation to power system adequacy. In *The Fourth International Renewable Energy Congress (IREC2012)*, Sousse, Tunisia, dec 2012.
- [139] Ministerio de Energía. Decreto Número 115 exento: Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes, para las obras necesarias para el abastecimiento de la demanda. Santiago, Chile, mayo 2011.
- [140] Ministerio de Energía. Decreto Número 116 exento: Fija Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes, para las obras de normalización y adecuación de las Instalaciones Troncales. Santiago, Chile, mayo 2011.
- [141] Comisión Nacional de Energía. Resolución Exenta 703: Modifica Resolución exenta cne n°456 de 2011 que aprueba el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal período 2011-2012, y aprueba su texto refundido. Santiago, Chile, noviembre 2011.
- [142] Comisión de Evaluación de la XI Región de Aysén. Resolución Exenta N°225: Califica ambientalmente proyecto “Proyecto Hidroeléctrico Aysén”. Coyhaique, Chile, mayo 2011.
- [143] Comisión Nacional del Medio Ambiente. Resolución Exenta N°023/97. Resolución 2.4: “En relación al caudal ecológico entre el tramo Presa Ralco-Punto de restitución”. Santiago, Chile, septiembre 1997.
- [144] Comisión Nacional de Energía. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Santiago, Chile, octubre 2009.
- [145] John J. Conti *et al.* Annual Energy Outlook 2011. Technical report, U.S. Energy Information Administration (EIA), Washington, DC, USA, april 2011.
- [146] P.M. Subcommittee. IEEE Reliability Test System. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(6):2047 –2054, nov. 1979.
- [147] R. N. Allan, R. Billinton, and N. M. K. Abdel-Gawad. The IEEE Reliability Test System - Extensions to and Evaluation of the Generating System. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1(4):1 –7, nov. 1986.
- [148] M.P. Bahrman and B.K. Johnson. The ABCs of HVDC transmission technologies. *IEEE Power and Energy Magazine*, 5(2):32 –44, march-april 2007.
- [149] Glenn Robert Drayton-Bright. *Coordinating Energy and Reserves in a Wholesale Electricity Market*. PhD thesis, University of Canterbury, New Zeland, 1997.

REFERENCIAS

- [150] Comisión Nacional de Energía. Fijación de Precios de Nudo Abril de 2011, Sistema Interconectado Norte Grande (SING): Informe Técnico Definitivo. Santiago, Chile, abril 2011.
- [151] Jay Devore. *Probability and Statistics for Engineering and the Sciences*. Brooks/Cole, Boston, Massachusetts, 8th edition, 2012. ISBN 0-538-73352-7.
- [152] Allen C. Miller and Thomas R. Rice. Discrete Approximations of Probability Distributions. *Management Science*, 29(3):352–362, mar 1983.
- [153] L.A. Barroso, F. Porrua, L.M. Thome, and M.V. Pereira. Planning for Big Things in Brazil. *IEEE Power and Energy Magazine*, 5(5):54–63, sept.-oct. 2007.
- [154] S. Bhatnagar, E. Fernandez-Gaucherand, M.C. Fu, Ying He, and S.I. Marcus. A Markov decision process model for capacity expansion and allocation. In *Proceedings of the 38th IEEE Conference on Decision and Control*, volume 2, pages 1380–1385 vol.2, 1999.
- [155] R. Billinton, Yi Gao, and R. Karki. Application of a Joint Deterministic-Probabilistic Criterion to Wind Integrated Bulk Power System Planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(3):1384–1392, aug. 2010.
- [156] C. Chow and C. Liu. Approximating discrete probability distributions with dependence trees. *IEEE Transactions on Information Theory*, 14(3):462–467, may 1968.
- [157] John H. Cochrane. *Time Series for Macroeconomics and Finance*. Chicago, IL, USA, jan 2005. Lecture notes for Ph.D. time series course. Graduate School of Business, University of Chicago.
- [158] Comisión de Evaluación de la III Región de Atacama. Resolución Exenta N°46: Califica ambientalmente proyecto “Central Termoeléctrica Castilla”. Copiapó, Chile, marzo 2011.
- [159] Eólica Talinay S.A. Estudio de Impacto Ambiental Parque Eólico Talinay. Capítulo I: Descripción del Proyecto. La Serena, Chile, julio 2008.
- [160] Element Power Chile S.A. Estudio de Impacto Ambiental Parque Eólico Arauco. Capítulo I: Antecedentes Generales y Descripción del Proyecto. Concepción, Chile, junio 2009.
- [161] Yong Fu, M. Shahidehpour, and Zuyi Li. Long-term security-constrained unit commitment: hybrid Dantzig-Wolfe decomposition and subgradient approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4):2093–2106, nov. 2005.
- [162] Ju Ge, Chao Zhang, and Meimei Du. Research on modeling and optimization methods of integrated resource planning. In *4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, pages 639–644, July 2011.

- [163] Inversiones Bosque Mar Ltda. Declaración de Impacto Ambiental Parque Eólico Lebu Sur. Capítulo II: Descripción del Proyecto. Concepción, Chile, marzo 2009.
- [164] S. Kannan, S.Mary Raja Slochanal, P. Subbaraj, and Narayana Prasad Padhy. Application of particle swarm optimization technique and its variants to generation expansion planning problem. *Electric Power Systems Research*, 70(3):203–210, 2004.
- [165] P. Kaymaz, J. Valenzuela, and C. S. Park. Transmission Congestion and Competition on Power Generation Expansion. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1):156–163, feb. 2007.
- [166] A. Keane, M. Milligan, C.J. Dent, B. Hasche, C. D’Annunzio, K. Dragoon, H. Holttinen, N. Samaan, L. Soder, and M. O’Malley. Capacity Value of Wind Power. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2):564–572, may 2011.
- [167] P. Mankki. Electric power capacity planning under uncertain conditions. In *Third International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems (PMAPS)*, pages 214–219, jul 1991.
- [168] S.A. McCusker, B.F. Hobbs, and Yuandong Ji. Distributed utility planning using probabilistic production costing and generalized benders decomposition. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2):497–505, may 2002.
- [169] Ministerio de Energía. Decreto Número 61: Fija Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, el área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus componentes con sus Fórmulas de Indexación para el cuatrienio 2011-2014. Santiago, Chile, septiembre 2011.
- [170] K. Nara, T. Satoh, H. Kuwabara, K. Aoki, M. Kitagawa, and T. Ishihara. Distribution systems expansion planning by multi-stage branch exchange. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(1):208–214, feb 1992.
- [171] C. Obersteiner and M. Saguan. On the market value of wind power. In *6th International Conference on the European Energy Market (EEM2009)*, pages 1–6, may 2009.
- [172] P. Paliwal, N.P. Patidar, and R.K. Nema. A comprehensive survey of optimization techniques used for Distributed Generator siting and sizing. In *Proceedings of IEEE Southeastcon*, pages 1–7, march 2012.
- [173] J.M.S. Pinheiro, C.R.R. Dornellas, M.Th. Schilling, A.C.G. Melo, and J.C.O. Mello. Probing the new IEEE Reliability Test System (RTS-96): HL-II assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(1):171–176, feb 1998.

REFERENCIAS

- [174] Jae Hyung Roh, M. Shahidehpour, and Lei Wu. Market-Based Generation and Transmission Planning With Uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1587–1598, aug. 2009.
- [175] A.P. Ruszczyński and A. Shapiro. *Stochastic programming*, volume 10 of *Handbooks in operations research and management science*. Elsevier, 2003. ISBN 0-444-50854-6.
- [176] R. Tanabe, K. Yasuda, R. Yokoyama, and H. Sasaki. Flexible generation mix under multi objectives and uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(2):581–587, may 1993.
- [177] G. Wacker and R. Billinton. Customer cost of electric service interruptions. *Proceedings of the IEEE*, 77(6):919–930, jun 1989.
- [178] Yan Wang. *Scenario reduction heuristics for a rolling stochastic programming simulation of bulk energy flows with uncertain fuel costs*. PhD thesis, Iowa State University, Ames, Iowa, USA, 2010.
- [179] Roger J-B Wets. Stochastic programming models: Wait-and-see versus here-and-now. In François Auzerais, R. Burridge, C. Greengard, and A. Ruszczyński, editors, *Decision Making under Uncertainty: Energy and Environmental Models*, pages 1–16. Springer, jul 2001.
- [180] S. Wogrin, J. Barquin, and E. Centeno. Capacity Expansion Equilibria in Liberalized Electricity Markets: An EPEC Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP(99):1, 2012.

Anexos

Anexo A

Antecedentes y supuestos del modelo del SIC

En este anexo se detallan los antecedentes utilizados y supuestos definitivos del modelo del Sistema Interconectado Central (SIC) implementado.

El modelo inicial se basaba íntegramente en la información contenida en el Informe de Precios de Nudo de Abril de 2011 [125]. Respecto a éste, conforme a las observaciones planteadas por Transelec, se ha corregido el plan indicativo de expansión del sistema transmisión considerando la revisión del Estudio de Transmisión Troncal 2011 [126], la información de los decretos N° 115 [139] y N° 116 [140], y la Resolución Exenta N° 703 [141].

El plan indicativo de expansión de generación no presenta mayores modificaciones respecto al modelo inicial, salvo por la corrección de la fecha de puesta en servicio de algunas centrales que han sido retrasadas y la inclusión de centrales adicionales al final del periodo.

A la demanda – generada a partir del consumo de energía previsto en [125] y los perfiles de carga del año 2009¹ – se han incorporado los proyectos mineros considerados en [126], para representar el crecimiento que presenta este sector productivo en la zona norte del SIC.

El modelo hidrológico ha sido modificado para corregir algunas imprecisiones e incorporar de manera simplificada las filtraciones de los embalses y los convenios de riego, que imponen restricciones adicionales sobre el uso de agua.

Finalmente, se adaptaron los planes indicativos de expansión de generación y transmisión para dar lugar a un conjunto de alternativas de expansión a ser consideradas por el algoritmo que minimiza los costos esperados totales para el sistema.

¹Información entregada por Transelec.

A.1. Sistema de Transmisión

A.1.1. Consideraciones generales

El modelo simplificado del sistema de transmisión del SIC se ha construido sobre la base del modelo de optimización hidrológico de la CNE². A él se ha agregado el sistema troncal de la zona de Concepción, el sistema en 154kV – que va en paralelo al troncal – entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa, y otros elementos correspondientes a los proyectos de expansión de transmisión. En lo que sigue se detallan los componentes y atributos del sistema de transmisión modelado.

A.1.2. Regiones y nodos

Se modela el sistema como una única región (“SIC”) dividida en tres zonas, de acuerdo a lo establecido para el pago de peajes: Transmisión Norte, Transmisión Sur y Transmisión Común (“TxT Norte”, “TxT Sur” y “TxT Común” respectivamente).

En total, el sistema está compuesto por 90 nodos, de los cuales 15 corresponden a nodos auxiliares agregados para imponer restricciones especiales sobre ciertos tramos (terminados en “RTx”, “Aux” y “trafo II”). En las tablas A.1, A.2 y A.3 se detallan los nodos del modelo separados por zonas. Las fechas de puesta en servicio de los nodos no implican – necesariamente – la puesta en servicio de las obras asociadas a ellos, según se indica en la sección A.1.5.

Tabla A.1: Nodos en sistema de Transmisión Norte.

Nodos zona “TxT Norte”		
Nombre	Tensión [kV]	Fecha P. Servicio
Diego de Almagro 220	220	
Carrera Pinto 220	220	
Cardones 220 NORTE (RTx)	220	
Cardones 220	220	
Cardones 500	500	1-5-2017
Maitencillo 220	220	
Maitencillo 500	500	1-5-2017
Pan de Azucar 220	220	
Pan de Azucar 500	500	1-5-2017
Los Vilos 220	220	

²Extraído desde las bases de cálculo del OSE2000 disponibles en [125].

Tabla A.2: Nodos en Área de Influencia Común.

Nodos zona “TxT Común”		
Nombre	Tensión [kV]	Fecha P. Servicio
Nogales 220	220	
Quillota 220	220	
Quillota 110	110	
San Luis 220	220	
Agua Santa 220	220	
Agua Santa 110	110	
Las Vegas 110	110	
Polpaico 220	220	
Polpaico 500	500	
Polpaico 500 SUR (RTx)	500	
El Salto 220	220	
El Salto 110	110	
Cerro Navia 220	220	
Cerro Navia 220 Aux ³	220	
Cerro Navia Desf 220	220	1-4-2012
Cerro Navia 110	110	
Los Almendros 220	220	
Los Almendros 110	110	
Lampa 220	220	
Lo Aguirre 220	220	1-5-2015
Lo Aguirre 220 (trafo II)	220	1-1-2017
Lo Aguirre 500	500	1-5-2015
Lo Aguirre 500 SIC (RTx)	500	
Melipilla 220 NORTE (RTx)	220	
Melipilla 220	220	
Rapel 220 NORTE (RTx)	220	
Rapel 220	220	
Chena 110	110	
Chena 220	220	
Alto Jahuel 110	110	
Alto Jahuel 220	220	

³Nodo retirado con la entrada de “Cerro Navia Desf 220”

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre	Tensión [kV]	Fecha P. Servicio
Alto Jahuel 500 NORTE (RTx)	500	
Alto Jahuel 500	500	
Alto Jahuel 154	154	
Paine 154	154	
Punta de Cortes 154	154	
Rancagua 154	154	
Tilcoco 154	154	
Tinguiririca 154	154	
Teno 154	154	
San Fernando 154	154	
Candelaria 220	220	
Colbun 220	220	
Ancoa 220	220	
Ancoa 500 NORTE (RTx)	500	
Ancoa 500	500	
Itahue 220	220	
Itahue 154	154	
Maule 154	154	
Linares 154	154	
Parral 154	154	
Chillan 154	154	
Charrua 220	220	
Charrua 500 NORTE (RTx)	500	
Charrua 500	500	
Charrua 154	154	
Concepcion 220	220	
Concepcion 154	154	
Hualpen 220	220	
Hualpen 154	154	
Lagunillas 220	220	15-8-2011
Lagunillas 154	154	15-8-2011

Tabla A.3: Nodos en sistema de Transmisión Sur.

Nodos zona “TxT Sur”		
Nombre	Tensión [kV]	Fecha P. Servicio
Esperanza 220	220	
Mulchen 220 NORTE (RTx)	220	1-1-2013
Mulchen 220	220	1-1-2013
Mulchen 500	500	1-1-2017
Temuco 220	220	
Cautin 220 NORTE (RTx)	220	
Cautin 220	220	
Cautin 500	500	1-1-2017
Ciruelos 220 NORTE (RTx)	220	
Ciruelos 220	220	
Ciruelos 220 SUR (RTx)	220	
Ciruelos 500	500	1-1-2017
Pichirropulli 220	220	1-1-2017
Pichirropulli 220 SUR (RTx)	220	1-1-2017
Valdivia 220	220	
Barro Blanco 220	220	
Puerto Montt 220	220	

A.1.3. Líneas de transmisión

Tanto las líneas de transmisión existentes desde el inicio del periodo, como aquellos proyectos de líneas con fecha de puesta en servicio hasta el año 2017 que se encuentran en proceso de licitación o adjudicadas, no son susceptibles de modificarse en el proceso de optimización. De éstas, las líneas reales son presentadas en la tabla A.4, mientras que en la tabla A.5 se enumeran las líneas auxiliares utilizadas para limitar los flujos en los tramos troncales.

Las líneas de transmisión candidatas para expansión (con fecha de puesta en servicio o retiro recomendada desde el 2017) se presentan en la tabla A.6. En dicha tabla se indica la decisión(es) a tomar por el algoritmo de optimización en cada caso.

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Tabla A.4: Características de líneas de transmisión predefinidas.

Nombre	Datos de líneas de transmisión predefinidas									
	Nodos		Fecha P. Servicio	Fecha Retiro	r [pu]	x [pu]	Cap. Térm. [MW]	Cap. Térm. desde	Nodos	
	Desde	Hacia							Desde	Hacia
Diego de Almagro 220→Carrera Pinto 220	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220			0.0151	0.0611	220			
Cardones 220→Diego de Almagro 220	Cardones 220 NORTE (RTx)	Diego de Almagro 220	1-5-2017		0.0304	0.1213	290			
Carrera Pinto 220→Cardones 220	Carrera Pinto 220	Cardones 220 NORTE (RTx)			0.0144	0.0585	197			
Cardones 220→Maitencillo 220	Cardones 220	Maitencillo 220			0.0091	0.0363	777			
Maitencillo 500→Cardones 500	Maitencillo 500	Cardones 500	1-5-2017		0.0006	0.0037	3000			
Maitencillo 220→Pan de Azúcar 220	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220			0.0199	0.0795	394			
Pan de Azúcar 500→Maitencillo 500	Pan de Azúcar 500	Maitencillo 500	1-5-2017		0.0009	0.0054	3000			
Pan de Azúcar 220→Los Vilos 220	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220			0.0235	0.0919	446			
Pan de Azúcar 500→Polpaico 500	Pan de Azúcar 500	Polpaico 500	1-5-2017		0.0002	0.0112	3000			
Los Vilos 220→Nogales 220	Los Vilos 220	Nogales 220			0.0097	0.0386	446			
Nogales 220→Polpaico 220	Nogales 220	Polpaico 220	7-11-2011		0.0001	0.0122	3000			
San Luis 220→Quillota 220	San Luis 220	Quillota 220			0.0002	0.0022	2352			
Quillota 220→Polpaico 220	Quillota 220	Polpaico 220			0.0001	0.0121	2000			
Agua Santa 110→Quillota 110	Agua Santa 110	Quillota 110			0.0172	0.0431	800			
Las Vegas 110→Quillota 110	Las Vegas 110	Quillota 110			0.008	0.0446	366			
Agua Santa 220→San Luis 220	Agua Santa 220	San Luis 220			0.0034	0.0194	321			
Cerro Navia 110→Las Vegas 110	Cerro Navia 110	Las Vegas 110			0.0316	0.1162	162			
Polpaico 220→El Salto 220	Polpaico 220	El Salto 220			0.0017	0.0162	646			
Cerro Navia 220→Polpaico 220	Cerro Navia 220 Aux	Polpaico 220		1-4-2012	0.0064	0.0237	310			
Cerro Navia Desf 220→Polpaico 220	Cerro Navia Desf 220	Polpaico 220	1-4-2012		0.0064	0.0237	310			
Lampa 220→Polpaico 220	Lampa 220	Polpaico 220			0.0036	0.0132	310			
Lo Aguirre 500→Polpaico 500	Lo Aguirre 500 SIC (RTx)	Polpaico 500 SUR (RTx)	1-5-2015		0.0003	0.0037	1800			
Alto Jahuel 500→Polpaico 500	Alto Jahuel 500 NORTE (RTx)	Polpaico 500 SUR (RTx)		1-5-2015	0.0006	0.0079	1800			
Ancoa 500→Polpaico 500	Ancoa 500 NORTE (RTx)	Polpaico 500 SUR (RTx)		1-3-2013	0.0026	0.017	1800			
El Salto 110→Cerro Navia 110	El Salto 110	Cerro Navia 110			0.0207	0.0545	316			
Los Almendros 110→El Salto 110	Los Almendros 110	El Salto 110			0.0069	0.0257	316			
Cerro Navia 220→Cerro Navia 220 Aux	Cerro Navia 220	Cerro Navia 220 Aux		1-4-2012	0	1E-8	720			
Cerro Navia 220→Cerro Navia Desf 220	Cerro Navia 220	Cerro Navia Desf 220	1-4-2012		0	0.0001	700			
Lo Aguirre 220→Cerro Navia 220	Lo Aguirre 220	Cerro Navia 220	1-5-2015		0.0003	0.0039	3000			
Melipilla 220→Cerro Navia 220	Melipilla 220 NORTE (RTx)	Cerro Navia 220		1-5-2015	0.0118	0.0458	193			

Nombre	Nodos		Fecha P. Servicio	Fecha Retiro	r [pu]	x [pu]	Cap. Térm. [MW]	Cap. Térm. desde
	Desde	Hacia						
Melipilla 220→Cerro Navia 220 II	Melipilla 220 NORTE (RTx)	Cerro Navia 220		1-5-2015	0.0118	0.0458	193	
Chena 220→Cerro Navia 220	Chena 220	Cerro Navia 220			0.0013	0.005	520	1-3-2012
Cerro Navia 220→Lampa 220	Cerro Navia 220 Aux	Lampa 220		1-4-2012	0.0028	0.0105	310	
Cerro Navia Desf 220→Lampa 220	Cerro Navia Desf 220	Lampa 220	1-4-2012		0.0028	0.0105	310	
Chena 110→Cerro Navia 110	Chena 110	Cerro Navia 110			0.0053	0.0189	128	
Los Almendros 220→Alto Jahuel 220	Los Almendros 220	Alto Jahuel 220			0.0025	0.0174	423	
Chena 110→Los Almendros 110	Chena 110	Los Almendros 110			0.01	0.0311	1368	
Alto Jahuel 110→Los Almendros 110	Alto Jahuel 110	Los Almendros 110			0.0212	0.0673	162	
Melipilla 220→Lo Aguirre 220	Melipilla 220 NORTE (RTx)	Lo Aguirre 220	1-5-2015		0.0168	0.0661	193	
Melipilla 220→Lo Aguirre 220 II	Melipilla 220 NORTE (RTx)	Lo Aguirre 220	1-5-2015		0.0168	0.0661	193	
Alto Jahuel 500→Lo Aguirre 500	Alto Jahuel 500 NORTE (RTx)	Lo Aguirre 500 SIC (RTx)	1-5-2015		0.0004	0.0042	1800	
Rapel 220→Melipilla 220	Rapel 220 NORTE (RTx)	Melipilla 220			0.0118	0.0458	193	
Rapel 220→Melipilla 220 II	Rapel 220 NORTE (RTx)	Melipilla 220			0.0118	0.0458	193	
Alto Jahuel 110→Chena 110	Alto Jahuel 110	Chena 110			0.0092	0.0302	316	
Alto Jahuel 220→Chena 220	Alto Jahuel 220	Chena 220			0.0013	0.0061	1220	1-3-2012
Candelaria 220→Alto Jahuel 220	Candelaria 220	Alto Jahuel 220			0.0019	0.0081	610	
Ancoa 500→Alto Jahuel 500	Ancoa 500 NORTE (RTx)	Alto Jahuel 500			0.0026	0.0133	1550	
Ancoa 500→Alto Jahuel 500 II	Ancoa 500 NORTE (RTx)	Alto Jahuel 500	1-3-2013		0.0025	0.0133	1800	
Ancoa 500→Alto Jahuel 500 III	Ancoa 500 NORTE (RTx)	Alto Jahuel 500	1-7-2014		0.0025	0.0133	1732	
Alto Jahuel 154→Paine 154	Alto Jahuel 154	Paine 154			0.0061	0.0283	179	
Alto Jahuel 154→Punta de Cortes 154	Alto Jahuel 154	Punta de Cortes 154			0.0216	0.0976	179	
Paine 154→Rancagua 154	Paine 154	Rancagua 154			0.0096	0.0535	179	
Punta de Cortes 154→Tilcoco 154	Punta de Cortes 154	Tilcoco 154			0.0096	0.0347	128	
Rancagua 154→Tinguiririca 154	Rancagua 154	Tinguiririca 154			0.0289	0.1084	125	
Tilcoco 154→Tinguiririca 154	Tilcoco 154	Tinguiririca 154			0.008	0.0289	128	
Tinguiririca 154→Teno 154	Tinguiririca 154	Teno 154			0.0122	0.0516	198	
Tinguiririca 154→San Fernando 154	Tinguiririca 154	San Fernando 154			0.0018	0.0071	127	
Tinguiririca 154→Itahue 154	Tinguiririca 154	Itahue 154			0.0227	0.1051	192	
Teno 154→Itahue 154	Teno 154	Itahue 154			0.0131	0.0606	198	
Colbun 220→Candelaria 220	Colbun 220	Candelaria 220			0.0077	0.0326	610	
Colbun 220→Ancoa 220	Colbun 220	Ancoa 220	1-10-2012		0	2.1E-7	910	

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre	Nodos		Fecha P. Servicio	Fecha Retiro	r [pu]	x [pu]	Cap. Térm. [MW]	Cap. Térm. desde
	Desde	Hacia						
Ancoa 220→Itahue 220	Ancoa 220	Itahue 220			0.0029	0.0278	944	
Charrua 500→Ancoa 500	Charrua 500 NORTE (RTx)	Ancoa 500			0.002	0.0128	1766	
Charrua 500→Ancoa 500 II	Charrua 500 NORTE (RTx)	Ancoa 500			0.002	0.0128	1766	
Itahue 154→Maule 154	Itahue 154	Maule 154			0.0239	0.0747	107	
Maule 154→Linares 154	Maule 154	Linares 154			0.0237	0.0742	107	
Linares 154→Parral 154	Linares 154	Parral 154			0.0205	0.064	107	
Parral 154→Chillan 154	Parral 154	Chillan 154			0.0361	0.1132	107	
Chillan 154→Charrua 154	Chillan 154	Charrua 154			0.0138	0.1034	157	
Charrua 220→Concepcion 220	Charrua 220	Concepcion 220			0.0148	0.0574	265	
Charrua 220→Hualpen 220	Charrua 220	Hualpen 220			0.0135	0.1001	273	
Charrua 220→Lagunillas 220	Charrua 220	Lagunillas 220	1-3-2012		0.0057	0.0433	300	
Charrua 220→Esperanza 220	Charrua 220	Esperanza 220			0.0146	0.0747	193	
Charrua 220→Mulchen 220	Charrua 220	Mulchen 220 NORTE (RTx)	1-1-2013		0.0035	0.0214	1000	
Charrua 220→Cautin 220	Charrua 220	Cautin 220 NORTE (RTx)		1-1-2013	0.0103	0.0624	1000	
Charrua 154→Concepcion 154	Charrua 154	Concepcion 154			0.0399	0.1249	168	
Hualpen 154→Concepcion 154	Hualpen 154	Concepcion 154			0.0049	0.0142	316	
Hualpen 220→Lagunillas 220	Hualpen 220	Lagunillas 220	15-8-2011		0.0019	0.0094	600	
Hualpen 154→Lagunillas 154	Hualpen 154	Lagunillas 154	15-8-2011		0.0092	0.0346	188	
Esperanza 220→Temuco 220	Esperanza 220	Temuco 220			0.0167	0.0853	193	
Mulchen 220→Cautin 220	Mulchen 220	Cautin 220 NORTE (RTx)	1-1-2013		0.0068	0.041	1000	
Temuco 220→Cautin 220	Temuco 220	Cautin 220			0.0013	0.004	332	
Ciruelos 220→Cautin 220	Ciruelos 220 NORTE (RTx)	Cautin 220			0.0263	0.083	290	
Ciruelos 220→Pichirropulli 220	Ciruelos 220 SUR (RTx)	Pichirropulli 220	1-5-2017		0.0138	0.0551	290	
Valdivia 220→Ciruelos 220	Valdivia 220	Ciruelos 220 SUR (RTx)			0.0091	0.0288	338	1-3-2014
Pichirropulli 220→Valdivia 220	Pichirropulli 220	Valdivia 220	1-5-2017		0.0218	0.0871	332	
Pichirropulli 220→Barro Blanco 220	Pichirropulli 220 SUR (RTx)	Barro Blanco 220	1-5-2017		0.0176	0.0236	193	
Pichirropulli 220→Puerto Montt 220	Pichirropulli 220 SUR (RTx)	Puerto Montt 220	1-5-2017		0.0171	0.0682	145	
Barro Blanco 220→Valdivia 220	Barro Blanco 220	Valdivia 220		1-5-2017	0.022	0.087	193	
Puerto Montt 220→Valdivia 220	Puerto Montt 220	Valdivia 220		1-5-2017	0.0637	0.1707	145	
Puerto Montt 220→Barro Blanco 220	Puerto Montt 220	Barro Blanco 220			0.0227	0.0942	193	

Tabla A.5: Características de líneas de transmisión auxiliares.

Nombre	Datos de líneas de transmisión auxiliares					Fecha P. Servicio	r [pu]	x [pu]
	Desde	Nodos		Hacia				
Cardones 220→Cardones 220 NORTE (RTx)	Cardones 220		Cardones 220 NORTE (RTx)				0	1E-8
Polpaico 500→Polpaico 500 SUR (RTx)	Polpaico 500		Polpaico 500 SUR (RTx)				0	1E-8
Lo Aguirre 500→Lo Aguirre 500 SIC (RTx)	Lo Aguirre 500		Lo Aguirre 500 SIC (RTx)			1-5-2015	0	1E-8
Melipilla 220→Melipilla 220 NORTE (RTx)	Melipilla 220		Melipilla 220 NORTE (RTx)				0	1E-8
Rapel 220→Rapel 220 NORTE (RTx)	Rapel 220		Rapel 220 NORTE (RTx)				0	1E-8
Alto Jahuel 500→Alto Jahuel 500 NORTE (RTx)	Alto Jahuel 500		Alto Jahuel 500 NORTE (RTx)				0	1E-8
Ancoa 500→Ancoa 500 NORTE (RTx)	Ancoa 500		Ancoa 500 NORTE (RTx)				0	1E-8
Charrua 500→Charrua 500 NORTE (RTx)	Charrua 500		Charrua 500 NORTE (RTx)				0	1E-8
Mulchen 220→Mulchen 220 NORTE (RTx)	Mulchen 220		Mulchen 220 NORTE (RTx)			1-1-2013	0	1E-8
Cautin 220→Cautin 220 NORTE (RTx)	Cautin 220		Cautin 220 NORTE (RTx)				0	1E-8
Ciruelos 220→Ciruelos 220 NORTE (RTx)	Ciruelos 220		Ciruelos 220 NORTE (RTx)				0	1E-8
Ciruelos 220→Ciruelos 220 SUR (RTx)	Ciruelos 220		Ciruelos 220 SUR (RTx)				0	1E-8
Pichirropulli 220→Pichirropulli 220 SUR (RTx)	Pichirropulli 220		Pichirropulli 220 SUR (RTx)			1-1-2017	0	1E-8

Tabla A.6: Características de líneas de transmisión involucradas en proyectos de expansión.

Nombre	Datos de líneas de transmisión involucradas en proyectos		Fecha P. Servicio	r [pu]	x [pu]	Cap. Térm. [MW]	Decisión
	Desde	Hacia					
Cardones 220→Diego de Almagro 220 II	Cardones 220 NORTE (RTx)	Diego de Almagro 220		0.0304	0.1213	290	Construcción
Nogales 220→Quillota 220 ⁴	Nogales 220	Quillota 220		0.0031	0.0121	446	Retiro
Lo Aguirre 500→Polpaico 500 II	Lo Aguirre 500 SIC (RTx)	Polpaico 500 SUR (RTx)		0.0003	0.0037	1800	Construcción
Alto Jahuel 500→Polpaico 500 II	Alto Jahuel 500 NORTE (RTx)	Polpaico 500 SUR (RTx)	1-3-2013	0.0007	0.0077	1800	Retiro
Alto Jahuel 500→Polpaico 500 III	Alto Jahuel 500 NORTE (RTx)	Polpaico 500 SUR (RTx)		0.0007	0.0077	1800	Construcción
Alto Jahuel 500→Polpaico 500 IV	Alto Jahuel 500 NORTE (RTx)	Polpaico 500 SUR (RTx)		0.0007	0.0077	1800	Construcción
Lo Aguirre 220 (trafo II)→Lo Aguirre 220 ⁵	Lo Aguirre 220 (trafo II)	Lo Aguirre 220		0	1E-8	1000	Construcción
Melipilla 220→Lo Aguirre 220 III	Melipilla 220 NORTE (RTx)	Lo Aguirre 220		0.0089	0.0353	290	Construcción
Alto Jahuel 500→Lo Aguirre 500 II	Alto Jahuel 500 NORTE (RTx)	Lo Aguirre 500 SIC (RTx)		0.0004	0.0042	1800	Construcción
Rapel 220→Melipilla 220 III	Rapel 220 NORTE (RTx)	Melipilla 220		0.0118	0.0472	290	Construcción
Ancoa 500→Alto Jahuel 500 IV	Ancoa 500 NORTE (RTx)	Alto Jahuel 500		0.0025	0.0133	1732	Construcción
Charrua 500→Ancoa 500 III	Charrua 500 NORTE (RTx)	Ancoa 500		0.0020	0.0128	1766	Construcción
Charrua 500→Ancoa 500 IV	Charrua 500 NORTE (RTx)	Ancoa 500		0.0020	0.0128	1766	Construcción
Charrua 220→Mulchen 220 (500kV)	Charrua 220	Mulchen 220 NORTE (RTx)		0.0029	0.0343	1100	Construcción/Retiro
Charrua 500→Mulchen 500	Charrua 500	Mulchen 500		0.0006	0.0075	5000	Construcción
Mulchen 220→Cautin 220 (500kV)	Mulchen 220	Cautin 220 NORTE (RTx)		0.0055	0.0405	1100	Construcción/Retiro
Mulchen 500→Cautin 500	Mulchen 500	Cautin 500		0.0012	0.0089	5000	Construcción
Ciruelos 220→Cautin 220 (500kV)	Ciruelos 220 NORTE (RTx)	Cautin 220		0.0022	0.0262	2200	Construcción/Retiro
Ciruelos 500→Cautin 500	Ciruelos 500	Cautin 500		0.0010	0.0115	5000	Construcción
Pichirropulli 220→Puerto Montt 220 II	Pichirropulli 220 SUR (RTx)	Puerto Montt 220		0.0048	0.0158	290	Construcción

⁴Línea candidata a retiro tras puesta en servicio de sistema de 500kV entre las subestaciones Polpaico y Cardones, de acuerdo a lo señalado en [126].

⁵Línea ficticia, en serie con segundo transformador 500/220kV en S.E. Lo Aguirre.

A.1.4. Transformadores

El modelo inicial – análogo al modelo CNE OSE2000 – representaba a los transformadores como líneas del sistema, puesto que el nivel de tensión es indiferente para los resultados al calcular los flujos de potencia en sistema por unidad. No obstante, la implementación de transformadores permite discriminar el detalle de precisión con que se modela el flujo en los distintos niveles de tensión, facilitando la ejecución y permitiendo descartar situaciones irrelevantes para este estudio.

Por tanto, se reemplaza las líneas que representan transformadores por transformadores. Las características de éstos últimos se presentan en la tabla A.7. Tal como ocurre con los nodos, la puesta en servicio de los transformadores no implica la ejecución de los proyectos a ellos asociados.

Un diagrama unilineal simplificado para el sistema modelado, incluyendo los nodos, líneas y transformadores listados se presenta en la figura A.1.

A.1.5. Proyectos de expansión

Como criterio, se ha establecido sólo considerar proyectos de transmisión a decidir por el algoritmo de optimización a aquellos cuya fecha de puesta en servicio sea posterior al año 2016 y que no se encuentren (a junio de 2012) aún en proceso de licitación o adjudicados. Este límite fue establecido bajo recomendaciones de Transelec, dado el intervalo que tarda la tramitación de un proyecto del sector de transmisión.

En general, un proyecto de expansión de transmisión puede implicar múltiples modificaciones en el sistema. Por ejemplo, el seccionamiento de una línea, en el modelo, corresponde al retiro de la línea original y la puesta en servicio de dos líneas nuevas en forma simultánea. Para obligar que estos proyectos se desarrollen en forma completa se han agregado restricciones genéricas vinculando las variables de decisión de los objetos que componen los distintos proyectos.

En la tabla A.8 se presentan los proyectos de expansión de transmisión, con sus respectivos V.I. (extraídos desde la Revisión 2011 del E.T.T., los decretos N° 115, N° 116 y la Res. Ex. N° 703), considerados en el modelo del SIC. Se puede apreciar que los proyectos consisten en construcción y retiro de líneas, mas no de nodos o transformadores.

Ya que el algoritmo de expansión no permite decidir la construcción de transformadores, debe ocuparse una línea en serie con los transformadores que se encuentren en proyecto y no admitan un condicionamiento por elementos adyacentes. Esto ocurre en la S.E. Lo Aguirre, en que si se conecta el segundo transformador antes de la decisión de construcción de la segunda etapa se estará modificando los flujos. Luego, se agrega una línea ficticia en serie con el segundo

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

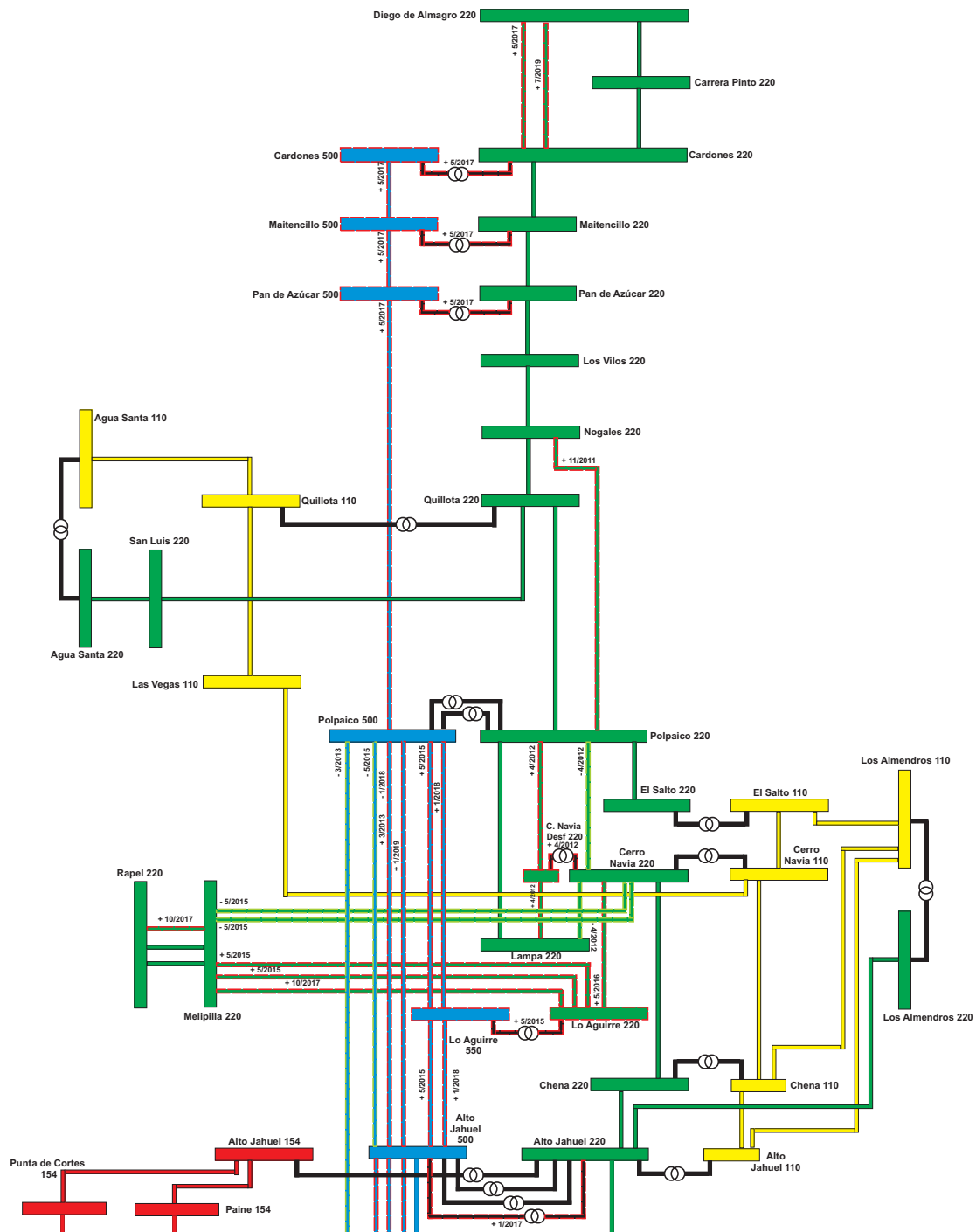


Figura A.1: Esquema unilíneal del sistema modelado.

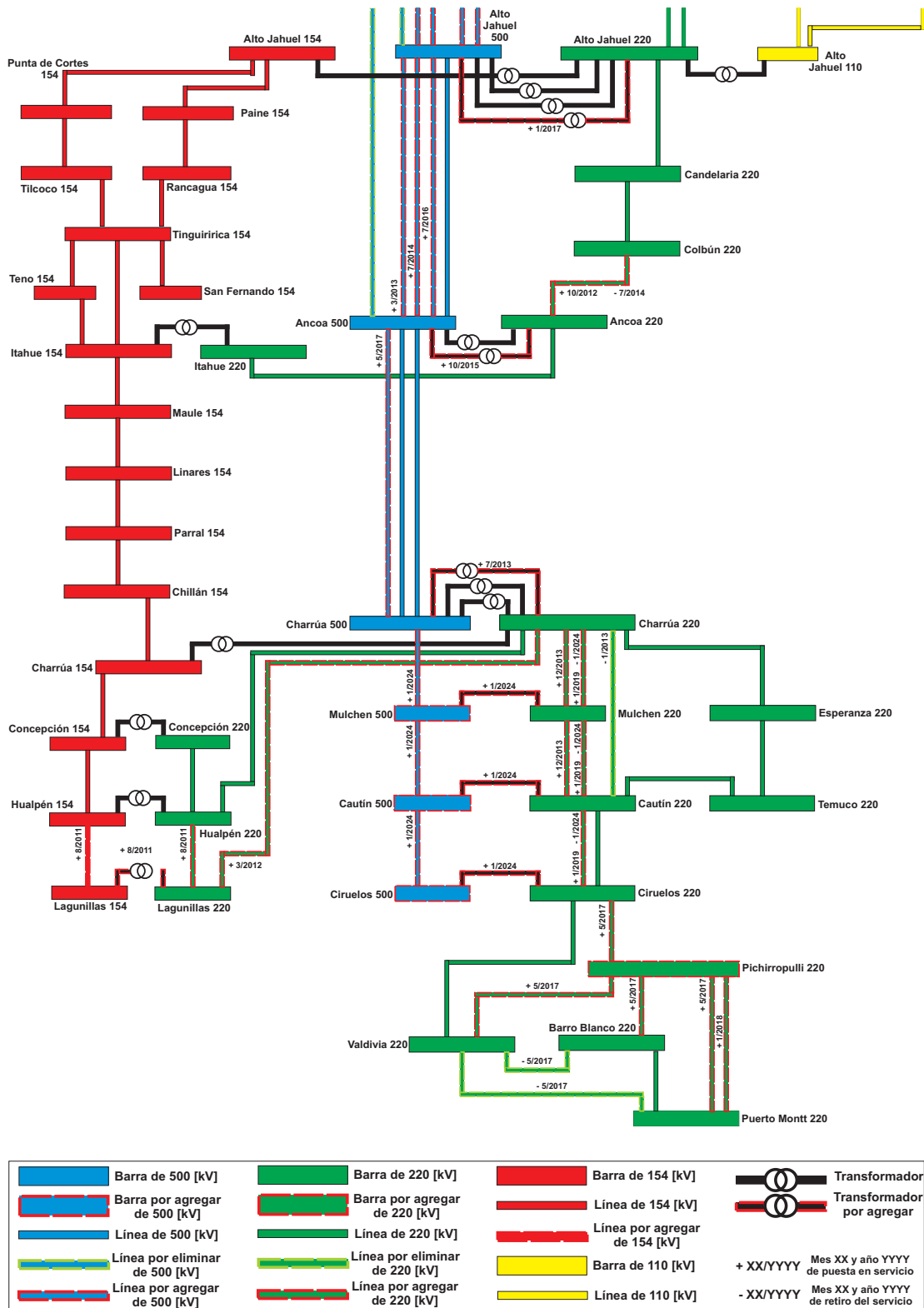


Figura A.1: Esquema unilineal del sistema modelado. (continuación)

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

transformador, la cual es puesta en servicio junto con el seccionamiento del segundo circuito Alto Jahuel - Polpaico 500kV.

Una expansión incluyendo nodos implicaría un cambio de tamaño en la matriz de admitancias, hecho que complicaría la resolución del problema, por lo que se hace entrar todos los nodos a más tardar el 1-1-2017.

Así, en el modelo la fecha de puesta en servicio de los transformadores y los nodos es independiente de la fecha en la cual se pone en servicio el proyecto al que éstos están asociados.

Tabla A.7: Transformadores incluidos en el modelo.

Nombre	Datos de transformadores		Fecha P. Servicio	r [pu]	x [pu]	Capacidad [MW]
	Desde	Nodos Hacia				
Cardones 500→Cardones 220	Cardones 500	Cardones 220	1-1-2017	0.0002	0.0195	750
Maitencillo 500→Maitencillo 220	Maitencillo 500	Maitencillo 220	1-1-2017	0.0002	0.0195	750
Pan de Azúcar 500→Pan de Azúcar 220	Pan de Azúcar 500	Pan de Azúcar 220	1-1-2017	0.0001	0.0098	1500
Quillota 220→Quillota 110	Quillota 220	Quillota 110		0.0006	0.0485	441
Agua Santa 220→Agua Santa 110	Agua Santa 220	Agua Santa 110		0.0000	0.0419	294
Polpaico 500→Polpaico 220	Polpaico 500	Polpaico 220		0.0002	0.0195	771
Polpaico 500→Polpaico 220 II	Polpaico 500	Polpaico 220		0.0002	0.0195	771
El Salto 220→El Salto 110	El Salto 220	El Salto 110		0.0026	0.0261	392
Cerro Navia 220→Cerro Navia 110	Cerro Navia 220	Cerro Navia 110		0.0002	0.0163	756
Los Almendros 220→Los Almendros 110	Los Almendros 220	Los Almendros 110		0.0026	0.0261	392
Lo Aguirre 500→Lo Aguirre 220 I	Lo Aguirre 500	Lo Aguirre 220	1-5-2015	0.0002	0.0195	771
Lo Aguirre 500→Lo Aguirre 220 II	Lo Aguirre 500	Lo Aguirre 220 (trafo II)	1-1-2017	0.0002	0.0195	771
Chena 220→Chena 110	Chena 220	Chena 110		0.0026	0.0261	392
Alto Jahuel 220→Alto Jahuel 110	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 110		0.0003	0.0155	821
Alto Jahuel 500→Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220		0.0002	0.0196	750
Alto Jahuel 500→Alto Jahuel 220 II	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220		0.0002	0.0196	750
Alto Jahuel 500→Alto Jahuel 220 III	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	1-1-2017	0.0002	0.0196	750
Alto Jahuel 220→Alto Jahuel 154	Alto Jahuel 220	Alto Jahuel 154		0.0002	0.0320	300
Ancoa 500→Ancoa 220	Ancoa 500	Ancoa 220		0.0002	0.0195	750
Ancoa 500→Ancoa 220 II	Ancoa 500	Ancoa 220	1-10-2015	0.0002	0.0195	750
Itahue 220→Itahue 154	Itahue 220	Itahue 154		0.0002	0.0320	300
Charrua 220→Charrua 500	Charrua 220	Charrua 500		0.0001	0.0182	750
Charrua 220→Charrua 500 II	Charrua 220	Charrua 500		0.0001	0.0182	750
Charrua 220→Charrua 500 III	Charrua 220	Charrua 500	1-7-2013	0.0001	0.0182	750
Charrua 220→Charrua 154	Charrua 220	Charrua 154		0.0005	0.0280	382
Concepcion 220→Concepcion 154	Concepcion 220	Concepcion 154		0.0005	0.0300	300
Hualpen 220→Hualpen 154	Hualpen 220	Hualpen 154		0.0006	0.0322	300
Lagunillas 220→Lagunillas 154	Lagunillas 220	Lagunillas 154	15-8-2011	0.0005	0.0280	390
Mulchen 500→Mulchen 220	Mulchen 500	Mulchen 220	1-1-2017	0.0002	0.0195	750
Cautin 500→Cautin 220	Cautin 500	Cautin 220	1-1-2017	0.0002	0.0195	750
Ciruelos 500→Ciruelos 220	Ciruelos 500	Ciruelos 220	1-1-2017	0.0002	0.0195	750

Tabla A.8: Proyectos de expansión de transmisión.

Detalle de proyectos de expansión de transmisión		Condiciones	V.I. [MM\$US]
Descripción	Líneas involucradas		
	Segunda etapa S.E. Lo Aguirre. Secciona el segundo circuito Alto Jahuel - Polpaico 500kV y entra en servicio segundo transformador 500/220kV	Retira: Alto Jahuel 500→Polpaico 500 II P. Servicio: Alto Jahuel 500→Lo Aguirre 500 II Lo Aguirre 500→Polpaico 500 II Lo Aguirre 220 (trafo II)→Lo Aguirre 220	
Nueva línea Alto Jahuel - Polpaico 2x500kV, tendido 1 circuito	P. Servicio: Alto Jahuel 500→Polpaico 500 III		59,562
Tendido 2° circuito nueva línea Alto Jahuel - Polpaico 2x500kV	P. Servicio: Alto Jahuel 500→Polpaico 500 IV	Requiere previa puesta en servicio de "Alto Jahuel 500→Polpaico 500 III"	13,600
Tendido 4° circuito línea Ancoa - Alto Jahuel 500kV	P. Servicio: Ancoa 500→Alto Jahuel 500 IV		64,671
Tendido 2° circuito nueva línea Cardones - Diego de Almagro 2x220	P. Servicio: Cardones 220→Diego de Almagro 220 II	Requiere previa puesta en servicio de "Cardones 220→Diego de Almagro 220"	8,477
Nueva línea Charrua - Ciruelos 2x500kV, operada 220kV, tendido 1 circuito ⁶	P. Servicio: Charrua 220→Mulchen 220 (500kV) Ciruelos 220→Cautin 220 (500kV) Mulchen 220→Cautin 220 (500kV)		212,517
Tendido 2° circuito y traspaso a 500kV de línea Charrua - Ciruelos 2x500kV (operada	Retira: Charrua 220→Mulchen 220 (500kV) Ciruelos 220→Cautin 220 (500kV) Mulchen 220→Cautin 220 (500kV)	Requiere previa puesta en servicio de línea Charrua - Ciruelos	103,827

⁶En el tramo Cautin - Ciruelos la línea se pone en operación con sus dos circuitos, de acuerdo a [126].

Descripción	Líneas involucradas	Condiciones	V.I. [MM\$US]
en 220kV)	P. Servicio: Charrua 500→Mulchen 500 Ciruelos 500→Cautin 500 Mulchen 500→Cautin 500	2x500kV, operada 220kV	
Nueva línea Charrúa - Ancoa 2x500kV, tendido 1 circuito	P. Servicio: Charrua 500→Ancoa 500 III		140,400
Tendido 2° circuito nueva línea Charrúa - Ancoa 2x500kV	P. Servicio: Charrua 500→Ancoa 500 IV		32,058
Nueva línea Rapel - Lo Aguirre 1x220kV	P. Servicio: Rapel 220→Melipilla 220 III Melipilla 220→Lo Aguirre 220 III		51,505
Nueva línea Pichirropulli - Puerto Montt 2x220kV, tendido 1 circuito	P. Servicio: Pichirropulli 220→Puerto Montt 220 II	Requiere previa puesta en servicio de S.E. Pichi- rropulli (220kV)	52,883

A.1.6. Restricciones de transmisión y criterio $N-1$

Adicionales a las restricciones por capacidad térmica de las líneas, en distintos tramos del sistema modelado aparecen restricciones adicionales dadas por estabilidad de tensión y la aplicación del criterio de seguridad $N-1$ en transmisión troncal.

Aquellos tramos operados bajo criterio $N-1$ representados como una sola línea y que no presentan variaciones⁷, o si las presentan éstas se encuentran predefinidas, son restringidos utilizando la propiedad *Rating*. Los tramos en estas condiciones se detallan en la tabla A.9.

En tanto, para aquellos tramos representados por más de una línea o que presentan variaciones en función de las decisiones de inversión del algoritmo, se requiere de líneas auxiliares (enumeradas en la tabla A.5) sobre las cuales se establecen las limitaciones para el flujo por medio de restricciones genéricas de la forma:

$$|F_{\text{tramo}}^t| - \Delta F_{\text{proyecto}} \times U_{\text{proyecto}}^t \leq F_{\text{máx inicial tramo}}$$

dónde:

F_{tramo}^t	Flujo actual por el tramo.
$F_{\text{máx inicial tramo}}$	Flujo máximo en el tramo, sin considerar el proyecto.
$\Delta F_{\text{proyecto}}$	Incremento en el flujo máximo causado por la entrada en operación del proyecto.
U_{proyecto}^t	Decisión de inversión acumulada del proyecto (suma de la variable de decisión de inversión en todos los períodos anteriores hasta el actual, inclusive).

Las restricciones de flujo impuestas por la segunda metodología se detallan en la tabla A.10, dónde además se indican las fechas para las modificaciones predefinidas.

Finalmente, vale la pena señalar que si bien se modela el sistema en anillo de 110kV de Santiago, las limitaciones de flujo por él no son relevantes puesto que se desconoce los proyectos a implementar en el futuro, y en último caso se puede tomar medidas operativas al encontrar congestiones. Por tanto, la ejecución del modelo no impondrá restricciones de flujo sobre las líneas de 110kV. Del mismo modo, y dado que no se incluyen proyectos de expansión de transmisión en los sistemas de 154kV, no se imponen restricciones sobre los flujos en dichos sistemas desde el año 2015 en adelante.

⁷En este contexto, se entiende por variaciones la puesta en servicio de líneas en paralelo entre los mismos nodos.

Tabla A.9: Líneas restringidas por criterio *N-I*, mediante la propiedad *Rating*.

Líneas restringidas por criterio <i>N-I</i>		
Nombre	Límite <i>N-I</i>	Límite desde
Cardones 220→Maitencillo 220	381	
	420	1-5-2013
	450	1-11-2013
	580	1-6-2015
Maitencillo 500→Cardones 500	1500	
Maitencillo 220→Pan de Azucar 220	197	
Pan de Azucar 500→Maitencillo 500	1500	
Nogales 220→Quillota 220	224	
Nogales 220→Polpaico 220	1500	
San Luis 220→Quillota 220	1520	
Quillota 220→Polpaico 220	1445	
Polpaico 220→El Salto 220	323	
El Salto 110→Cerro Navia 110	158	
Los Almendros 110→El Salto 110	158	
Cerro Navia 220→Cerro Navia 220 Aux	460	
Cerro Navia 220→Cerro Navia Desf 220	460	
Lo Aguirre 220→Cerro Navia 220	1500	
Chena 220→Cerro Navia 220	260	
	478	1-3-2012
Chena 110→Los Almendros 110	721	
Alto Jahuel 110→Los Almendros 110	81	
Alto Jahuel 110→Chena 110	158	
Alto Jahuel 220→Chena 220	935	
	1100	1-3-2012
Ancoa 220→Itahue 220	400	
Charrua 500→Mulchen 500	2500	
Mulchen 500→Cautin 500	2500	
Temuco 220→Cautin 220	145	
Ciruelos 500→Cautin 500	2500	
Pichirropulli 220→Valdivia 220	166	

Tabla A.10: Limitaciones de flujo en tramos dinámicos, implementadas mediante restricciones genéricas.

Detalle de tramos restringidos con restricciones genéricas				
Flujo restringido	Líneas de tránsito del flujo	Límite [MW]	Fecha	Modificación
Cardones 220 al Norte	Carrera Pinto 220→Cardones 220	197		
	Cardones 220→Diego de Almagro 220	197		+ Cardones 220→Diego de Almagro 220
	Cardones 220→Diego de Almagro 220 II	394		+ Cardones 220→Diego de Almagro 220 II
Pan de Azúcar al Sur	Pan de Azúcar 220→Los Vilos 220	224		
	Pan de Azúcar 500→Polpaico 500	1946		+ Pan de Azúcar 500→Polpaico 500
Polpaico 500 al Sur	Alto Jahuel 500→Polpaico 500	1800		
	Ancoa 500→Polpaico 500	3600		+ Alto Jahuel 500→Polpaico 500 III
	Alto Jahuel 500→Polpaico 500 II	5400		+ Alto Jahuel 500→Polpaico 500 IV
	Lo Aguirre 500→Polpaico 500			
	Lo Aguirre 500→Polpaico 500 II			
Lo Aguirre 500 al SIC	Alto Jahuel 500→Polpaico 500 III			
	Alto Jahuel 500→Polpaico 500 IV			
	Alto Jahuel 500→Lo Aguirre 500	1800	1-5-2015	P. servicio S.E. Lo Aguirre
	Lo Aguirre 500→Polpaico 500	5400		+ 2 ^{da} etapa S.E. Lo Aguirre
	Alto Jahuel 500→Lo Aguirre 500 II			
Rapel 220 al Norte	Lo Aguirre 500→Polpaico 500 II			
	Rapel 220→Melipilla 220	193		
	Rapel 220→Melipilla 220 II	386		+ Rapel 220→Melipilla 220 III
Melipilla 220 al Norte	Rapel 220→Melipilla 220 III			
	Melipilla 220→Cerro Navia 220	193		
	Melipilla 220→Cerro Navia 220 II	386		+ Melipilla 220→Lo Aguirre 220 III
	Melipilla 220→Lo Aguirre 220			
	Melipilla 220→Lo Aguirre 220 II			
Melipilla 220→Lo Aguirre 220 III				

Flujo restringido	Líneas de tránsito del flujo	Límite [MW]	Fecha	Modificación
Alto Jahuel 500 al Norte	Alto Jahuel 500→Polpaico 500	1800		
	Alto Jahuel 500→Polpaico 500 II	3600		+ Alto Jahuel 500→Polpaico 500 III
	Alto Jahuel 500→Lo Aguirre 500	5400		+ Alto Jahuel 500→Polpaico 500 IV
	Alto Jahuel 500→Lo Aguirre 500 II			
	Alto Jahuel 500→Polpaico 500 III			
	Alto Jahuel 500→Polpaico 500 IV			
Ancoa 500 al Norte	Ancoa 500→Alto Jahuel 500	1400		
	Ancoa 500→Polpaico 500	1600	1-8-2011	+ CER y STATCOM
	Ancoa 500→Alto Jahuel 500 II	2100	1-7-2014	+ Ancoa 500→Alto Jahuel 500 III
	Ancoa 500→Alto Jahuel 500 III	2200 ⁸		+ Hidroeléctrica VIII región 01
	Ancoa 500→Alto Jahuel 500 IV	4000 ⁹		+ Ancoa 500→Alto Jahuel 500 IV
Charrua 500 al Norte	Charrua 500→Ancoa 500	1368		
	Charrua 500→Ancoa 500 II	2736		+ Charrua 500→Ancoa 500 III
	Charrua 500→Ancoa 500 III	4502		+ Charrua 500→Ancoa 500 IV
	Charrua 500→Ancoa 500 IV			
Charrua 500/220kV	Charrua 220→Charrua 500	1500		
	Charrua 220→Charrua 500 II	2100	1-7-2013	+ Charrua 220→Charrua 500 III
	Charrua 220→Charrua 500 III			
	Charrua 220→Charrua 500 IV			
Mulchen 220 al Norte	Charrua 220→Mulchen 220	500	1-1-2013	P. servicio S.E. Mulchen
	Charrua 220→Mulchen 220 (500kV)	1000		+ Charrua 220→Mulchen 220 (500kV)
Cautin 220 al Norte	Charrua 220→Cautin 220	500		
	Mulchen 220→Cautin 220 Mulchen 220→Cautin 220 (500kV)	1000		+ Mulchen 220→Cautin 220 (500kV)
Ciruelos 220 al Norte	Ciruelos 220→Cautin 220	145		
	Ciruelos 220→Cautin 220 (500kV)	1438		+ Ciruelos 220→Cautin 220 (500kV)

⁸Límite por estabilidad de tensión [126].⁹Máxima transferencia obtenida en simulaciones [126].

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Flujo restringido	Líneas de tránsito del flujo	Límite [MW]	Fecha	Modificación
Ciruelos 220 al Sur	Valdivia 220→Ciruelos 220 Ciruelos 220→Pichirropulli 220	145 193 386	1-3-2014	+ Cambio conductor + Ciruelos 220→Pichirropulli 220
Pichirropulli 220 al Sur	Pichirropulli 220→Barro Blanco 220 Pichirropulli 220→Puerto Montt 220 Pichirropulli 220→Puerto Montt 220 II	145 290		P. servicio S.E. Pichirropulli + Pichirropulli 220→Puerto Montt 220 II

A.2. Demanda

A.2.1. Distribución temporal de la demanda

Para las simulaciones se requiere datos horarios para la demanda en cada barra, para cada uno de los años incluidos en el horizonte del estudio. Para ello, Transelec entregó los perfiles de demanda usados por el programa PLP del año 2009¹⁰. Dichos datos de demanda están distribuidos en 91 barras y caracterizados para cada mes del año 2009 según una demanda típica semanal, en intervalos de una hora. A partir de dichos datos se generaron perfiles de demanda cronológica para cada una de las 91 barras.

A.2.2. Distribución geográfica de la demanda

El modelo del SIC a utilizar consta de un número de nodos inferior al utilizado por el PLP (63 barras del OSE2000, más algunas barras adicionales para incluir el sistema troncal hacia la zona de Concepción, el circuito de 154kV en paralelo al troncal entre las subestaciones Charrúa y Alto Jahuel, y los futuros proyectos de transmisión), de los cuales sólo 47 presentan carga. Bajo el supuesto de que la demanda entregada para las 91 barras del PLP es neta (no incluye pérdidas equivalentes), se la redistribuye entre las 47 barras con carga del modelo de acuerdo a los siguientes criterios, en orden de prioridad:

1. **Coincidencia exacta:** Barras existentes en ambos modelos.
2. **Coincidencia subestación:** Barras en distinto nivel de tensión pero misma subestación. La carga es asignada a la barra en distinta tensión bajo el supuesto de que la capacidad del (los) transformador(es) de la subestación no imponen restricciones importantes.
3. **Sistema radial:** La barra con demanda informada se deriva radialmente desde una barra en el modelo a utilizar. Incluye sistemas en anillos usualmente abiertos. Se asigna la carga a la barra desde la cual se alimenta, suponiendo que el sistema de transmisión o subtransmisión no presenta restricciones que obliguen la generación local.
4. **Distancia geográfica (galvánica) mínima:** La barra con demanda informada se encuentra en una línea entre dos barras del modelo a utilizar. El criterio general en este caso es asignar la carga a la barra en la cual las pérdidas entre ella y el punto de carga debieran ser menores. Esto implica que:

¹⁰No se usaron perfiles del 2010 debido a las distorsiones en la demanda como resultado del terremoto del 27 de febrero de dicho año.

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

- A distancias distintas entre las barras del modelo a utilizar y el punto de carga, y mismo nivel de tensión, se asignará la carga a la barra que presente la menor distancia galvánica (longitud del conductor) con el punto de carga.
- A distancias similares entre las barras del modelo a utilizar y el punto de carga, y distintos niveles de tensión, se asignará la carga a la barra correspondiente al mayor nivel de tensión.

Los criterios anteriores se aplicaron basados en la información del diagrama unilineal del SIC elaborado por el CDEC-SIC (revisión 16, Mayo 2010). El detalle de la asignación se expone en la tabla A.11.

Tabla A.11: Asignación de la demanda PLP a modelo del SIC.

Asignación de demanda a modelo SIC			
Nombre de la barra	Barra informada PLP	Barra SIC	Criterio aplicado
Paposo 220	Paposo220	Diego de Almagro 220	Sistema radial a partir de Diego de Almagro 220
Diego de Almagro 220	DAlmagro220	Diego de Almagro 220	Coincidencia exacta
Carrera Pinto 220	CPinto220	Carrera Pinto 220	Coincidencia exacta
Cardones 220	Cardones220	Cardones 220	Coincidencia exacta
Cardones 110	Cardones110	Cardones 220	Coincidencia subestación
Maitencillo 220	Maitencillo220	Maitencillo 220	Coincidencia exacta
Maitencillo 110	Maitencillo110	Maitencillo 220	Coincidencia subestación
Huasco 110	Huasco110	Maitencillo 220	Distancia geográfica (galvánica) mínima
El Indio 110	EIndio110	Pan de Azucar 220	Sistema radial a partir de Pan de Azúcar 110
Pan de Azúcar 220	PAzucar220	Pan de Azucar 220	Coincidencia exacta
Pan de Azúcar 110	PAzucar110	Pan de Azucar 220	Coincidencia subestación
El Peñón 110	ElPenon110	Pan de Azucar 220	Sistema radial a partir de Pan de Azúcar 110
Ovalle 66	Ovalle66	Pan de Azucar 220	Sistema radial a partir de Pan de Azúcar 110
Monte Patria 66	MPatria66	Pan de Azucar 220	Sistema radial a partir de Ovalle 66
Punitaqui 66	Punitaqui66	Pan de Azucar 220	Sistema radial a partir de Ovalle 66
Los Vilos 220	LVilos220	Los Vilos 220	Coincidencia exacta
Quillota 220	Quillota220	Quillota 220	Coincidencia exacta
Quillota 110	Quillota110	Quillota 110	Coincidencia exacta
Ventanas 110	Ventanas110	Quillota 110	Distancia geográfica (galvánica) mínima

A.2. DEMANDA

Nombre de la barra	Barra informada PLP	Barra SIC	Criterio aplicado
Miraflores 110	Miraflor110	Agua Santa 110	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Pachacama 110	Pachacama110	Las Vegas 110	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Las Vegas 110	LVegas110	Las Vegas 110	Coincidencia exacta
Punta Peuco 110	PPeuco110	Las Vegas 110	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Polpaico 220	Polpaico220	Polpaico 220	Coincidencia exacta
Batuco 110	Batuco110	Cerro Navia 110	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Lampa 220	Lampa220	Lampa 220	Coincidencia exacta
El Salto 110	ElSalto110	El Salto 110	Coincidencia exacta
Los Almendros 110	Almendros110	Los Almendros 110	Coincidencia exacta
Cerro Navia 110	CNavia110	Cerro Navia 110	Coincidencia exacta
Melipilla 220	AMelipill220	Melipilla 220	Coincidencia exacta
Rapel 220	Rapel220	Rapel 220	Coincidencia exacta
Renca 110	Renca110	Cerro Navia 110	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Ochagavía 110	Ochagavia110	Cerro Navia 110	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Florida 110	Florida110	Los Almendros 110	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Lo Espejo 110	LoEspejo110	Chena 110	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Chena 110	Chena110	Chena 110	Coincidencia exacta
Chena 220	Chena220	Chena 220	Coincidencia exacta
Buin 110	Buin110	Alto Jahuel 110	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Alto Jahuel 110	AJahuel110	Alto Jahuel 110	Coincidencia exacta
Alto Jahuel 220	AJahuel220	Alto Jahuel 220	Coincidencia exacta
Sauzal 110	Sauzal110_2	Alto Jahuel 110	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Paine 154	Paine154	Paine 154	Coincidencia exacta
San Francisco de Mostazal 66	SFcoMost066	Paine 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Graneros 66	Graneros066	Rancagua 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Rancagua 66	Rancagua066	Rancagua 154	Coincidencia subestación
Rancagua 154	Rancagua154	Rancagua 154	Coincidencia exacta
Punta de Cortés 154	PCortes154	Punta de Cortes 154	Coincidencia exacta
Tilcoco 154	Tilcoco154	Tilcoco 154	Coincidencia exacta
Malloa 154	Malloa154	Punta de Cortes 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre de la barra	Barra informada PLP	Barra SIC	Criterio aplicado
San Fernando 154	SFernando154_1	San Fernando 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
San Fernando 154	SFernando154_2	San Fernando 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Teno 154	Teno154	Teno 154	Coincidencia exacta
Candelaria 220	Candela220	Candelaria 220	Coincidencia exacta
Colbún 220	Colbun220	Colbun 220	Coincidencia exacta
Ancoa 220	Ancoa220	Ancoa 220	Coincidencia exacta
Itahue 154	Itahue154	Itahue 154	Coincidencia exacta
Cipreses 154	Cipreses154	Itahue 154	Sistema radial desde Itahue 154
Talca 66	Talca66	Maule 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Maule 154	Maule154	Maule 154	Coincidencia exacta
San Miguel 66	SMiguel66	Maule 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
San Javier 66	SJavier66	Linares 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Constitución 66	Constituci66	Linares 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Linares 154	Linares154	Linares 154	Coincidencia exacta
Parral 154	Parral154	Parral 154	Coincidencia exacta
Santa Elvira 66	SantaElvira66	Chillan 154	Sistema radial desde Chillán 154
Chillan 154	Chillan154	Chillan 154	Coincidencia exacta
Charrúa 220	Charrua220	Charrua 220	Coincidencia exacta
Charrúa 154	Charrua154	Charrua 154	Coincidencia exacta
Charrúa 66	Charrua066	Charrua 154	Coincidencia subestación
Cholgúan 220	Cholguan220	Charrua 220	Sistema radial desde Charrúa 220
Cholgúan 66	Cholguan066	Charrua 220	Sistema radial desde Charrúa 220
Concepción 154	Concepcio154	Concepcion 154	Coincidencia exacta
Indura 66	Indura066	Concepcion 154	Sistema radial desde Concepción 154
San Vicente 154	SVicente154	Hualpen 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Petroquim 154	Petroquim154	Hualpen 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Hualpén 154	Hualpen154	Hualpen 154	Coincidencia exacta
Mapal 154	Mapal154	Hualpen 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Fopaco 154	Fopaco154	Hualpen 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima

Nombre de la barra	Barra informada PLP	Barra SIC	Criterio aplicado
Coronel 154	Coronel154	Hualpen 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Lota 66	Lota66	Hualpen 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Colcura 66	Colcura66	Hualpen 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Celulosa Arauco 66	CArauco66	Hualpen 154	Distancia geográfica (galvánica) mínima
Temuco 220	Temuco220	Temuco 220	Coincidencia exacta
Valdivia 220	Valdivia220	Valdivia 220	Coincidencia exacta
Barro Blanco 220	BBlanco220	Barro Blanco 220	Coincidencia exacta
Puerto Montt	PMontt220	Puerto Montt 220	Coincidencia exacta
Ancud 110	Ancud110	Puerto Montt 220	Sistema Radial desde Puerto Montt 220
Degañ 110	Degan110	Puerto Montt 220	Sistema Radial desde Puerto Montt 220
Pid Pid 110	Pid-Pid110	Puerto Montt 220	Sistema Radial desde Puerto Montt 220
Chonchi 110	Chonchi110	Puerto Montt 220	Sistema Radial desde Puerto Montt 220

A.2.3. Crecimiento de la demanda

Demanda regulada

Los perfiles de demanda regulada del año 2009 para cada barra se hicieron crecer basándose en las tasas de crecimiento de la energía para cada mes del modelo OSE2000. Dicho crecimiento respetó los días de la semana de modo que los ciclos semanales (días de trabajo – descanso) se mantienen para todos los años del periodo.

Demanda industrial

Los perfiles de demanda industrial se hicieron crecer en base a los incrementos de energía en cada barra del modelo OSE2000. Se utilizó esta alternativa pues las energías de la demanda elaborada a partir del PLP y la demanda del OSE2000 no eran concordantes en su distribución geográfica¹¹.

Al igual que en el caso de la demanda regulada, se respetó los días de la semana en los perfiles de demanda industrial.

¹¹En rigor, tampoco son concordantes en cuanto a la separación de la demanda industrial y regulada.

Tabla A.12: Proyectos de consumo en Zona Norte del SIC.

Proyectos de consumo Zona Norte								
Proyecto	Nodo	Energía [GWh]						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 en adelante
Cerro Casale	Carrera Pinto 220	0	0	0	18	45	108	125
Cerro Casale	Cardones 220	0	0	0	342	855	2043	2375
Caserones	Maitencillo 220	5	352	982	990	1020	1058	1039
El Morro	Maitencillo 220	0	0	55	1019	1401	1397	1397
Pascua Lama	Pan de Azucar 220	35	753	850	955	1051	1051	1051
Carmen de Andacollo	Pan de Azucar 220	475	500	500	750	750	750	750
Desarrollo Los Bronces	Polpaico 220	793	826	826	826	826	826	826

Extensión 2021-2025

El modelo OSE2000 no contiene información sobre el crecimiento de la demanda para años posteriores al 2021, puesto que escapan al horizonte de análisis del proceso de Fijación de Precios de Nudo.

Luego, bajo recomendación de Transelec, se extiende la demanda hasta el año 2025 considerando un crecimiento un punto porcentual inferior al crecimiento 2020-2021 en cada barra de carga del sistema.

Proyectos mineros en el Norte Chico

Se observa que el crecimiento de la demanda industrial en el Norte Chico no representa adecuadamente el crecimiento esperado para el sector minería en los próximos años. Luego, a la demanda industrial se suman los consumos mineros señalados en la Revisión 2011 del ETT [126] (Cuadro 6), reproducidos en la tabla A.12 (consumos constantes desde el 2018 en adelante).

Tomando en cuenta los apartados anteriores, el consumo anual proyectado para el SIC se presenta en la tabla A.13. El detalle por barra se presenta en las tablas A.14 y A.15, para consumos regulados e industriales respectivamente.

Debe hacerse notar que la elaboración del plan de obras de la CNE no considera el crecimiento de los consumos mineros en la zona norte del sistema.

Tabla A.13: Demanda anual de energía proyectada para el SIC, en el periodo 2011-2025.

Demanda de energía proyectada para el SIC				
Año	Demanda [GWh]			Tasa Crec. [%]
	Regulada	Industrial	Total	
2011	25.325	18.308	43.633	-
2012	26.321	20.564	46.885	7,45
2013	27.720	23.338	51.058	8,90
2014	29.187	25.791	54.978	7,68
2015	30.690	29.002	59.692	8,57
2016	32.269	31.274	63.543	6,45
2017	33.897	33.212	67.109	5,61
2018	35.571	35.143	70.714	5,37
2019	37.328	37.173	74.501	5,35
2020	39.170	39.371	78.541	5,42
2021	41.324	41.237	82.562	5,12
2022	43.184	42.871	86.055	4,23
2023	45.127	44.588	89.715	4,25
2024	47.158	46.408	93.566	4,29
2025	49.280	48.292	97.572	4,28

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Tabla A.1.4: Crecimiento esperado de demanda regulada, en el periodo 2011-2025.

Nodo	Crecimiento esperado de demanda regulada														
	Consumo anual [GWh]														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Diego de Almagro 220	100,3	104,3	109,8	115,5	121,4	127,8	134,4	140,9	147,8	155,0	163,6	171,1	178,9	186,7	195,1
Cardones 220	543,8	564,9	594,8	626,1	658,2	692,6	727,5	763,2	801,0	840,0	886,5	926,9	968,5	1011,5	1057,1
Matiencillo 220	106,2	110,3	116,2	122,3	128,6	135,2	142,1	149,1	156,4	164,2	173,2	181,0	189,1	197,6	206,5
Pan de Azúcar 220	773,9	804,0	846,5	891,2	937,3	985,5	1035,4	1086,4	1139,8	1196,2	1262,0	1319,0	1378,4	1439,7	1504,8
Los Vilos 220	144,1	149,6	157,5	165,8	174,4	183,4	192,6	202,1	212,1	222,6	234,9	245,4	256,4	267,9	280,0
Quillota 110	360,4	374,2	394,0	414,8	436,3	458,8	481,9	505,6	530,5	556,7	587,5	614,0	641,6	670,1	700,4
Agua Santa 110	1383,7	1437,5	1513,3	1593,6	1675,9	1762,4	1851,6	1942,1	2037,8	2138,7	2256,9	2358,7	2465,0	2574,1	2690,7
Las Vegas 110	366,6	380,9	401,1	422,3	443,9	466,8	490,4	514,7	540,1	566,5	597,6	624,7	652,8	682,2	713,1
Polpaico 220	332,3	346,1	364,9	383,9	403,4	423,6	445,3	467,8	491,4	515,1	542,6	566,6	592,9	620,2	648,2
El Salto 110	1411,4	1467,3	1545,2	1626,9	1710,7	1798,8	1889,6	1983,1	2080,8	2183,4	2303,5	2407,2	2515,7	2628,5	2746,9
Cerro Navia 110	5116,1	5318,2	5600,8	5896,9	6200,5	6520,0	6849,1	7187,7	7542,1	7914,1	8349,5	8725,1	9118,3	9527,2	9956,5
Los Almendros 110	2706,9	2814,0	2963,4	3120,1	3280,8	3449,8	3624,0	3803,2	3990,6	4187,5	4417,8	4616,6	4824,6	5041,0	5268,2
Lampa 220	185,9	193,1	204,3	216,1	227,1	237,4	248,6	260,5	275,1	289,9	305,4	317,8	331,0	347,5	364,9
Melipilla 220	471,7	489,9	515,9	543,1	571,0	600,6	630,8	662,1	694,7	728,7	769,1	803,8	839,8	877,5	917,0
Rapel 220	317,3	329,1	346,5	365,1	384,0	403,7	423,9	444,6	466,7	490,1	517,3	540,3	564,3	589,4	616,4
Chena 110	1698,8	1766,0	1859,8	1958,2	2059,0	2165,0	2274,4	2386,9	2504,5	2628,0	2772,6	2897,3	3027,9	3163,7	3306,2
Alto Jahuel 110	1065,9	1107,7	1166,7	1228,5	1291,9	1358,3	1426,7	1497,2	1571,0	1648,9	1739,5	1817,7	1899,4	1984,5	2074,2
Paine 154	358,5	372,8	392,6	413,2	434,4	456,7	479,9	503,8	528,7	554,4	584,7	611,3	638,9	667,8	697,7
Punta de Cortes 154	532,2	552,9	582,5	613,3	644,8	678,0	712,0	747,4	784,4	823,0	868,1	907,3	947,9	990,7	1035,5
Rancagua 154	398,1	413,5	435,8	458,8	482,3	506,9	532,5	558,9	586,8	615,6	649,2	678,4	708,9	741,1	774,7
Tilcoco 154	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Teno 154	149,5	155,3	163,7	172,5	181,4	190,6	200,0	209,8	220,4	231,6	244,1	255,0	266,3	278,3	291,3
San Fernando 154	226,3	235,2	247,8	260,8	274,2	288,3	302,7	318,0	333,6	349,9	369,1	385,8	403,0	421,5	440,4
Itahue 154	530,7	551,3	580,5	611,0	642,4	675,9	710,0	745,2	781,7	819,9	865,2	904,5	945,2	987,3	1031,6
Maule 154	177,0	184,1	193,8	204,1	214,6	225,7	237,1	248,7	261,0	273,9	289,0	302,0	315,6	329,7	344,5
Linares 154	274,3	284,6	299,8	315,7	332,1	349,2	366,8	384,7	403,7	423,7	447,2	467,3	488,4	509,8	533,0
Parral 154	175,8	182,6	192,3	202,5	212,9	223,9	235,2	246,8	258,9	271,7	286,7	299,7	313,1	327,0	341,8
Chillan 154	289,2	300,5	316,5	333,2	350,4	368,5	387,0	406,1	426,1	447,1	471,9	493,1	515,2	538,2	562,6
Charrua 220	46,5	48,3	50,9	53,6	56,3	59,2	62,2	65,3	68,5	71,9	75,9	79,3	82,8	86,5	90,4
Charrua 154	757,4	788,1	830,0	873,7	918,5	965,8	1015,0	1065,1	1117,7	1172,3	1236,7	1292,5	1351,2	1411,7	1475,2
Concepcion 154	758,5	788,6	830,3	874,2	919,5	966,7	1015,8	1065,7	1118,2	1173,5	1237,9	1293,7	1352,3	1412,4	1476,0
Hualpen 154	948,9	986,1	1038,5	1094,1	1150,8	1209,8	1270,0	1332,6	1398,5	1468,7	1549,7	1619,0	1690,8	1766,5	1847,4
Temuco 220	751,0	780,4	821,8	865,4	910,1	956,9	1005,1	1054,7	1106,7	1161,5	1225,4	1280,5	1338,1	1398,0	1461,2
Valdivia 220	515,8	536,4	564,8	594,7	625,3	657,3	690,6	724,9	760,6	798,2	841,7	879,7	919,4	960,7	1004,0
Barro Blanco 220	487,9	507,0	533,7	561,8	590,7	621,4	652,8	685,1	718,7	753,9	795,4	831,5	869,1	907,7	948,5
Puerto Montt 220	861,6	896,3	944,0	993,8	1044,8	1098,8	1154,1	1211,5	1271,2	1333,7	1406,9	1470,2	1536,4	1605,5	1677,9

Tabla A.1.5: Crecimiento esperado de demanda industrial, en el periodo 2011-2025.

Nodo	Crecimiento esperado de demanda industrial														
	Consumo anual [GWh]														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Diego de Almagro 220	1187,5	1243,8	1284,1	1326,0	1384,1	1460,3	1541,9	1629,4	1723,0	1823,3	1907,3	1976,0	2047,3	2121,1	2197,5
Carrera Pinto 220	192,3	206,1	210,4	225,1	247,9	288,1	365,0	397,1	413,2	430,7	444,8	456,8	469,2	482,4	495,4
Cardones 220	1618,2	1733,7	2057,0	2536,3	3353,5	3595,2	3886,8	4148,6	4410,2	4690,3	4926,9	5128,2	5337,9	5556,8	5784,1
Maitencillo 220	478,2	516,6	884,1	1675,7	2789,2	3255,9	3334,4	3370,1	3416,5	3492,5	3539,1	3583,9	3630,6	3685,8	3729,7
Pan de Azúcar 220	1123,4	1695,7	2897,1	3399,8	3904,1	4123,3	4244,5	4379,5	4523,9	4683,2	4808,8	4915,2	5025,4	5144,4	5257,6
Los Vilos 220	225,6	239,8	258,3	273,3	282,2	290,4	299,1	308,5	318,5	329,2	338,2	344,0	350,0	356,0	362,2
Quillota 220	1702,6	1777,8	1815,0	1827,7	1856,2	1958,6	2068,3	2185,7	2311,6	2446,3	2559,1	2651,5	2747,3	2846,6	2949,4
Quillota 110	468,0	498,2	503,6	509,4	519,0	547,5	577,7	610,1	644,6	681,6	713,0	738,7	765,4	793,0	821,7
Agua Santa 110	468,5	504,3	512,2	524,3	535,0	564,9	596,6	630,5	666,6	705,1	738,3	765,7	794,2	823,7	854,4
Las Vegas 110	761,7	729,9	764,2	821,5	859,9	929,7	1003,8	1083,0	1167,7	1258,0	1335,2	1403,8	1475,9	1551,7	1631,4
Polpaico 220	2581,9	3571,6	3992,9	4085,4	4282,0	4510,3	4747,4	5003,4	5276,4	5569,7	5818,0	6031,9	6255,0	6489,9	6730,3
Cerro Navia 110	263,7	332,4	440,1	556,1	650,2	780,2	910,3	1048,4	1192,6	1342,9	1491,0	1640,7	1805,7	1987,6	2188,3
Rapel 220	92,6	95,2	103,1	112,5	118,2	126,6	134,9	143,8	153,0	162,6	172,2	180,6	189,4	198,6	208,3
Alto Jahuel 220	384,5	491,2	577,7	630,4	679,3	774,5	872,1	976,0	1085,6	1201,0	1308,1	1411,7	1523,5	1644,3	1774,7
Paine 154	109,8	108,4	110,8	113,7	116,5	123,7	130,9	138,5	146,5	154,8	163,0	170,0	177,4	185,1	193,1
Rancagua 154	408,7	432,5	471,5	494,8	512,8	560,0	609,4	662,2	718,4	778,1	830,5	878,3	928,7	982,1	1038,6
Tilcoo 154	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5
Teno 154	75,7	81,0	89,0	104,5	115,0	131,1	147,8	165,5	184,3	204,1	222,2	239,7	258,6	279,0	301,1
Candelaria 220	2332,2	2387,7	2411,8	2434,5	2479,1	2645,4	2823,5	3014,3	3218,6	3437,4	3620,6	3777,4	3941,0	4111,6	4289,7
Colbun 220	619,0	650,5	657,4	662,2	675,1	710,3	747,9	788,3	831,5	877,8	916,6	947,9	980,2	1013,7	1048,3
Ancoa 220	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Itahue 154	0,0	0,0	0,7	1,5	2,3	4,3	6,3	8,4	10,6	12,9	15,2	17,7	20,7	24,1	28,2
Linares 154	19,9	21,5	22,3	25,9	27,0	30,5	34,1	38,0	42,2	46,7	50,5	54,1	58,1	62,3	66,9
Parral 154	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Chillan 154	0,7	4,2	4,6	5,5	6,0	7,6	9,1	10,8	12,6	14,4	16,2	18,0	20,0	22,3	24,8
Charrua 220	1155,5	1051,0	977,5	1005,2	1049,8	1104,3	1162,7	1225,3	1292,3	1364,1	1424,1	1472,6	1522,8	1574,7	1628,4
Charrua 154	122,6	123,8	131,8	143,2	153,3	167,9	183,3	199,9	217,4	236,2	252,4	267,2	283,0	299,8	317,7
Concepcion 154	261,7	294,3	300,4	326,5	334,5	364,2	395,5	428,9	464,4	502,2	535,3	565,2	596,8	630,2	665,5
Hualpen 154	1554,3	1667,8	1753,6	1856,7	1954,8	2096,0	2246,8	2408,2	2580,8	2765,5	2921,3	3056,6	3198,3	3346,5	3501,6
Temuco 220	4,7	4,4	5,0	5,5	6,1	8,0	10,0	12,1	14,3	16,7	18,8	21,1	23,6	26,5	29,7
Valdivia 220	91,2	96,9	98,0	104,2	105,5	111,5	117,9	124,8	132,2	140,1	146,7	152,1	157,8	163,7	169,8

A.3. Parque Generador

A.3.1. Consideraciones generales

Las características de las centrales generadoras corresponden a las de la base de datos utilizada para la simulación de los precios de nudo [125]. Se ha complementado dichas características incorporando tasas de salida forzada¹² (*Forced Outage Rate*, FOR) a las unidades hidroeléctricas en base a las unidades genéricas del *IEEE Reliability Test System-1996* [130].

En la modelación de las centrales generadoras se considera como centrales predefinidas a los generadores que actualmente se encuentran en operación, centrales en proceso de construcción y aquellas más próximas a entrar en operación de acuerdo al plan de obras CNE¹³, utilizando como fecha límite diciembre del año 2013. Los proyectos de centrales con fecha de puesta en servicio posterior – a excepción de “San Pedro” – son considerados candidatos de expansión, con fecha mínima de puesta en servicio acorde a su tecnología y la envergadura del proyecto.

Para efectos de la descripción de la generación del SIC, se agrupan las centrales de generación hidroeléctrica, termoeléctrica y eólica.

A.3.2. Centrales hidroeléctricas

Centrales de embalse

Las centrales de embalse modeladas y sus características se presentan en la tabla A.16, donde η corresponde a la eficiencia de la turbina expresada en MW/cumec¹⁴. Para todas ellas se ha supuesto una tasa de salida forzada del 4 %.

Tal como se hace en el cálculo de precios de nudo [125] se ha supuesto que los rendimientos de las centrales de embalse son constantes e independientes del volumen embalsado, utilizando para ello los rendimientos de las planillas del OSE2000.

¹²Utilizadas en el problema de planificación para hacer un *derating* de las unidades, y otorgar así al sistema una reserva de capacidad ante eventuales fallas.

¹³El Programa de Obras de Generación es elaborado por la CNE, de acuerdo a lo estipulado en el artículo N° 162 del DFL N° 4/2006 (de Economía) y el artículo N° 272 del Decreto 327/97 (de Minería).

¹⁴CUMEC proviene del francés “*cubic metre per second*” y es equivalente a m³/s.

Tabla A.16: Características modeladas de centrales hidráulicas de embalse.

Características de centrales de embalse				
Nombre central	Nodo	Embalse asociado	$P_{\text{máx}}$ [MW]	η [MW/cumec]
Antuco	Charrua 220	Poza Polcura	320	1,63
Canutillar	Puerto Montt 220	Lago Chapo	169	1,92
Cipreses	Itahue 154	Laguna Invernada	105	2,79
Colbun	Colbun 220	Embalse Colbun	460	1,43
El Toro	Charrua 220	Lago Laja	450	4,74
Los Condores	Ancoa 220	Laguna del Maule	150	6,00
Machicura	Colbun 220	Embalse Machicura	97	0,32
Pangue	Charrua 220	Embalse Pangue	472	0,89
Pehuenche	Ancoa 220	Embalse Melado	560	1,67
Ralco	Charrua 220	Embalse Ralco	660	1,55
Rapel	Rapel 220	Lago Rapel	350	0,67

La central “Los Condores”, incluida en la tabla A.16, corresponde al único proyecto de central de embalse descrito como tal en el modelo. Las demás centrales de embalse incluidas en el plan de obras, por simplicidad, son modeladas como centrales de pasada. Los datos del proyecto “Los Condores” se detallan a continuación:

Inversión:	2100 [US\$/kW]
Fecha mín. P. Servicio :	Enero 2016
Vida útil:	50 años

Centrales de pasada

Las centrales hidroeléctricas de pasada (o bien, aquellas modeladas como pasada) incluidas en el modelo corresponden a las presentadas en las tablas A.17, centrales existentes, y A.18, proyectos de centrales. Debe tenerse en cuenta que algunas de las centrales de pasada forman parte de las series hidrológicas detalladas en la sección A.3.2.

Algunas de las centrales de pasada se encuentran asociadas a más de un nodo en el modelo, debido principalmente a simplificaciones hechas en el sistema de transmisión. Para ellas se señala entre paréntesis el porcentaje de su generación que corresponde a cada nodo.

Tal como se hizo con las centrales de embalse, para todas las centrales de pasada se ha supuesto una tasa de salida forzada del 4 %.

En el caso de los proyectos hidroeléctricos de la región de Aysén, se ha asignado el costo del enlace HVDC a la primera unidad en entrar en servicio; “Modulo 01” en el caso de HidroAysén y “Central Cuervo” en el caso de Energía Austral. La puesta en servicio de las demás centrales

constituyentes de los mencionados proyectos, está condicionada a la previa puesta en servicio de las centrales que incluyen los costos de las líneas de transmisión.

La energía afluente a las centrales de pasada utilizada, para las diversas hidrologías históricas, están contenidas en las bases de datos de Informe de Precios de Nudo [125]. En la revisión de dichos antecedentes se encontró inconcordancia respecto a los datos de proyectos, para los casos de HidroAysén y Neltume. De acuerdo a la información contenida en los Estudios de Impacto Ambiental [142], y aquella publicada por los promotores del proyecto, la energía esperada de todas las centrales del complejo HidroAysén es 18430GWh-año, mientras que según los datos hidrológicos de la CNE la energía esperada correspondería a aproximadamente 13450GWh-año. Se decide utilizar una versión corregida de los datos hidrológicos de la CNE – aplicando criterios estadísticos para mantener, en lo posible, la forma original –, cuya energía esperada es concordante con los datos de proyecto.

Similar caso ocurre con Neltume, por lo que también se aplica una corrección a sus datos hidrológicos. Las hidrologías corregidas para las centrales de HidroAysén y Neltume se presentan en la tabla A.19.

Por otra parte, para las centrales del proyecto EnergiaAustral no se cuenta con datos hidrológicos, puesto que su puesta en servicio esperada sobrepasa el horizonte sobre el cuál la CNE realiza el cálculo de precios de nudo. Luego, por cercanía geográfica, se generan datos hidrológicos para las centrales “Central Cuervo”, “Central Blanco” y “Central Condor” a partir de las hidrologías originales de HidroAysén.

Para evitar que los afluentes sean coincidentes, lo cual sería un escenario bastante irreal, los afluentes para EnergiaAustral son generados como combinaciones lineales de los distintos afluentes de HidroAysen, respetando la potencia máxima y la energía esperada para cada central. Los afluentes generados se presentan en la tabla A.20.

Tabla A.17: Características de centrales de pasada predefinidas.

Datos de centrales de pasada predefinidas					
Nombre central	Nodo (s)	P. Servicio	$P_{\text{máx}}$ [MW]	η [MW/cumec]	
Abanico	Charrua 154		136,0	1,27	
Alfalfal	Los Almendros 220		196,0	5,94	
Angostura	Mulchen 220	1-12-2013	316,0	0,45	
Blanco	Polpaico 220		57,0	5,76	
Capullo	Barro Blanco 220		10,0	1,00	
Chacabuquito	Polpaico 220		25,0	1,22	
Chacayes	Alto Jahuel 110 (50 %) Rancagua 154 (50 %)	1-12-2011	106,0	1,00	
Chiburgo	Alto Jahuel 220		19,4	0,97	
Confluencia	Tinguiririca 154	1-5-2011	159,0	1,00	
Coya-Pangal	Alto Jahuel 110 (50 %) Rancagua 154 (50 %)		10,8	1,00	
Curillinque	Itahue 154		89,0	1,01	
El Manzano	Temuco 220		4,9	1,00	
Eyzaguirre	Los Almendros 110		2,0	1,00	
Florida	Los Almendros 110		28,0	1,00	
Guayacan	Los Almendros 110		12,0	1,00	
Hidroeléctrica III Region 01	Maitencillo 220	1-1-2013	4,3	1,00	
Hidroeléctrica VI Region 01	Tinguiririca 154	1-12-2012	40,0	1,00	
Hidroeléctrica VII Region 01	Ancoa 220	1-9-2013	30,0	1,00	

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre central	Nodo (s)	P. Servicio	$P_{m\acute{a}x}$ [MW]	η [MW/cumec]
Hornitos	Las Vegas 110		55,0	5,00
Isla	Itahue 154		68,0	0,81
Juncal	Polpaico 220		32,0	2,20
La Higuera	Tinguiririca 154	1-4-2011	153,0	3,20
La Paloma	Pan de Azucar 220		4,5	1,00
Laja I	Ancoa 220	1-4-2012	36,8	1,00
Lican	Barro Blanco 220		17,0	1,00
Lircay	Maule 154		19,0	0,90
Loma Alta	Ancoa 220		38,0	0,45
Los Molles	Pan de Azucar 220		19,0	1,00
Los Morros	Alto Jahuel 110		1,6	1,00
Los Quilos	Polpaico 220		40,0	1,90
Maitenes	Los Almendros 110		30,8	1,40
Mampil	Charrua 220		49,0	1,05
Mariposas	Barro Blanco 220		6,0	1,00
Ojos de Agua	Itahue 154		9,0	0,68
Palmucho	Charrua 220		32,0	1,14
Peuchen	Charrua 220		77,0	2,10
Pilmaiquen	Barro Blanco 220		35,0	1,00
Puclaro	Pan de Azucar 220		5,6	1,00
Pulelfu	Barro Blanco 220	1-7-2012	9,4	0,92
Pullinque	Barro Blanco 220 (33 %) Temuco 220 (67 %)		48,6	1,00

Nombre central	Nodo (s)	P. Servicio	$P_{\text{máx}}$ [MW]	η [MW/cumec]
Puntilla	Los Almendros 110		22,1	0,76
Quilleco	Charrua 220		70,0	0,55
Rio Trueno	Temuco 220		5,8	1,00
Rucatayo	Barro Blanco 220	1-3-2012	60,0	0,31
Rucue	Charrua 220		169,0	1,33
San Andres	Tinguiririca 154	1-6-2012	40,0	1,00
San Clemente	Alto Jahuel 220		5,4	1,00
San Ignacio	Itahue 154		37,0	0,19
San Pedro	Valdivia 220	1-6-2014	144,0	0,34
Sauce Andes	Las Vegas 110		0,5	1,00
Sauzal	Alto Jahuel 110 (42 %) Rancagua 154 (58 %)		90,0	1,00
Volcan	Los Almendros 110		63,0	1,00

Tabla A.18: Características de proyectos de centrales de pasada.

Datos de proyectos de centrales de pasada						
Nombre central	Nodo	$P_{\text{máx}}$ [MW]	η [MW/cumec]	Mínima P. Servicio	Vida útil [años]	Inversión [US\$/kW]
Central Blanco	Ciruelos 500	375	1,0	1-1-2020	50	2054
Central Condor	Ciruelos 500	54	1,0	1-1-2020	50	2054
Central Cuervo	Ciruelos 500	640	1,0	1-1-2020	50	3490
Hidroeléctrica RM 01	Los Almendros 220	256	4,1	1-1-2016	50	2100

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre central	Nodo	$P_{m\acute{a}x}$ [MW]	η [MW/cumec]	Mínima P. Servicio	Vida útil [años]	Inversión [US\$/kW]
Hidroeléctrica RM 02	Los Almendros 220	275	9,8	1-1-2016	50	2100
Hidroeléctrica VII Region 02	Ancoa 220	20	1,0	1-7-2014	50	2100
Hidroeléctrica VII Region 03	Ancoa 220	20	1,0	1-1-2016	50	2100
Hidroeléctrica VIII Region 01	Ancoa 220	20	1,0	1-3-2014	50	2100
Hidroeléctrica VIII Region 02	Ancoa 220	136	1,0	1-4-2014	50	2100
Hidroeléctrica VIII Region 03	Charrua 220	20	1,0	1-4-2015	50	2100
Hidroeléctrica VIII Region 04	Charrua 220	20	1,0	1-1-2016	50	2100
Modulo 01	Lo Aguirre 500	660	1,0	1-1-2020	50	7224
Modulo 02	Lo Aguirre 500	500	1,0	1-1-2021	50	1164
Modulo 03	Lo Aguirre 500	460	1,0	1-1-2025	50	1164
Modulo 04	Lo Aguirre 500	770	1,0	1-1-2023	50	1164
Modulo 05	Lo Aguirre 500	360	1,0	1-1-2026	50	1164
Neltume	Ciruelos 220	490	1,0	1-1-2017	50	1494

Tabla A.19: Hidrologías corregidas para los proyectos de HidroAysén y Neltume.

Nombre central	Año Hidrológico	Afluente promedio [cumec]											
		Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
Modulo 01	1960	569,4	564,2	526,4	502,7	425,9	394,0	414,0	485,8	559,6	646,9	591,2	637,7
Modulo 01	1961	572,6	549,4	521,9	454,5	424,1	378,3	386,0	446,7	524,4	591,0	542,8	609,9
Modulo 01	1962	608,4	545,8	568,8	469,7	449,3	372,3	402,0	442,8	545,1	622,0	586,0	626,1
Modulo 01	1963	628,3	618,8	574,5	495,8	442,0	388,7	406,1	429,6	528,3	623,8	591,2	626,2
Modulo 01	1964	595,7	602,5	555,8	461,0	420,9	386,9	418,3	435,3	522,0	629,4	591,2	646,9
Modulo 01	1965	628,3	628,5	560,4	539,8	506,9	433,6	431,8	537,4	646,9	646,9	591,2	634,5
Modulo 01	1966	595,1	602,8	628,3	646,9	530,0	432,0	412,7	420,4	467,9	531,4	534,6	556,7
Modulo 01	1967	535,4	600,8	526,6	461,3	425,4	376,3	395,5	480,2	646,9	646,9	591,2	646,9
Modulo 01	1968	545,0	526,0	461,6	454,8	425,5	446,7	463,2	487,7	646,9	641,4	578,7	618,8
Modulo 01	1969	547,7	646,9	624,7	527,5	464,8	403,5	415,5	417,8	515,5	601,3	591,2	646,9
Modulo 01	1970	572,4	563,0	561,0	493,4	439,2	402,9	414,7	431,2	516,6	593,2	509,9	539,9
Modulo 01	1971	502,8	436,9	366,6	393,4	398,7	384,5	473,5	570,2	646,9	646,9	591,2	646,9
Modulo 01	1972	628,3	632,9	509,4	428,0	362,9	341,3	359,8	419,3	507,7	585,4	529,8	573,9
Modulo 01	1973	583,5	481,0	443,2	421,6	405,0	381,6	413,2	446,6	563,5	613,3	580,0	614,2
Modulo 01	1974	572,7	535,1	471,8	431,7	400,8	357,1	388,8	422,8	460,4	542,7	559,6	607,4
Modulo 01	1975	567,2	538,7	451,6	426,9	375,0	355,3	373,3	437,9	498,5	618,6	591,2	646,9
Modulo 01	1976	606,6	638,3	542,6	476,3	412,8	372,4	419,9	438,5	479,3	646,9	591,2	646,9
Modulo 01	1977	628,3	646,9	628,3	642,7	513,4	509,2	565,9	613,4	646,9	646,9	591,2	646,9
Modulo 01	1978	598,1	598,6	519,2	462,9	410,7	345,5	360,5	394,4	558,0	643,9	591,2	646,9
Modulo 01	1979	561,1	479,3	451,8	506,7	467,4	430,9	427,3	491,2	579,6	646,9	591,2	646,9
Modulo 01	1980	628,3	620,1	553,4	500,0	499,3	497,7	460,7	481,2	646,9	646,9	591,2	646,9
Modulo 01	1981	560,4	555,8	517,8	520,8	458,5	415,1	425,8	486,9	516,3	609,4	591,2	642,7
Modulo 01	1982	549,9	529,7	479,7	380,9	358,9	345,3	369,9	405,4	503,7	627,0	591,2	646,9
Modulo 01	1983	583,4	549,3	407,9	391,0	344,1	319,4	367,7	412,9	563,0	646,9	591,2	637,7
Modulo 01	1984	581,0	517,1	399,7	349,4	321,8	307,2	343,5	376,2	522,3	627,7	566,4	573,1
Modulo 01	1985	541,6	528,2	454,6	426,5	391,8	372,4	411,5	441,7	550,1	644,5	591,2	640,8
Modulo 01	1986	560,4	572,4	533,9	544,3	448,0	365,7	406,0	414,3	457,7	552,2	560,2	601,1
Modulo 01	1987	548,5	488,9	469,0	466,7	408,3	346,3	370,1	427,3	495,6	522,3	479,3	491,9
Modulo 01	1988	484,0	412,3	350,7	347,4	318,0	288,9	305,3	375,4	445,8	536,4	503,1	541,4
Modulo 01	1989	581,0	527,5	465,5	483,0	406,0	347,8	360,8	421,5	555,8	646,9	591,2	605,6
Modulo 01	1990	491,9	489,7	575,0	624,3	575,4	497,8	511,7	493,4	565,2	638,9	582,9	646,9
Modulo 01	1991	579,7	477,8	399,0	405,2	395,0	423,0	398,1	459,7	522,3	588,2	538,8	581,7
Modulo 01	1992	529,8	462,2	367,2	353,3	359,3	344,2	376,2	447,4	596,0	620,1	591,2	646,9
Modulo 01	1993	628,3	578,1	463,3	437,6	469,7	420,1	430,2	417,2	456,2	537,1	507,6	542,2
Modulo 01	1994	455,4	508,2	537,4	478,6	433,2	393,6	416,2	442,4	551,5	608,1	563,6	569,5
Modulo 01	1995	525,6	536,4	471,2	439,9	389,5	355,9	395,0	437,3	572,4	578,1	522,6	571,7

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre central	Año Hidrológico	Afluente promedio [cunmec]											
		Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agó.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
Modulo 01	1996	533,9	613,2	559,0	464,4	478,6	459,0	513,4	530,4	601,8	646,9	589,1	590,4
Modulo 01	1997	552,7	576,7	459,0	442,1	542,9	486,2	470,4	481,9	517,8	563,0	525,2	576,7
Modulo 01	1998	483,3	454,0	430,9	542,9	531,9	423,0	509,7	536,7	622,0	646,9	591,2	595,4
Modulo 01	1999	466,9	419,9	355,9	352,0	380,1	345,5	389,5	433,0	489,7	501,5	452,5	441,3
Modulo 01	2000	392,1	377,0	357,4	346,1	335,1	315,1	337,4	355,6	498,5	626,6	591,2	631,4
Modulo 01	2001	552,7	491,7	428,2	411,7	362,6	349,9	375,5	421,5	464,4	522,3	501,8	544,3
Modulo 01	2002	581,6	596,7	469,0	450,3	431,0	403,6	471,1	488,3	595,4	646,9	591,2	646,9
Modulo 01	2003	600,5	496,7	477,0	439,0	416,3	412,8	472,0	569,0	626,5	646,9	591,2	646,9
Modulo 01	2004	628,3	632,8	545,8	545,5	467,6	426,9	460,7	468,1	597,0	646,9	591,2	646,9
Modulo 01	2005	581,6	596,7	469,0	450,3	431,0	403,6	471,1	488,3	595,4	646,9	591,2	646,9
Modulo 01	2006	581,6	596,7	469,0	450,3	431,0	403,6	471,1	488,3	595,4	646,9	591,2	646,9
Modulo 01	2007	581,0	527,5	465,5	483,0	406,0	347,8	360,8	421,5	555,8	646,9	591,2	605,6
Modulo 01	2008	581,0	527,5	465,5	483,0	406,0	347,8	360,8	421,5	555,8	646,9	591,2	605,6
Modulo 02	1960	486,5	500,0	460,3	385,2	325,7	270,9	300,6	300,6	409,0	461,4	456,7	500,0
Modulo 02	1961	486,5	467,4	375,7	294,7	263,7	250,6	254,2	278,0	380,5	467,4	456,7	500,0
Modulo 02	1962	486,5	481,7	485,3	382,8	316,1	269,7	268,5	355,4	425,7	500,0	456,7	500,0
Modulo 02	1963	486,5	497,2	468,6	394,7	319,7	273,3	269,7	305,4	362,6	455,5	456,7	491,2
Modulo 02	1964	456,7	413,8	337,6	289,9	270,9	260,2	280,4	279,2	362,6	461,4	456,7	500,0
Modulo 02	1965	486,5	482,9	379,3	319,7	273,3	257,8	264,9	304,2	397,1	476,9	456,7	500,0
Modulo 02	1966	480,5	467,4	450,7	388,8	303,0	270,9	261,3	273,3	371,3	392,4	429,3	490,0
Modulo 02	1967	486,5	500,0	422,1	353,1	298,3	267,3	264,9	335,2	471,0	500,0	456,7	500,0
Modulo 02	1968	485,3	476,9	406,7	362,6	340,0	325,7	326,9	338,8	450,7	492,4	456,7	500,0
Modulo 02	1969	486,5	486,5	467,4	437,6	287,5	268,5	266,1	263,7	337,6	376,9	400,7	500,0
Modulo 02	1970	486,5	500,0	428,1	365,0	314,9	268,5	260,2	261,3	316,1	343,5	335,2	390,0
Modulo 02	1971	418,6	385,2	293,5	268,5	270,9	261,3	285,2	307,8	344,7	393,6	400,7	500,0
Modulo 02	1972	486,5	500,0	404,3	337,6	273,3	263,7	266,1	284,0	382,8	462,6	456,7	500,0
Modulo 02	1973	486,5	454,3	372,1	312,6	274,4	269,7	273,3	280,4	343,5	392,4	387,6	438,8
Modulo 02	1974	486,5	500,0	400,7	332,8	286,4	267,3	301,8	349,5	405,5	490,0	456,7	500,0
Modulo 02	1975	486,5	488,8	385,2	335,2	299,5	280,4	293,5	337,6	388,8	462,6	456,7	500,0
Modulo 02	1976	476,9	472,2	404,3	356,6	313,8	297,1	343,5	372,1	434,1	500,0	456,7	500,0
Modulo 02	1977	486,5	500,0	486,5	478,1	374,5	347,1	388,8	428,1	487,7	500,0	456,7	500,0
Modulo 02	1978	486,5	500,0	430,5	368,5	307,8	261,3	280,4	281,6	375,7	485,3	456,7	500,0
Modulo 02	1979	486,5	467,4	398,3	385,2	347,1	301,8	293,5	318,5	392,4	500,0	456,7	500,0
Modulo 02	1980	486,5	500,0	418,6	381,6	341,1	318,5	323,3	354,2	481,7	500,0	456,7	500,0
Modulo 02	1981	486,5	461,4	381,6	369,7	330,4	287,5	293,5	328,0	379,3	476,9	456,7	500,0
Modulo 02	1982	486,5	482,9	395,9	319,7	282,8	268,5	280,4	286,4	366,2	484,1	456,7	500,0
Modulo 02	1983	486,5	471,0	359,0	309,0	269,7	268,5	273,3	329,2	446,0	500,0	456,7	500,0
Modulo 02	1984	486,5	473,4	357,8	291,1	262,5	243,5	253,0	268,5	353,1	492,4	456,7	500,0
Modulo 02	1985	486,5	500,0	412,6	354,2	311,4	285,2	285,2	304,2	387,6	500,0	456,7	500,0

A.3. PARQUE GENERADOR

Nombre central	Año Hidrológico	Afluente promedio [cumec]											
		Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agó.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
Modulo 02	1986	484,1	437,6	354,2	341,1	292,3	275,6	291,1	303,0	343,5	449,5	456,7	500,0
Modulo 02	1987	486,5	461,4	391,2	351,9	288,7	274,4	269,7	293,5	401,9	462,6	456,7	500,0
Modulo 02	1988	486,5	432,9	331,6	282,8	266,1	233,9	239,9	313,8	388,8	448,3	444,8	500,0
Modulo 02	1989	479,3	484,1	415,0	356,6	286,4	273,3	281,6	313,8	436,4	500,0	456,7	500,0
Modulo 02	1990	469,8	419,8	398,3	421,0	363,8	300,6	326,9	340,0	401,9	499,6	456,7	500,0
Modulo 02	1991	486,5	500,0	385,2	319,7	280,4	268,5	273,3	305,4	366,2	432,9	456,7	500,0
Modulo 02	1992	486,5	426,9	336,4	272,1	268,5	259,0	269,7	287,5	387,6	454,3	456,7	500,0
Modulo 02	1993	486,5	466,2	357,8	303,0	292,3	272,1	284,0	301,8	359,0	456,7	456,7	500,0
Modulo 02	1994	473,4	436,4	357,8	316,1	275,6	251,8	253,0	262,5	369,7	440,0	440,0	498,4
Modulo 02	1995	480,5	454,3	372,1	301,8	270,9	257,8	275,6	284,0	418,6	500,0	456,7	500,0
Modulo 02	1996	478,1	486,5	426,9	345,9	314,9	269,7	293,5	337,6	424,5	496,0	456,7	500,0
Modulo 02	1997	486,5	484,1	376,9	317,3	319,7	274,4	269,7	281,6	322,1	403,1	422,1	500,0
Modulo 02	1998	486,5	441,2	368,5	397,1	381,6	306,6	349,5	400,7	500,0	500,0	456,7	500,0
Modulo 02	1999	461,4	425,7	331,6	288,7	282,8	257,8	270,9	305,4	382,8	448,3	421,0	435,2
Modulo 02	2000	423,3	361,4	285,2	257,8	245,9	238,7	237,5	260,2	361,4	459,1	456,7	500,0
Modulo 02	2001	486,5	418,6	329,2	280,4	257,8	238,7	256,6	329,2	403,1	418,6	431,7	481,7
Modulo 02	2002	466,2	442,4	356,6	306,6	276,8	254,2	289,9	337,6	397,1	432,9	442,4	500,0
Modulo 02	2003	486,5	465,0	380,5	322,1	300,6	276,8	299,5	349,5	403,1	480,5	456,7	500,0
Modulo 02	2004	486,5	484,1	410,2	369,7	301,8	268,5	274,4	295,9	438,8	500,0	456,7	500,0
Modulo 02	2005	466,2	442,4	356,6	306,6	276,8	254,2	289,9	337,6	397,1	432,9	442,4	500,0
Modulo 02	2006	466,2	442,4	356,6	306,6	276,8	254,2	289,9	337,6	397,1	432,9	442,4	500,0
Modulo 02	2007	479,3	484,1	415,0	356,6	286,4	273,3	281,6	313,8	436,4	500,0	456,7	500,0
Modulo 02	2008	479,3	484,1	415,0	356,6	286,4	273,3	281,6	313,8	436,4	500,0	456,7	500,0
Modulo 03	1960	443,0	456,2	430,1	353,8	295,5	241,1	250,2	256,3	349,9	402,9	416,8	456,2
Modulo 03	1961	443,0	435,5	352,4	272,8	238,2	222,0	222,5	235,9	322,8	409,8	416,8	456,2
Modulo 03	1962	443,0	456,2	443,0	356,2	291,4	242,0	249,0	306,9	367,9	456,2	416,8	456,2
Modulo 03	1963	443,0	456,2	442,1	365,7	293,8	244,7	249,8	261,9	307,7	398,2	416,8	450,3
Modulo 03	1964	414,6	379,8	318,8	270,2	248,2	232,7	245,5	238,3	307,1	404,6	416,8	456,2
Modulo 03	1965	443,0	453,3	355,8	296,1	248,5	228,2	232,2	260,7	340,0	420,5	416,8	456,2
Modulo 03	1966	443,0	440,4	425,8	361,7	279,2	242,5	228,5	232,7	265,2	333,2	383,5	448,4
Modulo 03	1967	443,0	456,2	396,2	326,3	271,7	238,2	232,7	288,4	410,7	456,2	416,8	456,2
Modulo 03	1968	443,0	450,3	384,6	337,7	313,6	297,8	287,3	292,9	392,2	437,4	416,8	456,2
Modulo 03	1969	443,0	456,2	441,6	406,4	264,7	240,6	232,7	237,6	283,2	318,2	354,4	456,2
Modulo 03	1970	443,0	456,2	400,6	335,1	286,8	239,6	229,0	236,7	264,7	286,1	286,8	345,6
Modulo 03	1971	371,6	348,5	277,2	249,3	248,7	236,5	251,5	265,2	291,6	336,6	356,5	456,2
Modulo 03	1972	443,0	456,2	378,2	311,4	248,4	233,2	232,8	242,4	326,1	404,9	416,8	456,2
Modulo 03	1973	443,0	422,1	349,7	289,4	250,1	240,5	240,3	239,8	290,5	336,3	341,5	397,9
Modulo 03	1974	443,0	456,2	375,6	306,6	260,1	238,4	264,7	301,4	348,6	434,1	416,8	456,2
Modulo 03	1975	443,0	456,2	360,8	308,9	272,3	251,2	258,2	291,2	333,1	406,7	416,8	456,2

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre central	Año Hidrológico	Afluente promedio [cunmec]											
		Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
Modulo 03	1976	440,1	445,9	382,5	332,5	289,1	270,3	300,8	322,2	375,7	456,2	416,8	456,2
Modulo 03	1977	443,0	456,2	443,0	441,3	344,2	317,0	340,8	373,7	427,4	456,2	416,8	456,2
Modulo 03	1978	443,0	456,2	406,4	342,9	283,3	235,5	246,6	241,0	322,7	428,8	416,8	456,2
Modulo 03	1979	443,0	447,6	363,8	357,7	328,8	280,7	264,3	280,2	355,2	456,2	416,8	456,2
Modulo 03	1980	443,0	456,2	399,1	359,2	306,3	286,7	282,7	308,1	424,2	456,2	416,8	456,2
Modulo 03	1981	443,0	427,5	352,3	340,7	298,7	255,3	250,3	281,7	335,0	413,4	416,8	456,2
Modulo 03	1982	443,0	450,0	376,1	296,0	242,2	242,5	247,4	246,6	313,9	442,0	416,8	456,2
Modulo 03	1983	443,0	447,7	344,6	286,2	247,3	249,7	250,7	265,4	384,2	456,2	416,8	456,2
Modulo 03	1984	443,0	446,3	338,0	280,4	241,1	221,8	230,7	241,5	299,5	434,0	416,8	456,2
Modulo 03	1985	443,0	456,2	396,4	325,8	285,1	252,5	255,6	259,7	327,5	442,2	416,8	456,2
Modulo 03	1986	443,0	399,6	318,3	297,9	266,5	242,2	242,5	261,8	298,6	376,3	416,8	456,2
Modulo 03	1987	443,0	445,5	355,2	337,9	279,8	245,3	249,6	266,9	346,3	407,3	416,8	456,2
Modulo 03	1988	443,0	400,5	318,6	274,6	249,0	216,4	220,5	260,6	349,1	418,0	416,8	456,2
Modulo 03	1989	443,0	438,1	375,3	339,7	275,3	244,4	249,5	266,5	358,5	456,2	416,8	456,2
Modulo 03	1990	443,0	385,9	355,5	381,1	338,9	278,5	282,3	295,6	352,9	444,0	416,8	456,2
Modulo 03	1991	443,0	456,2	371,1	305,6	256,6	242,2	251,1	263,0	320,6	379,4	416,8	456,2
Modulo 03	1992	443,0	410,6	317,7	249,6	232,3	223,4	234,0	244,5	334,2	400,2	416,8	456,2
Modulo 03	1993	443,0	435,5	340,3	280,3	255,9	241,2	253,9	263,4	299,7	390,4	416,8	456,2
Modulo 03	1994	441,4	404,2	344,0	290,3	242,4	224,6	222,5	234,8	297,3	377,6	394,7	453,4
Modulo 03	1995	437,1	409,5	342,4	280,8	245,8	216,8	233,6	242,7	331,4	439,8	410,5	456,2
Modulo 03	1996	441,1	447,3	407,7	331,0	280,2	238,5	258,7	279,8	376,5	440,9	416,8	456,2
Modulo 03	1997	437,1	453,4	357,9	287,5	279,8	249,4	251,0	248,6	282,1	348,0	384,6	456,2
Modulo 03	1998	443,0	410,6	347,1	362,5	353,8	283,6	302,2	350,8	439,3	456,2	416,8	456,2
Modulo 03	1999	437,8	390,3	311,5	263,6	254,4	232,2	246,8	273,2	335,1	394,3	386,8	403,2
Modulo 03	2000	353,8	323,2	268,8	240,0	223,8	212,0	216,7	230,3	302,0	407,1	416,8	456,2
Modulo 03	2001	443,0	396,8	309,9	265,5	239,0	224,2	232,9	283,9	346,9	386,9	409,7	456,2
Modulo 03	2002	430,1	423,3	356,6	288,9	247,5	232,5	255,2	292,3	341,1	388,4	396,5	456,2
Modulo 03	2003	443,0	437,6	359,0	300,0	276,0	250,5	252,5	302,6	334,4	425,6	416,8	456,2
Modulo 03	2004	443,0	456,2	387,0	341,6	279,8	240,7	243,3	270,4	354,5	452,7	416,8	456,2
Modulo 03	2005	430,1	423,3	356,6	288,9	247,5	232,5	255,2	292,3	341,1	388,4	396,5	456,2
Modulo 03	2006	430,1	423,3	336,6	288,9	247,5	232,5	255,2	292,3	341,1	388,4	396,5	456,2
Modulo 03	2007	443,0	438,1	375,3	339,7	275,3	244,4	249,5	266,5	358,5	456,2	416,8	456,2
Modulo 03	2008	443,0	438,1	375,3	339,7	275,3	244,4	249,5	266,5	358,5	456,2	416,8	456,2
Modulo 04	1960	749,1	770,0	706,2	587,1	493,0	408,5	408,5	453,7	621,7	703,9	705,1	770,0
Modulo 04	1961	749,1	715,8	572,8	446,6	398,9	378,7	383,5	418,0	576,4	715,8	705,1	770,0
Modulo 04	1962	749,1	740,8	745,6	583,6	479,9	408,5	404,9	538,3	649,1	770,0	705,1	770,0
Modulo 04	1963	749,1	765,8	720,5	601,4	484,7	413,2	406,1	462,1	549,0	695,5	705,1	753,9
Modulo 04	1964	699,1	631,2	513,3	438,2	409,7	393,0	422,8	421,6	549,0	705,1	705,1	770,0
Modulo 04	1965	749,1	740,8	578,8	485,9	412,0	388,2	398,9	459,7	602,6	728,9	705,1	770,0

A.3. PARQUE GENERADOR

Nombre central	Año Hidrológico	Afluente promedio [cumec]											
		Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agó.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
Modulo 04	1966	739,6	717,0	690,8	593,1	459,7	409,7	393,0	412,0	479,9	595,5	656,2	752,7
Modulo 04	1967	749,1	770,0	645,5	537,1	451,4	404,9	400,1	507,3	720,5	770,0	705,1	770,0
Modulo 04	1968	745,6	731,3	621,7	551,4	516,9	494,2	494,2	513,3	687,2	753,9	705,1	770,0
Modulo 04	1969	749,1	746,7	718,2	669,3	435,9	406,1	400,1	396,6	509,7	571,7	612,2	770,0
Modulo 04	1970	749,1	770,0	656,2	553,8	477,6	406,1	393,0	393,0	476,4	519,2	508,5	593,1
Modulo 04	1971	638,4	585,9	444,2	407,3	408,5	395,4	431,1	465,6	520,4	596,7	612,2	770,0
Modulo 04	1972	749,1	770,0	616,9	513,3	413,2	397,8	401,3	428,7	581,2	706,2	705,1	770,0
Modulo 04	1973	749,1	695,5	568,1	474,0	414,4	408,5	412,0	422,8	519,2	596,7	589,5	670,5
Modulo 04	1974	749,1	770,0	612,2	505,0	432,3	402,5	456,1	530,0	616,9	751,5	705,1	770,0
Modulo 04	1975	749,1	751,5	587,1	508,5	452,5	424,0	444,2	510,9	590,7	706,2	705,1	770,0
Modulo 04	1976	733,6	725,3	618,1	543,1	476,4	450,2	519,2	564,5	662,2	770,0	705,1	770,0
Modulo 04	1977	749,1	770,0	749,1	733,6	570,5	527,6	589,5	652,6	746,7	770,0	705,1	770,0
Modulo 04	1978	749,1	770,0	658,6	560,9	466,8	395,4	422,8	424,0	570,5	743,2	705,1	770,0
Modulo 04	1979	749,1	718,2	607,4	587,1	527,6	488,5	444,2	481,1	596,7	770,0	705,1	770,0
Modulo 04	1980	749,1	770,0	640,7	581,2	516,9	482,3	488,3	537,1	738,4	770,0	705,1	770,0
Modulo 04	1981	749,1	706,2	582,4	562,1	501,4	434,7	443,0	496,6	576,4	728,9	705,1	770,0
Modulo 04	1982	749,1	740,8	605,0	484,7	426,3	406,1	424,0	433,5	555,0	743,2	705,1	770,0
Modulo 04	1983	749,1	722,9	546,6	469,2	408,5	406,1	413,2	496,6	681,2	770,0	705,1	770,0
Modulo 04	1984	749,1	726,5	545,4	440,6	396,6	368,0	381,1	404,9	534,7	753,9	705,1	770,0
Modulo 04	1985	749,1	770,0	631,2	538,3	471,6	431,1	431,1	459,7	588,3	770,0	705,1	770,0
Modulo 04	1986	743,2	669,3	538,3	516,9	443,0	414,4	438,2	458,5	520,4	684,8	705,1	770,0
Modulo 04	1987	749,1	708,6	595,5	534,7	438,2	414,4	406,1	445,4	611,0	706,2	705,1	770,0
Modulo 04	1988	749,1	661,0	505,0	429,9	402,5	352,5	363,2	474,0	591,9	687,2	683,6	770,0
Modulo 04	1989	737,2	743,2	633,6	543,1	434,7	412,0	425,1	472,8	663,4	770,0	705,1	770,0
Modulo 04	1990	721,7	641,9	606,2	641,9	533,8	456,1	494,2	515,7	611,0	765,8	705,1	770,0
Modulo 04	1991	749,1	770,0	588,3	485,9	424,0	406,1	412,0	462,1	556,2	659,8	705,1	770,0
Modulo 04	1992	749,1	652,6	512,1	412,0	404,9	390,6	406,1	434,7	587,1	693,1	705,1	770,0
Modulo 04	1993	749,1	714,6	544,3	459,7	441,8	412,0	429,9	457,3	543,1	696,7	705,1	770,0
Modulo 04	1994	726,5	666,9	545,4	478,7	416,8	381,1	381,1	395,4	558,6	670,5	674,1	765,8
Modulo 04	1995	737,2	694,3	566,9	456,1	409,7	388,2	416,8	427,5	633,6	770,0	705,1	770,0
Modulo 04	1996	734,8	746,7	652,6	476,4	476,4	406,1	444,2	510,9	647,9	759,8	705,1	770,0
Modulo 04	1997	749,1	743,2	575,2	479,9	483,5	414,4	407,3	426,3	488,3	612,2	646,7	770,0
Modulo 04	1998	747,9	674,1	562,1	605,0	581,2	464,5	530,0	609,8	770,0	770,0	705,1	770,0
Modulo 04	1999	708,6	650,3	503,8	437,1	427,5	390,6	408,5	462,1	581,2	683,6	644,3	665,7
Modulo 04	2000	643,1	549,0	433,5	389,4	371,5	359,6	358,4	391,8	546,6	702,7	705,1	770,0
Modulo 04	2001	749,1	639,5	500,2	425,1	389,4	360,8	387,0	497,8	612,2	638,4	662,2	739,6
Modulo 04	2002	714,6	678,9	543,1	464,5	419,2	384,7	438,2	512,1	602,6	659,8	677,7	770,0
Modulo 04	2003	749,1	713,4	580,0	488,3	454,9	419,2	451,4	530,0	612,2	734,8	705,1	770,0
Modulo 04	2004	749,1	744,4	626,4	563,3	457,3	406,1	414,4	449,0	666,9	770,0	705,1	770,0

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre central	Año Hidrológico	Afluente promedio [cumec]											
		Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agó.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
Modulo 04	2005	714,6	678,9	543,1	464,5	419,2	384,7	438,2	512,1	602,6	659,8	677,7	770,0
Modulo 04	2006	714,6	678,9	543,1	464,5	419,2	384,7	438,2	512,1	602,6	659,8	677,7	770,0
Modulo 04	2007	737,2	743,2	633,6	543,1	434,7	412,0	425,1	472,8	602,6	770,0	705,1	770,0
Modulo 04	2008	737,2	743,2	633,6	543,1	434,7	412,0	425,1	472,8	663,4	770,0	705,1	770,0
Modulo 05	1960	319,5	308,3	285,0	273,9	239,4	228,9	256,7	309,0	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1961	321,1	301,7	283,2	248,2	238,8	221,6	242,9	291,2	341,1	348,3	318,4	347,6
Modulo 05	1962	333,7	299,6	307,5	256,3	252,8	218,4	250,5	289,2	347,8	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1963	338,4	335,9	312,3	252,0	250,3	227,7	283,3	342,4	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1964	330,2	327,4	301,1	252,0	237,1	225,8	259,0	286,2	340,5	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1965	338,4	338,3	302,8	293,6	284,4	248,6	263,1	327,1	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1966	327,5	324,3	338,4	348,3	294,5	245,9	256,4	279,9	312,1	345,0	318,4	329,0
Modulo 05	1967	304,7	325,9	285,2	251,6	239,2	220,3	246,3	304,6	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1968	309,4	290,5	251,3	248,2	239,4	255,5	279,7	307,9	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1969	309,4	348,3	333,8	286,5	260,6	232,9	257,2	278,0	337,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1970	320,6	307,6	303,1	268,8	246,9	233,1	256,8	284,2	337,6	348,3	316,2	319,9
Modulo 05	1971	291,5	248,2	195,0	215,0	225,0	225,0	285,7	337,9	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1972	338,4	342,0	278,8	235,4	200,3	192,3	229,9	278,9	333,8	348,3	318,4	335,7
Modulo 05	1973	326,0	269,9	242,4	230,7	228,8	223,8	255,8	290,7	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1974	321,8	295,6	257,6	236,3	226,5	211,6	245,2	281,3	308,5	348,3	318,4	347,6
Modulo 05	1975	320,1	272,6	237,5	224,8	225,6	233,8	250,2	297,8	320,8	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1976	327,2	348,3	274,0	270,4	237,3	264,0	254,5	291,0	341,0	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1977	338,4	348,3	338,4	309,0	275,5	309,7	341,0	338,4	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1978	327,6	319,0	277,9	249,3	223,7	191,8	223,7	273,3	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1979	326,0	251,2	254,4	303,3	251,0	238,0	254,8	319,1	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1980	338,4	313,4	292,8	253,4	277,4	285,5	267,2	296,8	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1981	292,8	303,9	276,6	277,6	252,9	211,5	245,8	316,4	316,2	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1982	296,3	292,4	247,0	184,2	190,6	210,7	232,6	268,4	323,6	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1983	318,1	295,5	206,3	197,1	184,2	187,1	226,2	297,1	348,3	348,3	318,4	344,1
Modulo 05	1984	332,5	280,5	206,0	173,7	168,2	182,9	217,2	258,3	336,0	348,3	318,4	340,4
Modulo 05	1985	328,0	298,1	239,4	230,9	225,1	231,1	255,9	289,5	345,8	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1986	308,0	312,1	302,5	314,4	235,1	204,9	264,8	264,0	299,2	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1987	323,8	266,1	279,4	253,4	218,1	188,6	238,4	286,2	317,5	336,2	308,5	300,2
Modulo 05	1988	297,8	224,2	193,4	185,5	172,9	165,6	183,9	289,8	306,4	346,0	312,3	327,7
Modulo 05	1989	338,4	292,4	277,4	251,2	217,8	192,8	235,3	287,3	348,3	348,3	318,4	346,7
Modulo 05	1990	275,6	294,2	338,4	344,4	313,9	275,1	323,3	316,4	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1991	322,6	258,8	192,3	245,0	219,5	251,5	243,3	314,4	324,1	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1992	322,6	266,7	217,4	177,9	224,2	193,5	244,4	304,0	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	1993	329,2	314,2	240,7	234,8	280,5	234,9	266,4	250,7	295,0	348,3	315,2	340,1
Modulo 05	1994	256,5	301,3	297,8	245,5	232,8	218,8	240,8	291,0	348,3	348,3	318,4	328,0

A.3. PARQUE GENERADOR

Nombre central	Año Hidrológico	Afluente promedio [cumec]											
		Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
Modulo 05	1995	294,6	299,7	255,7	243,0	208,2	194,5	247,7	285,7	348,3	344,5	318,4	336,8
Modulo 05	1996	297,6	348,3	307,5	243,0	277,9	261,1	315,2	331,4	348,3	348,3	318,4	329,7
Modulo 05	1997	326,8	332,3	236,2	249,3	324,9	263,0	273,1	285,7	318,5	344,8	318,4	345,8
Modulo 05	1998	292,3	276,8	259,8	278,0	330,4	254,1	287,1	338,4	348,3	348,3	318,4	341,6
Modulo 05	1999	266,6	235,1	194,0	197,7	239,5	210,4	257,5	281,7	305,4	320,8	271,4	255,3
Modulo 05	2000	226,0	211,3	194,5	187,7	179,3	168,9	226,7	233,5	339,8	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	2001	294,6	252,9	226,3	220,3	210,8	192,9	231,2	257,8	297,6	340,1	316,4	299,7
Modulo 05	2002	335,7	326,4	228,5	252,3	223,9	230,1	280,3	302,8	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	2003	283,7	277,4	260,4	240,3	234,9	231,9	307,9	328,3	345,4	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	2004	338,4	309,1	305,0	304,5	248,3	247,8	262,2	291,2	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	2005	335,7	326,4	228,5	252,3	223,9	230,1	280,3	302,8	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	2006	335,7	326,4	228,5	252,3	223,9	230,1	280,3	302,8	348,3	348,3	318,4	348,3
Modulo 05	2007	338,4	292,4	277,4	251,2	217,8	192,8	235,3	287,3	348,3	348,3	318,4	346,7
Modulo 05	2008	338,4	292,4	277,4	251,2	217,8	192,8	235,3	287,3	348,3	348,3	318,4	346,7
Neltime	1960	24,1	184,7	360,0	397,4	377,7	354,5	388,0	387,6	291,4	124,4	29,4	7,4
Neltime	1961	13,9	93,9	473,6	466,9	480,7	366,3	438,9	426,7	209,8	68,4	6,0	1,5
Neltime	1962	4,9	37,8	107,8	189,9	396,5	411,1	266,6	207,8	137,3	37,2	6,0	1,5
Neltime	1963	31,7	231,0	403,8	449,3	400,5	484,0	471,1	452,8	330,1	163,7	82,7	26,5
Neltime	1964	20,2	131,4	338,3	192,6	237,8	402,0	458,3	425,3	411,2	200,2	85,6	39,8
Neltime	1965	79,8	227,7	433,2	453,5	490,0	265,6	349,7	482,6	467,8	188,4	48,2	12,3
Neltime	1966	71,5	272,9	486,1	490,0	298,1	258,2	280,5	421,5	488,6	250,0	83,6	18,8
Neltime	1967	4,9	263,4	290,1	318,4	377,4	346,4	459,3	490,0	410,4	152,4	25,3	13,7
Neltime	1968	5,8	91,1	161,3	288,9	344,9	409,2	400,2	373,1	260,6	126,1	21,4	1,5
Neltime	1969	9,4	295,7	429,7	471,2	490,0	356,9	407,2	464,1	386,2	134,0	16,4	1,5
Neltime	1970	20,4	206,9	449,9	419,0	466,8	344,0	347,5	449,4	409,2	255,6	85,9	39,8
Neltime	1971	51,6	200,8	310,8	443,3	490,0	398,3	393,5	457,3	396,6	226,7	79,8	8,0
Neltime	1972	4,9	307,4	490,0	479,6	490,0	389,3	374,3	459,7	299,0	143,8	26,8	1,5
Neltime	1973	4,9	104,1	467,8	440,5	300,5	258,9	423,6	441,0	277,2	237,0	75,0	23,2
Neltime	1974	4,9	156,6	251,0	260,3	381,0	298,9	412,8	374,5	283,4	128,2	54,7	7,5
Neltime	1975	42,2	270,8	394,2	440,7	283,1	287,9	362,1	489,8	440,5	242,6	79,5	23,9
Neltime	1976	4,9	46,3	307,7	456,9	237,2	222,1	442,8	343,6	234,4	151,3	16,7	1,5
Neltime	1977	4,9	200,0	488,1	483,1	407,3	411,3	490,0	490,0	428,2	140,8	17,9	1,5
Neltime	1978	4,9	91,3	334,9	487,9	446,8	364,2	490,0	484,5	239,9	53,5	6,0	1,5
Neltime	1979	4,9	117,1	241,9	223,5	490,0	489,6	377,4	490,0	486,8	165,8	74,9	37,6
Neltime	1980	84,9	413,2	490,0	451,9	490,0	338,6	300,1	303,6	182,6	154,0	60,9	8,9
Neltime	1981	7,1	426,1	463,7	469,6	377,0	374,0	311,9	274,2	130,8	51,1	6,0	1,5
Neltime	1982	4,9	168,8	455,0	482,9	436,7	490,0	490,0	433,7	346,8	140,4	35,7	1,5
Neltime	1983	5,9	99,1	232,5	363,8	301,9	322,8	454,9	485,2	266,0	77,4	10,2	2,3
Neltime	1984	4,9	253,3	291,5	467,8	270,6	372,6	490,0	490,0	215,0	58,3	14,8	1,5

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre central	Año Hidrológico	Afluente promedio [cumecc]											
		Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
Neltume	1985	95,3	288,2	490,0	460,6	279,1	282,4	269,2	309,6	137,7	27,4	6,0	1,5
Neltume	1986	74,1	338,0	490,0	464,7	490,0	432,4	406,8	282,5	311,1	60,1	6,0	1,5
Neltume	1987	12,3	109,1	367,6	478,1	468,8	292,5	384,2	302,4	134,8	35,3	6,0	1,5
Neltume	1988	4,9	37,8	147,4	215,4	256,5	239,3	282,2	381,1	234,0	61,6	6,0	1,5
Neltume	1989	4,9	37,8	162,1	308,6	373,6	261,6	312,7	261,1	296,1	87,9	6,0	1,5
Neltume	1990	74,3	294,5	421,3	356,8	452,7	415,7	335,5	184,2	106,7	25,5	6,0	1,5
Neltume	1991	4,9	143,6	348,4	347,7	322,8	413,5	332,6	351,9	332,5	182,4	13,4	1,5
Neltume	1992	5,7	273,8	440,4	289,8	204,6	337,9	462,9	490,0	413,5	177,4	30,7	6,4
Neltume	1993	70,7	426,2	464,6	490,0	392,6	383,1	324,6	370,1	411,5	129,2	14,6	1,5
Neltume	1994	4,9	233,3	482,3	473,6	363,0	357,3	490,0	467,7	408,7	167,3	17,1	1,5
Neltume	1995	6,1	169,5	281,5	490,0	314,5	466,1	439,7	480,9	264,9	61,5	6,0	1,5
Neltume	1996	24,9	129,2	263,7	148,2	284,0	303,1	287,2	213,3	91,3	25,5	37,9	1,5
Neltume	1997	25,2	302,0	464,1	440,6	490,0	468,0	440,2	438,7	309,2	98,5	6,0	1,5
Neltume	1998	4,9	37,8	125,7	199,8	210,9	166,6	179,5	132,3	59,7	25,5	6,0	1,5
Neltume	1999	4,9	37,8	226,2	231,8	468,4	490,0	418,4	311,2	100,4	25,5	7,8	1,5
Neltume	2000	4,9	54,0	472,8	466,2	346,3	249,3	459,2	428,6	299,7	203,1	45,7	2,3
Neltume	2001	4,9	151,8	487,4	490,0	456,5	263,5	327,1	232,1	109,6	25,5	6,0	21,3
Neltume	2002	67,8	304,0	438,9	331,3	401,7	418,6	490,0	490,0	417,1	166,3	29,4	1,5
Neltume	2003	4,9	37,8	310,0	488,2	289,4	369,5	363,4	352,5	247,5	111,7	6,9	1,5
Neltume	2004	81,5	82,1	251,7	485,1	257,8	383,8	329,8	323,5	189,8	60,4	6,0	1,5
Neltume	2005	4,9	186,1	454,9	452,3	432,6	322,6	354,1	408,6	433,9	221,2	46,4	1,5
Neltume	2006	40,4	180,1	469,2	490,0	405,0	381,5	373,5	352,0	217,3	133,2	10,4	1,5
Neltume	2007	26,1	104,5	98,9	223,9	181,7	213,3	396,2	457,8	299,3	127,7	11,5	1,5
Neltume	2008	4,9	199,3	302,1	453,1	462,6	432,8	353,8	296,8	145,7	28,6	6,0	1,5

Tabla A.20: Hidrologías generadas para el proyecto EnergiaAustral.

Nombre afluente	Año Hidrológico	Afluente promedio [cumecc]											
		Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
Río Blanco	1960	355,1	364,4	330,9	275,8	224,7	183,7	186,2	215,3	298,2	345,3	338,7	373,8
Río Blanco	1961	355,6	338,0	272,0	208,1	183,4	168,6	171,7	194,6	273,9	343,4	332,5	370,3
Río Blanco	1962	360,2	348,5	353,5	269,9	222,0	180,9	183,1	246,7	308,3	371,8	338,0	372,3
Río Blanco	1963	362,7	368,8	343,3	281,1	223,2	185,1	184,2	211,7	262,4	338,7	338,7	364,5
Río Blanco	1964	336,7	307,9	250,3	205,3	187,6	176,0	193,0	194,7	261,6	343,6	338,7	375,0
Río Blanco	1965	362,7	359,1	279,5	236,3	199,8	179,9	184,4	224,5	301,1	356,3	338,7	373,4
Río Blanco	1966	354,3	345,4	337,2	296,9	223,6	189,1	179,3	188,6	224,4	283,1	310,1	355,1
Río Blanco	1967	350,8	369,1	304,3	248,6	206,5	179,8	180,2	238,0	352,6	375,0	338,7	375,0

A.3. PARQUE GENERADOR

Nombre afluente	Año Hidrológico	Afluente promedio [cumeec]											
		Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agó.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
Río Blanco	1968	350,4	341,8	285,6	254,0	235,1	227,9	230,1	241,6	338,1	366,5	337,1	371,4
Río Blanco	1969	352,4	364,1	348,7	314,9	204,8	183,8	182,8	181,5	243,6	281,7	298,1	375,0
Río Blanco	1970	355,5	364,2	313,5	260,0	219,7	183,8	179,6	181,7	229,1	257,7	242,3	283,2
Río Blanco	1971	298,2	266,8	195,8	183,1	184,3	176,7	203,8	231,3	265,2	298,5	298,1	375,0
Río Blanco	1972	362,7	373,2	289,6	233,9	181,7	172,2	176,1	195,8	273,8	338,5	330,8	365,6
Río Blanco	1973	357,0	320,3	215,9	187,7	187,7	182,1	187,7	196,7	253,9	294,2	286,8	326,6
Río Blanco	1974	355,6	360,6	282,7	230,7	195,0	176,3	203,8	240,5	283,3	352,8	334,6	369,9
Río Blanco	1975	354,9	352,2	269,2	231,6	200,5	185,5	196,6	234,1	276,8	342,7	338,7	375,0
Río Blanco	1976	353,2	353,6	294,4	253,1	215,8	199,1	235,4	257,6	305,5	375,0	338,7	375,0
Río Blanco	1977	362,7	375,0	362,7	357,8	269,8	250,6	284,9	318,6	364,1	375,0	338,7	375,0
Río Blanco	1978	358,9	368,8	309,1	259,2	211,3	171,7	185,6	190,5	275,6	362,1	338,7	374,0
Río Blanco	1979	354,1	330,0	278,0	276,3	245,2	210,3	203,6	227,9	289,8	375,0	338,7	375,0
Río Blanco	1980	362,7	371,6	305,7	272,8	244,6	229,3	227,1	251,1	360,4	375,0	338,7	375,0
Río Blanco	1981	354,0	334,7	275,6	267,2	232,6	197,8	202,9	234,2	272,8	351,4	338,7	374,5
Río Blanco	1982	352,6	346,4	280,6	215,3	187,0	176,4	187,3	196,1	261,8	360,0	338,7	375,0
Río Blanco	1983	357,0	341,1	245,8	209,8	177,2	173,0	182,4	224,6	324,7	375,0	338,7	373,8
Río Blanco	1984	356,6	338,5	244,3	192,0	169,2	154,8	165,2	179,8	255,4	364,7	335,5	365,5
Río Blanco	1985	351,6	359,7	288,8	244,6	211,0	190,8	195,8	212,2	282,4	374,7	338,7	374,2
Río Blanco	1986	351,4	320,7	258,4	250,4	205,7	182,6	198,2	208,2	240,8	324,8	334,7	369,1
Río Blanco	1987	352,5	327,1	275,1	248,2	198,5	180,1	179,5	204,1	285,3	330,3	324,3	355,1
Río Blanco	1988	344,2	296,4	220,3	187,0	171,3	145,7	152,5	209,9	270,5	323,8	318,0	361,4
Río Blanco	1989	351,4	347,1	291,3	254,0	196,7	179,3	186,7	215,3	315,9	375,0	338,7	369,7
Río Blanco	1990	333,2	298,0	293,4	315,4	270,5	217,9	236,3	243,3	294,2	371,4	337,6	375,0
Río Blanco	1991	356,5	353,3	262,9	218,9	190,6	186,4	185,8	215,6	264,7	318,5	332,0	366,6
Río Blanco	1992	350,0	299,2	225,5	180,0	177,6	169,5	180,3	202,0	287,8	337,2	338,7	375,0
Río Blanco	1993	362,7	341,2	251,9	211,7	208,0	188,6	197,7	208,0	250,5	328,1	327,9	361,5
Río Blanco	1994	330,6	311,3	262,0	225,3	192,4	171,6	174,5	184,2	269,5	325,8	321,6	362,5
Río Blanco	1995	344,3	327,0	262,8	210,4	183,6	169,9	187,4	197,6	305,0	366,2	329,9	365,3
Río Blanco	1996	344,3	359,7	311,6	244,3	224,2	191,0	214,7	246,0	315,1	369,8	338,4	367,7
Río Blanco	1997	353,0	353,5	264,9	221,1	235,6	198,1	193,0	202,8	234,5	294,5	304,7	366,0
Río Blanco	1998	343,5	307,5	255,6	288,7	276,9	211,9	251,7	290,0	371,8	375,0	338,7	368,4
Río Blanco	1999	324,2	292,7	220,4	190,8	190,2	169,6	183,1	212,1	271,5	317,8	294,3	302,2
Río Blanco	2000	286,0	242,9	189,9	169,2	160,0	152,2	154,5	171,4	257,5	342,2	338,7	373,0
Río Blanco	2001	353,0	297,3	228,2	193,2	171,3	157,2	171,9	226,3	281,8	300,7	308,4	347,8
Río Blanco	2002	341,6	327,9	252,2	215,4	193,1	174,5	206,6	241,1	294,5	326,1	326,7	375,0
Río Blanco	2003	359,2	330,2	269,3	224,3	206,8	190,8	212,5	259,3	302,6	358,9	338,7	375,0
Río Blanco	2004	362,7	361,2	298,5	270,9	214,5	186,9	194,9	210,9	322,8	375,0	338,7	375,0
Río Blanco	2005	341,6	327,9	252,2	215,4	193,1	174,5	206,6	241,1	294,5	326,1	326,7	375,0
Río Blanco	2006	341,6	327,9	252,2	215,4	193,1	174,5	206,6	241,1	294,5	326,1	326,7	375,0

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre afluente	Año Hidrológico	Afluente promedio [cunmcc]											
		Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agó.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
Río Blanco	2007	351,4	347,1	291,3	254,0	196,7	179,3	186,7	215,3	315,9	375,0	338,7	369,7
Río Blanco	2008	351,4	347,1	291,3	254,0	196,7	179,3	186,7	215,3	315,9	375,0	338,7	369,7
Río Condor	1960	49,1	48,8	46,3	44,8	39,7	37,6	38,9	43,6	48,5	54,0	50,5	53,6
Río Condor	1961	49,3	47,8	46,0	41,6	39,6	36,6	37,1	41,1	46,2	50,5	47,4	51,8
Río Condor	1962	51,7	47,6	49,1	42,6	41,3	36,2	38,2	40,8	47,5	52,6	50,2	52,8
Río Condor	1963	53,0	52,4	49,5	44,3	40,8	37,3	38,4	40,0	46,4	52,7	50,5	52,8
Río Condor	1964	50,8	51,3	48,2	42,0	39,4	37,2	39,2	40,3	46,0	53,0	50,5	54,0
Río Condor	1965	53,0	53,0	48,5	47,2	45,0	40,2	40,1	47,0	54,0	54,0	50,5	53,4
Río Condor	1966	50,8	51,3	53,0	54,0	46,5	40,1	38,9	39,4	42,5	46,6	46,8	48,3
Río Condor	1967	46,9	51,2	46,3	42,0	39,7	36,5	37,7	43,3	54,0	54,0	50,5	54,0
Río Condor	1968	47,5	46,3	42,1	41,6	39,7	41,1	42,2	43,8	54,0	53,8	49,7	52,4
Río Condor	1969	47,7	54,0	52,7	46,4	42,3	38,3	39,0	39,2	45,6	51,2	50,5	54,0
Río Condor	1970	49,3	48,7	48,6	44,1	40,6	38,2	39,0	40,1	45,7	50,7	45,2	47,2
Río Condor	1971	44,8	40,4	35,8	37,6	37,9	37,0	42,8	49,2	54,0	54,0	50,5	54,0
Río Condor	1972	53,0	53,3	45,2	39,9	35,6	34,2	35,4	39,3	45,1	50,2	46,5	49,4
Río Condor	1973	50,0	43,3	40,9	39,4	38,4	36,8	38,9	41,1	48,7	52,0	49,8	52,1
Río Condor	1974	49,3	46,9	42,7	40,1	38,1	35,2	37,3	39,5	42,0	47,4	48,5	51,6
Río Condor	1975	49,0	47,1	41,4	39,8	36,4	35,1	36,3	40,5	44,5	52,3	50,5	54,0
Río Condor	1976	51,6	53,6	47,4	43,0	38,9	36,2	39,3	40,5	43,2	54,0	50,5	54,0
Río Condor	1977	53,0	54,0	53,0	53,9	45,5	45,2	48,9	52,0	54,0	54,0	50,5	54,0
Río Condor	1978	51,0	51,0	45,8	42,1	38,7	34,5	35,4	37,7	44,0	54,0	50,5	53,7
Río Condor	1979	48,6	43,2	41,4	45,0	42,4	40,0	39,8	44,0	49,8	54,0	50,5	54,0
Río Condor	1980	53,0	52,4	48,1	44,6	44,5	44,4	42,0	43,3	54,0	54,0	50,5	54,0
Río Condor	1981	48,5	48,2	45,7	45,9	41,9	39,0	39,7	43,7	45,6	51,7	50,5	53,9
Río Condor	1982	47,8	46,5	43,3	36,8	35,3	34,4	36,1	38,4	44,8	52,9	50,5	54,0
Río Condor	1983	50,0	47,8	38,5	37,4	34,4	32,8	35,9	38,9	48,7	54,0	50,5	53,6
Río Condor	1984	49,9	45,7	38,0	34,7	32,9	32,0	34,3	36,5	46,0	52,9	48,9	49,4
Río Condor	1985	47,3	46,4	41,6	39,8	37,5	36,2	38,8	40,8	47,9	54,0	50,5	53,8
Río Condor	1986	48,5	49,3	46,8	47,5	41,2	35,8	38,4	39,0	41,8	48,0	48,5	51,2
Río Condor	1987	47,8	43,9	42,5	42,4	38,6	34,5	36,1	39,8	44,3	46,0	43,2	44,0
Río Condor	1988	43,5	38,8	34,8	34,6	32,7	30,8	31,8	36,4	41,0	47,0	44,8	47,3
Río Condor	1989	49,9	46,4	42,3	43,5	38,4	34,6	35,5	39,4	48,2	54,0	50,5	51,5
Río Condor	1990	44,0	43,9	49,5	52,7	49,5	44,4	45,3	44,1	48,8	53,7	50,0	54,0
Río Condor	1991	49,8	43,1	38,0	38,4	37,7	39,5	37,9	41,9	46,0	50,4	47,1	49,9
Río Condor	1992	46,5	42,1	35,9	35,0	35,4	34,4	36,5	41,1	50,9	52,4	50,5	54,0
Río Condor	1993	53,0	49,7	42,2	40,5	42,6	39,3	40,0	39,2	41,7	47,0	45,1	47,3
Río Condor	1994	41,7	45,1	47,0	43,2	40,2	37,6	39,1	40,8	47,9	51,7	48,7	49,1
Río Condor	1995	46,3	47,0	42,7	40,6	37,3	35,1	37,7	40,5	49,3	49,7	46,1	49,3
Río Condor	1996	46,8	52,0	48,4	42,2	43,2	41,9	45,5	46,6	51,2	54,0	50,4	50,5

A.3. PARQUE GENERADOR

Nombre afluente	Año Hidrológico	Afluente promedio [cumeec]											
		Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agosto.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
Río Condor	1997	48,0	49,6	41,9	40,8	47,4	43,7	42,6	43,4	45,7	48,7	46,2	49,6
Río Condor	1998	43,5	41,6	40,0	47,4	46,7	39,5	45,2	47,0	52,6	54,0	50,5	50,8
Río Condor	1999	42,4	39,3	35,1	34,9	36,7	34,5	37,3	40,2	43,9	44,7	41,5	40,7
Río Condor	2000	37,5	36,5	35,2	34,5	33,8	32,5	33,9	35,1	44,5	52,9	50,5	53,2
Río Condor	2001	48,0	44,0	39,9	38,8	35,6	34,7	36,4	39,4	42,2	46,0	44,7	47,5
Río Condor	2002	49,9	50,9	42,5	41,3	40,1	38,3	42,7	43,8	50,8	54,0	50,5	54,0
Río Condor	2003	51,2	44,4	43,1	40,6	39,1	38,9	42,7	49,1	52,9	54,0	50,5	54,0
Río Condor	2004	53,0	53,3	47,6	47,6	42,5	39,8	42,0	42,5	50,9	54,0	50,5	54,0
Río Condor	2005	49,9	50,9	42,5	41,3	40,1	38,3	42,7	43,8	50,8	54,0	50,5	54,0
Río Condor	2006	49,9	50,9	42,5	41,3	40,1	38,3	42,7	43,8	50,8	54,0	50,5	54,0
Río Condor	2007	49,9	46,4	42,3	43,5	38,4	34,6	35,5	39,4	48,2	54,0	50,5	51,5
Río Condor	2008	49,9	46,4	42,3	43,5	38,4	34,6	35,5	39,4	48,2	54,0	50,5	51,5
Río Cuervo	1960	598,6	624,6	558,8	431,1	340,6	252,6	249,0	286,3	459,2	534,6	545,9	611,4
Río Cuervo	1961	598,0	565,2	411,8	284,0	236,7	222,4	226,3	253,7	415,3	557,8	554,5	616,4
Río Cuervo	1962	591,6	593,6	594,7	433,0	321,9	256,5	247,2	387,7	492,1	614,2	546,8	613,5
Río Cuervo	1963	588,0	608,2	566,0	448,1	328,5	258,8	247,8	305,6	384,3	529,5	545,9	593,7
Río Cuervo	1964	538,5	462,1	339,8	273,6	249,1	236,7	264,1	259,7	385,4	539,0	545,9	609,8
Río Cuervo	1965	588,0	578,8	411,5	312,3	236,4	223,1	235,3	283,7	422,5	562,3	545,9	612,0
Río Cuervo	1966	583,4	557,0	523,4	411,9	285,0	247,1	232,1	251,8	318,6	435,2	501,9	604,8
Río Cuervo	1967	604,6	618,0	491,4	383,1	294,5	251,8	243,1	346,7	553,1	609,8	545,9	609,8
Río Cuervo	1968	599,0	586,5	476,7	400,1	367,0	338,2	335,2	352,0	516,1	591,0	548,1	614,8
Río Cuervo	1969	602,4	582,1	554,4	517,7	270,3	248,3	239,5	235,1	343,0	396,3	443,0	609,8
Río Cuervo	1970	598,0	624,8	497,2	395,8	321,0	248,4	231,8	228,8	305,9	339,7	342,7	431,0
Río Cuervo	1971	487,8	441,5	297,1	251,4	251,8	239,8	263,5	284,5	331,4	415,9	443,0	609,8
Río Cuervo	1972	588,0	612,3	462,9	362,6	263,4	250,1	250,8	270,5	423,6	548,2	556,8	622,8
Río Cuervo	1973	596,1	555,0	420,6	320,2	257,2	254,8	253,1	259,0	345,0	421,9	419,9	503,5
Río Cuervo	1974	598,0	629,8	464,3	352,7	277,8	252,6	306,3	382,0	471,6	606,0	551,5	616,9
Río Cuervo	1975	599,0	606,7	440,2	357,5	304,8	276,7	295,9	358,2	435,8	542,3	545,9	609,8
Río Cuervo	1976	574,8	559,9	458,2	387,0	324,4	302,6	370,7	417,5	518,4	609,8	545,9	609,8
Río Cuervo	1977	588,0	609,8	588,0	568,3	410,7	364,0	422,4	483,9	582,1	609,8	545,9	609,8
Río Cuervo	1978	593,4	618,4	507,3	409,1	314,3	246,7	274,4	269,7	402,7	578,7	545,9	611,2
Río Cuervo	1979	600,1	580,4	462,6	430,4	371,4	301,4	286,2	315,7	427,9	609,8	545,9	609,8
Río Cuervo	1980	588,0	614,6	481,4	425,0	353,8	315,9	329,1	379,5	572,9	609,8	545,9	609,8
Río Cuervo	1981	600,2	553,5	423,1	400,1	344,0	277,9	285,2	333,6	416,8	569,0	545,9	610,5
Río Cuervo	1982	602,0	596,4	455,0	339,4	278,6	258,7	274,1	278,3	395,3	581,7	545,9	609,8
Río Cuervo	1983	596,1	573,1	403,1	320,4	261,5	263,3	262,6	346,8	524,5	609,8	545,9	611,4
Río Cuervo	1984	596,5	582,8	403,3	296,2	252,3	223,2	231,3	251,8	369,5	593,4	550,3	623,0
Río Cuervo	1985	603,5	631,0	488,5	390,6	322,9	281,5	274,5	300,8	423,9	610,2	545,9	610,9
Río Cuervo	1986	593,6	509,7	371,4	345,8	281,2	264,3	283,4	304,4	365,2	530,4	551,4	618,0

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre afluente	Año Hidrológico	Afluente promedio [cumec]											
		Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agó.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.
Río Cuervo	1987	602,3	568,1	446,3	379,5	283,0	267,7	254,2	287,6	458,7	559,5	565,8	637,5
Río Cuervo	1988	613,8	529,0	367,2	284,7	259,6	209,4	218,3	328,5	446,5	535,9	537,9	628,6
Río Cuervo	1989	583,3	599,5	489,2	385,8	279,5	264,8	277,0	318,9	506,0	609,8	545,9	617,2
Río Cuervo	1990	582,1	494,1	439,3	470,0	381,2	286,8	326,6	353,6	446,3	604,6	547,4	609,8
Río Cuervo	1991	596,7	640,0	450,9	336,4	269,6	244,8	255,8	300,2	393,3	496,3	555,2	621,4
Río Cuervo	1992	605,6	510,9	372,2	263,8	254,8	241,7	253,1	272,1	414,4	527,5	545,9	609,8
Río Cuervo	1993	588,0	558,8	390,6	301,5	276,0	251,9	269,9	302,5	390,6	546,3	560,8	628,5
Río Cuervo	1994	593,9	518,5	378,7	315,3	254,8	222,3	218,3	229,5	390,7	504,6	516,5	617,0
Río Cuervo	1995	593,2	543,8	414,3	297,2	254,7	237,0	261,7	266,0	470,1	622,1	558,1	623,2
Río Cuervo	1996	589,1	588,1	493,6	370,6	312,7	238,4	270,9	341,7	480,7	596,6	546,2	619,9
Río Cuervo	1997	601,5	590,7	425,7	323,2	309,1	242,7	237,6	256,7	318,9	448,0	493,0	622,3
Río Cuervo	1998	612,6	536,1	416,2	443,7	419,3	309,4	366,5	450,1	614,2	609,8	545,9	619,0
Río Cuervo	1999	572,0	515,8	364,9	291,8	276,2	241,5	253,4	305,0	426,8	538,1	503,4	529,1
Río Cuervo	2000	512,8	411,3	286,8	240,0	222,2	212,6	207,3	241,0	387,0	536,9	545,9	612,6
Río Cuervo	2001	601,5	491,1	348,1	267,9	237,1	207,7	232,2	346,6	465,6	484,3	514,3	592,5
Río Cuervo	2002	558,1	515,9	388,3	304,6	257,9	224,5	271,8	350,5	431,7	485,8	515,5	609,8
Río Cuervo	2003	593,0	572,0	427,7	333,0	300,1	261,1	286,2	355,9	436,7	568,9	545,9	609,8
Río Cuervo	2004	588,0	582,0	466,9	397,0	293,6	244,1	247,3	284,2	502,6	609,8	545,9	609,8
Río Cuervo	2005	558,1	515,9	388,3	304,6	257,9	224,5	271,8	350,5	431,7	485,8	515,5	609,8
Río Cuervo	2006	558,1	515,9	388,3	304,6	257,9	224,5	271,8	350,5	431,7	485,8	515,5	609,8
Río Cuervo	2007	583,3	599,5	489,2	385,8	279,5	264,8	277,0	318,9	506,0	609,8	545,9	617,2
Río Cuervo	2008	583,3	599,5	489,2	385,8	279,5	264,8	277,0	318,9	506,0	609,8	545,9	617,2

Tabla A.21: Características de los embalses incluidos en el modelo.

Características de embalses			
Nombre	Volumen máximo [hm ³]	Volumen mínimo [hm ³]	Volumen inicial [hm ³]
Embalse Colbun	381,6	1553,3	1415,6
Embalse Machicura	2,3	17,7	9,7
Embalse Melado	106,6	133,6	121,0
Embalse Pangue	30,8	72,0	65,3
Embalse Ralco	409,4	1173,3	721,2
Lago Chapo	90,0	1065,4	169,1
Lago Laja	405,0	5585,9	1519,3
Lago Rapel	272,3	563,2	294,4
Laguna del Maule	0,0	1453,4	1450,0
Laguna Invernada	4,7	174,7	19,5

Hidrologías

Los flujos de agua en los embalses y la generación de las centrales de pasada son representados por un subconjunto de hidrologías seleccionadas desde las hidrologías históricas del SIC entre los años 1960 y 2009, disponibles en las bases de datos del modelo OSE2000.

Modelo hidrológico

La mayor parte de los embalses del sistema se encuentra en unas pocas cuencas (Maule y Laja), por lo cual se hace necesario modelar las series hidrológicas existentes. El modelo OSE2000 (CNE) incorpora un modelo de las cuencas más relevantes, por lo que a partir de éste último se modelan las series hidrológicas.

Los embalses incluidos se presentan en la tabla A.21, descritos en términos de volumen en lugar de cotas (bajo el supuesto de rendimiento constante de las turbinas generadoras; el tratamiento en volumen es equivalente al de cotas).

El modelo OSE2000 emplea generadores virtuales para modelar las cascadas hidrológicas y los convenios de riego. En su lugar, para efectos del modelamiento todas las bocatomas y riegos han sido modeladas como embalses de volumen cero, que en el fondo son una forma de representar en el software de simulación un punto de conexión entre caudales, de modo de que los caudales de entrada y de salida se balanceen.

En el Informe de Precios de Nudo [125] se presentan esquemas del modelo hidrológico utilizado. No obstante, dichos esquemas no corresponden exactamente a lo que está modelado en las planillas de entrada del modelo OSE2000. A continuación se detallan las diferencias

encontradas y las modificaciones realizadas a cada cuenca modelada.

Cuenca del Maule

La cuenca del Maule se modela de acuerdo al diagrama de la figura A.2. Con base en los nombres de las plantillas del OSE2000, respecto al esquema CNE ([125], anexo 10) se requirió asumir que:

- “Riego Laguna del Maule” se refiere a “Balance Riego Laguna del Maule”
- “Rio Melado” se refiere a “Riego Melado”
- “Balance Riego Armerillo” se refiere a “Balance Riego Armerillo R105”
- “Río Cipreces” se refiere al río Cipreces
- “Bocatoma Colorado Maitenes” se refiere a “Boc. Colorado Sistema Maitenes”

Otras diferencias encontradas entre el esquema CNE y lo modelado en el OSE2000 son:

- Debiera haber un cauce por extracción directamente entre “Riego Maule Sur” y “Balance Riego Armerillo R105”
- Debiera haber un cauce de extracción directamente entre “Riego Melado” y “Balance Riego Armerillo R105”
- El cauce desde “Riego Melado” hasta “Embalse Melado” debiera ser un cauce por vertimiento
- El cauce conectando “Bocatoma Maule Melado” y “Riego Garsas y Suizas” correspondería a un vertimiento desde “Bocatoma Maule Melado”
- El cauce entre “Bocatoma Cipreces Isla” y “Central Curillinque” correspondería a un vertimiento desde “Bocatoma Cipreces Isla”
- Debiera existir un cauce por vertimiento desde las centrales Curillinque y Loma Alta a “Boc. Maule Melado”
- Debiera aparecer la central “Ojos de Agua”, alimentada por las filtraciones de Laguna Invernada y cuyo caudal de generación va a dar a “Boc. Cipreces Isla”

Además, se creó los siguientes embalse de volumen cero:

- “Boc. Ojos de Agua”: Aguas arriba de central “Ojos de Agua”, recibe filtraciones de Laguna Invernada y vierte, en caso de indisponibilidad de la central, en “Boc. Cipreses Isla”
- “Boc. Isla”: Aguas arriba de central Isla para recibir los cauces por extracción desde “Boc. Maule Isla” y desde “Boc. Cipreses Isla”. Vierte en “Boc. Curillinke”
- “Boc. Curillinke”: Aguas arriba de central Curillinke para recibir los cauces por vertimiento desde “Boc. Maule Isla”, desde “Boc. Cipreses Isla”, desde “Boc. Isla” y los caudales de salida de la central Isla
- “Boc. Loma Alta”: Aguas arriba de central Loma Alta para recibir los caudales de salida de central Curillinke y los cauces por vertimiento desde “Boc. Curillinke”
- “Boc. Chiburgo”: Aguas arriba de central Chiburgo para recibir el cauce por vertimiento desde “Riego Maule Norte Bajo”
- “Boc. San Ignacio”: Aguas arriba de central San Ignacio para recibir cauce por vertimiento de “Riego Sur 1-12 y 3”. Vierte en “Riego San Clemente y Duao Zapata”

Los embalses (reales o virtuales) “Laguna Invernada”, “Laguna del Maule”, “Boc. Maule Isla”, “Riego Melado”, “Boc. Maule Melado”, “Riego Maule Norte Alto”, y “Embalse Colbún” reciben afluentes naturales, de acuerdo a los datos del OSE2000. Según el mismo modelo, los puntos “Balance Riego Armerillo R105” y “Balance Riego Laguna del Maule” también tendrían caudales afluentes, mas según informó el CDEC SIC, estos corresponderían a cálculos hechos para verificar cumplimiento en obligaciones de riego y no a afluentes, por lo que no se modelan como tales.

Cuenca del Lago Laja

La cuenca del Lago Laja se modela de acuerdo al diagrama de la figura A.3. Con base en los nombres de las plantillas del OSE2000, respecto al esquema CNE ([125], anexo 9) se requirió asumir que:

- “Captación Alto Polcura” se refiere a “Boc. Canal Alto Polcura”
- “Riego antes de Rucúe” se refiere a “Riego A. Rucue”
- “Riego después de Rucúe” se refiere a “Riego D. Rucue”

Otras diferencias encontradas entre el esquema CNE y lo modelado en el OSE2000 son:

- El cauce desde “Boc. Canal Alto Polcura” hasta “Boc. Polcura” debiera ser un cauce por vertimiento

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

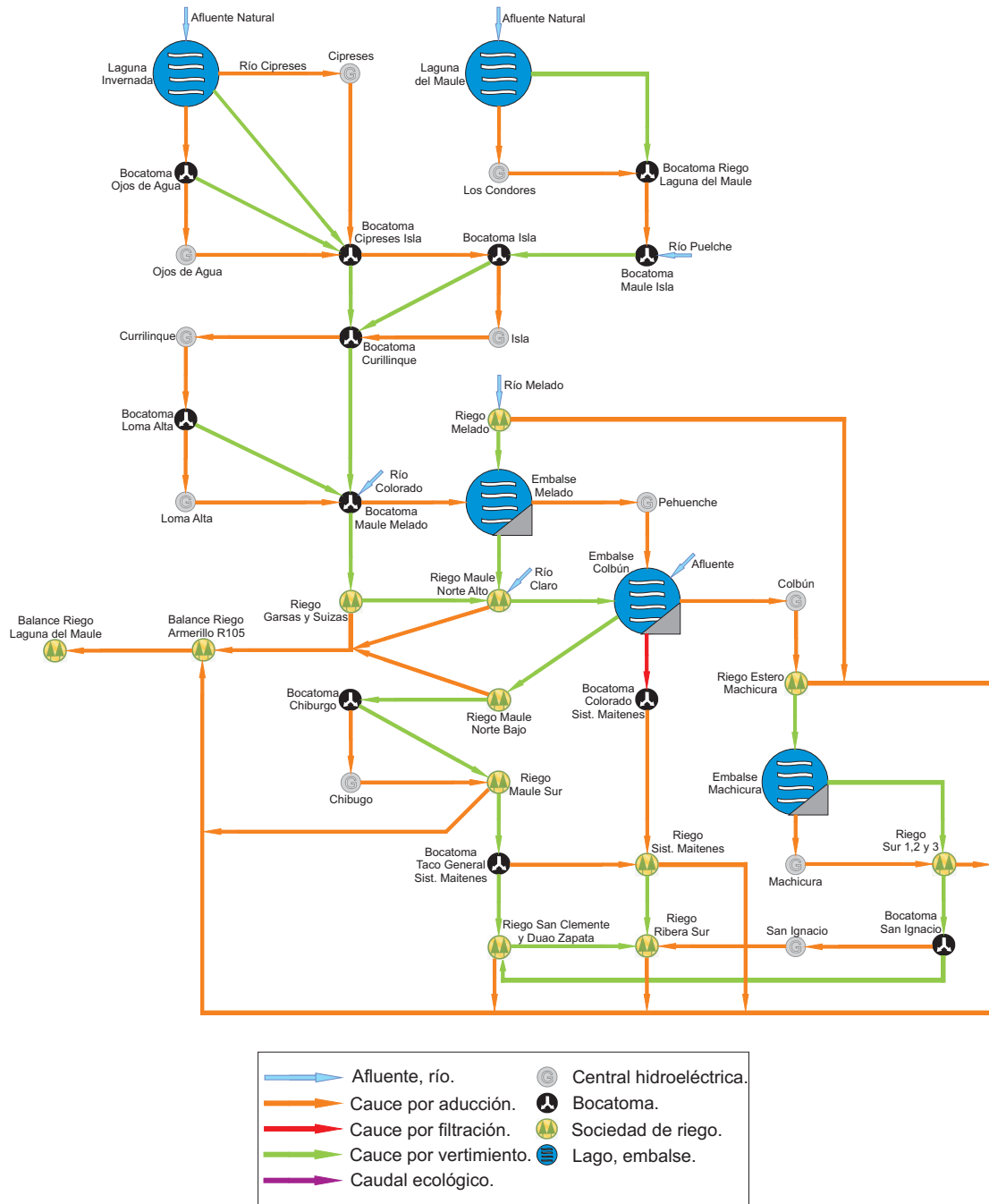


Figura A.2: Esquema cuenca del Maule.

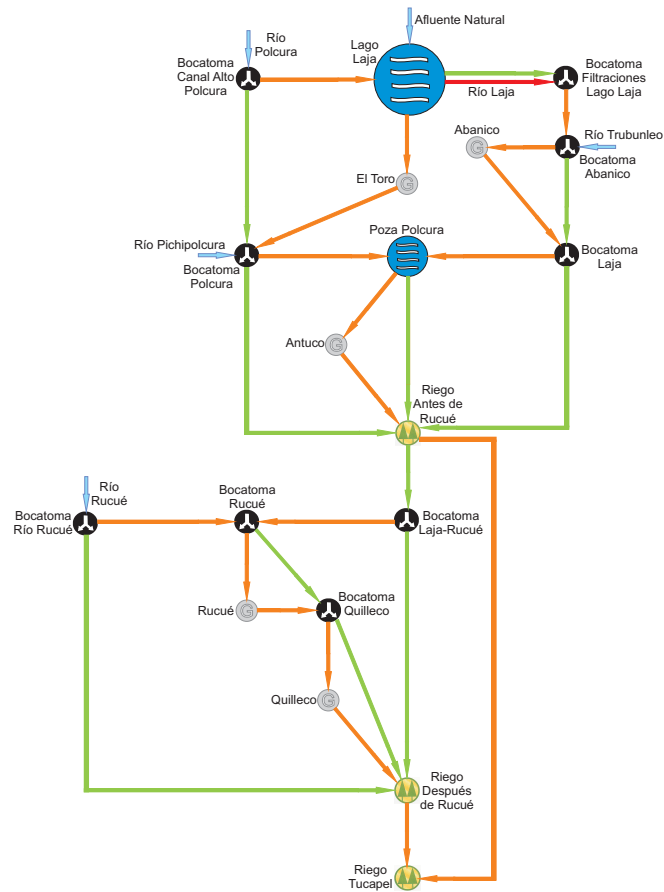


Figura A.3: Esquema cuenca del Lago Laja.

- Debiera existir un cauce por vertimiento desde “Poza Polcura” hasta “Riego A. Rucue”

Además, se creó los siguientes embalse de volumen cero:

- “Boc. Abanico”: Aguas arriba de central “Abanico”, recibe cauce desde “Boc. Filtraciones Lago Laja”, además de recibir un caudal afluente propio
- “Boc. Río Rucue”: Aguas arriba de central Isla para recibir los cauces por extracción desde “Boc. Maule Isla” y desde “Boc. Cipreses Isla”. Vierte en “Boc. Curillinque”
- “Boc. Rucue”: Aguas arriba de central Rucúe para recibir los cauces por extracción desde “Boc. Río Rucue” y desde “Boc. Laja Rucue”
- “Boc. Quilleco”: Aguas arriba de central Quilleco para recibir los caudales de salida de central Rucúe y los cauces por vertimiento desde “Boc. Rucue”

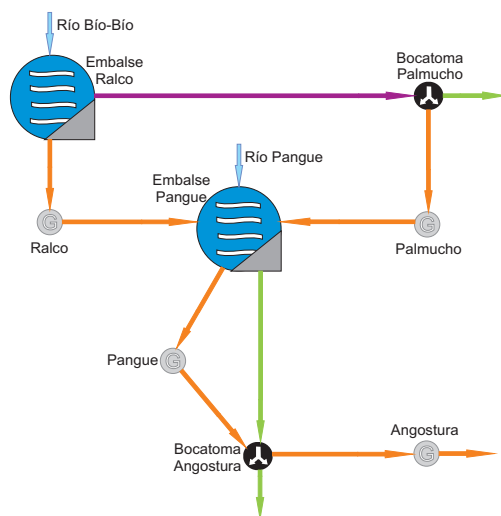


Figura A.4: Esquema cuenca del Alto BioBío.

Los embalses (reales o virtuales) “Boc. Canal Alto Polcura”, “Lago Laja”, “Boc. Polcura”, “Boc. Abanico”, “Boc. Río Rucue” reciben afluentes naturales, de acuerdo a los datos del OSE2000. Según el mismo modelo, el punto “Riego Tucapel” también tendría caudal afluente, mas según informó el CDEC SIC, este correspondería a cálculos hechos para verificar cumplimiento en obligaciones de riego y no a un afluente, por lo que no se modela como tal.

Cuenca del Alto BioBío

La cuenca del Alto BioBío se modela de acuerdo al diagrama de la figura A.4. No existen diferencias significativas entre el modelo implementado, las bases de datos del OSE2000 y el esquema CNE.

Cuenca del Lago Chapo

La cuenca del Lago Chapo se modela de acuerdo al diagrama de la figura A.5. No existen diferencias significativas entre el modelo implementado, las bases de datos del OSE2000 y el esquema CNE.

Modelación de filtraciones

Las filtraciones de un embalse son un fenómeno dependiente de la cota del mismo. Esto pues la cota determina la presión ejercida por el agua sobre las superficies límites del embalse y, por tanto, la fuerza que ejerce el agua sobre las aberturas de roca o sobre los sedimentos, abriéndose paso a través de ellos.

La dependencia entre las filtraciones y la cota es una relación no lineal. La misma relación

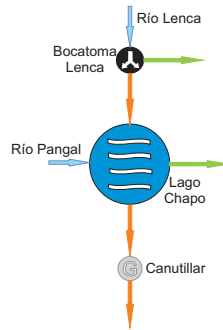


Figura A.5: Esquema cuenca del Lago Chapo.

puede plantearse en términos de volumen (a cada cota corresponde un volumen de agua embalsada) la cual sigue presentando un comportamiento creciente, mas aparecen distorsiones en la curva debido a la forma del embalse.

Los embalses en el modelo hidrológico implementado se describen en términos de volumen. Luego, a partir de la relación entre filtraciones y volumen¹⁵ puede modelarse las filtraciones de modo aproximado mediante restricciones genéricas dependientes del volumen del embalse.

Dado que el problema se resuelve con curvas de duración de carga mensuales, se utiliza el volumen final del embalse en cada mes como valor indicativo del volumen embalsado durante el periodo. Esta aproximación es válida en tanto el tamaño del embalse en cuestión sea suficiente para que su volumen no cambie significativamente a lo largo de un mes.

En el caso del Lago Laja, las filtraciones son aprovechadas por la central Abanico. A los datos reales se les aplica una regresión lineal, obteniéndose la curva de filtraciones aproximada de la relación (A.1) y figura A.6. Se aprecia que la aproximación lineal es bastante cercana a la curva real, luego esta curva aproximada se establece como una restricción genérica (igualdad, sin penalización) en el problema de optimización.

¹⁵Datos extraídos desde [5].

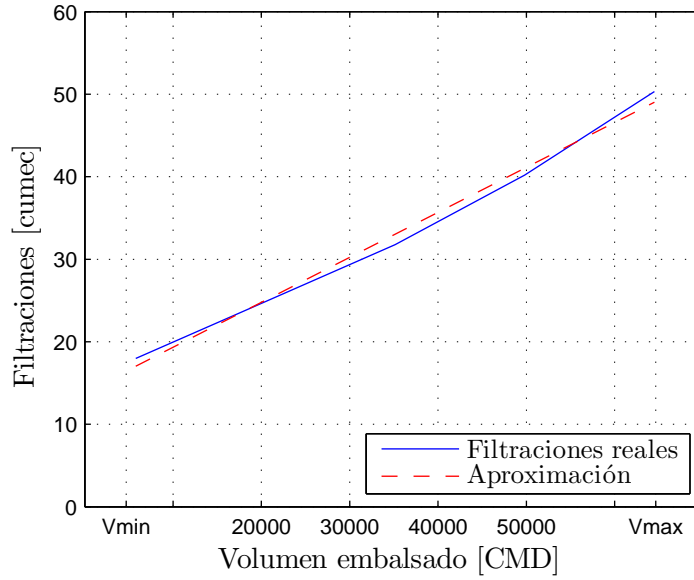


Figura A.6: Aproximación lineal de las filtraciones del Lago Laja.

$$F_{Laja} - 0,000545 \times V_{Laja}^{end} = 13,8685 \quad (A.1)$$

El caso del Embalse Colbún es un tanto más complejo, pues éste no presenta filtraciones sino hasta una cierta cota. Para cotas superiores a esta cota crítica, las filtraciones crecen casi linealmente con el volumen embalsado, como se aprecia en la curva azul de la figura A.7. Adicionalmente, se sabe del modelo hidrológico que las filtraciones de este embalse no alimentan central alguna y sólo aportan a los convenios de riego.

Dados los antecedentes anteriores, se puede limitar las filtraciones del Embalse Colbún a la región achurada de la figura A.7, mediante las inecuaciones (A.2) y (A.3), y una restricción adicional que obliga a las filtraciones a ser mayores o iguales a cero.

$$F_{Colbun} \geq 0,001046 \times V_{Colbun}^{end} - 8,1408 \quad (A.2)$$

$$F_{Colbun} \leq 0,00086 \times V_{Colbun}^{end} - 3,4742 \quad (A.3)$$

Aún cuando es posible que las filtraciones del embalse se muevan dentro de toda la región achurada, es de esperar que durante el proceso de optimización éstas sigan sólo los límites inferiores, puesto que el agua filtrada no es aprovechada, lo cual tiene un costo para el sistema. Así, la aproximación debería ser bastante precisa.

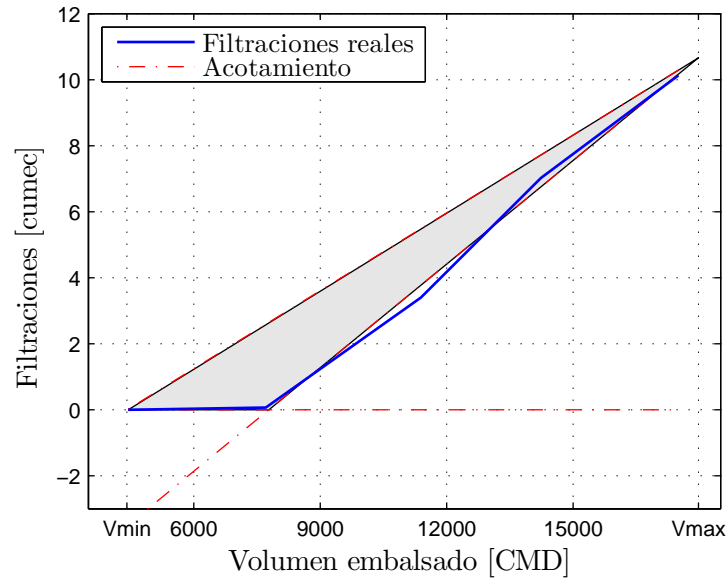


Figura A.7: Aproximación por área de las filtraciones del Embalse Colbún.

Para la Laguna Invernada, cuyas filtraciones alimentan la central Ojos de Agua, se carece de información respecto a sus filtraciones. Por lo tanto, se asume que no existen filtraciones cuando la Laguna Invernada se encuentra en su volumen mínimo, y que las filtraciones máximas – que ocurren a volumen máximo – son tales que la central Ojos de Agua opera a su máxima capacidad. Con los dos puntos anteriores se establece una recta de filtraciones, relación (A.4), que es ingresada como una restricción dura (igualdad, sin penalizaciones) en el modelo.

$$F_{\text{Invernada}} - 0,006762 \times V_{\text{Invernada}}^{\text{end}} = -0,3694 \quad (\text{A.4})$$

Convenios de riego y otras restricciones sobre caudales

Los convenios de riego son modelados imponiendo que los flujos por las vías de riego sean iguales o mayores a los caudales calculados para asegurar el cumplimiento de las obligaciones de riego¹⁶. Se establece, además, una penalidad para cada restricción de riego, de modo que en hidrologías secas se eviten infactibilidades¹⁷. Las restricciones de riego incluidas se presentan en la tabla A.22.

¹⁶Incluidos en las planillas de entrada del OSE2000.

¹⁷El exigir cumplir siempre los contratos de riego simplificados podría llevar al sistema a soluciones infactibles, como volúmenes negativos de agua embalsada.

Tabla A.22: Restricciones de riego simplificadas incluidas en el modelo.

Restricciones de riego				
Cauce	Cuenca	Desde	Hacia	Penalidad [US\$/cumeec]
Balance Riego Armerillo R105	Maule	Balance Riego Armerillo R105	Balance Riego Laguna del Maule	100
Balance Riego Laguna del Maule	Maule	Balance Riego Laguna del Maule		100
Riego A. Rucue	Laja	Riego A. Rucue	Riego Tucapel	100
Riego D. Rucue	Laja	Riego D. Rucue	Riego Tucapel	100
Riego Estero Machicura	Maule	Riego Estero Machicura	Balance Riego Armerillo R105	100
Riego Garsas y Suizas	Maule	Riego Garsas y Suizas	Balance Riego Armerillo R105	100
Riego Maule Norte Alto	Maule	Riego Maule Norte Alto	Balance Riego Armerillo R105	100
Riego Maule Norte Bajo	Maule	Riego Maule Norte Bajo	Balance Riego Armerillo R105	100
Riego Maule Sur	Maule	Riego Maule Sur	Balance Riego Armerillo R105	100
Riego Melado	Maule	Riego Melado	Balance Riego Armerillo R105	100
Riego Ribera Sur	Maule	Riego Ribera Sur	Balance Riego Armerillo R105	100
Riego San Clemente y Duao Zapata	Maule	Riego San Clemente y Duao Zapata	Balance Riego Armerillo R105	100
Riego Sistema Maitenes	Maule	Riego Sistema Maitenes	Balance Riego Armerillo R105	100
Riego Sur 1-2 y 3	Maule	Riego Sur 1-2 y 3	Balance Riego Armerillo R105	100
Riego Tucapel	Laja	Riego Tucapel		100

Del mismo modo que se hace con los convenios de riego, se impone una restricción sobre el caudal ecológico de Ralco forzándolo a ser mayor a 27,1cumeec [143], con una penalidad de 10000US\$/cumeec.

Las penalidades de los convenios de riego y del caudal ecológico fueron determinadas iterando en un modelo de operación del SIC, verificando que las restricciones se cumplieran la mayor parte del tiempo (más del 90 %) en los distintos escenarios hidrológicos.

Los cauces por aducción (artificiales) presentan restricciones de caudal máximo a través de ellos, las cuales son detalladas en la tabla A.23.

Tabla A.23: Caudales máximos en cauces de aducción incluidos en el modelo.

Caudal máximo en cauces de aducción				
Cauce	Cuenca	Desde	Hacia	Caudal Máx. [cumecc]
Boc. Cipreses Isla	Maule	Boc. Cipreses Isla	Boc. Isla	48
Boc. Colorado Sistema Maitenes	Maule	Boc. Colorado Sistema Maitenes	Riego Sistema Maitenes	18
Boc. Maule Melado	Maule	Boc. Maule Melado	Embalse Melado	140
Boc. Riego Laguna del Maule	Maule	Boc. Riego Laguna del Maule	Boc. Maule Isla	100
Boc. Taco General Sistema Maitenes	Maule	Boc. Taco General Sistema Maitenes	Riego Sistema Maitenes	18
Boc. Canal Alto Polcura	Laja	Boc. Canal Alto Polcura	Lago Laja	20
Boc. Filtraciones Lago Laja	Laja	Boc. Filtraciones Lago Laja	Boc. Abanico	100
Boc. Laja	Laja	Boc. Laja	Poza Polcura	50
Boc. Laja Rucue	Laja	Boc. Laja Rucue	Boc. Rucue	120
Boc. Polcura	Laja	Boc. Polcura	Poza Polcura	171
Boc. Rio Rucue	Laja	Boc. Rio Rucue	Boc. Rucue	50
Boc. Lenca	Chapo	Boc. Lenca	Lago Chapo	18

A.3.3. Centrales termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas incluidas en el modelo se corresponden casi plenamente con las centrales incluidas en las bases de datos del OSE2000, salvo por el número de unidades del proyecto Castilla y algunos proyectos de expansión genéricos incorporados.

El *heat rate* de cada unidad incluye tanto los costos combustibles, como los costos variables no combustibles. El tratamiento de los combustibles se detalla en la sección A.5.2.

En la tabla A.24 se presentan los generadores con entrada o salida predefinida por el plan de expansión, mientras que la tabla A.25 reúne a aquellos considerados proyectos candidatos de expansión por el algoritmo de decisión.

De los datos en las tablas resaltan algunas centrales generadoras sin *heat rate*. Éstas corresponden a centrales que operan con biomasa, desechos forestales y centrales geotérmicas. Para las dos primeras no existen limitaciones en cuánto a la generación, por considerarse que sus combustibles son abundantes en relación al tamaño de las unidades.

Las centrales geotérmicas, en cambio, están sujetas a la disponibilidad de vapor (de forma similar a como lo están las centrales eólicas del viento). Por esta razón, se modelan convenientemente como grupos de unidades de 1MW cada una, operadas bajo un *rating* dinámico. Al estar modeladas como unidades de 1MW, el *rating* está normalizado al intervalo $[0, 1]$, con las consecuentes ventajas para análisis y asignación a distintos generadores que esto ofrece.

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Tabla A.24: Características de centrales termoeléctricas predefinidas.

Datos de centrales termoeléctricas predefinidas							
Nombre central	Combustible	Nodo	P. Servicio	Retiro	$P_{máx}$ [MW]	H [GJ/MWh]	F.O.R. [%]
Ancud	Petroleo Diesel	Puerto Montt 220			3	10,46	5,0
Antihue TG 01	Petroleo Diesel	Valdivia 220			52	10,02	5,0
Antihue TG 02	Petroleo Diesel	Valdivia 220			51	10,02	5,0
Arauco 01a	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Hualpen 154			21		3,3
Arauco 02a	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Hualpen 154			11		3,3
Bocamina	Carbon	Hualpen 154			122	11,97	12,5
Bocamina 02	Carbon	Lagunillas 154	1-11-2011		342	11,09	2,1
Calle-Calle	Petroleo Diesel	Valdivia 220			13	9,92	5,0
Campanario 01 Diesel	Petroleo Diesel	Charrua 220			56	10,66	5,0
Campanario 02 Diesel	Petroleo Diesel	Charrua 220			56	10,69	5,0
Campanario 03 Diesel	Petroleo Diesel	Charrua 220			56	10,60	5,0
Campanario 04 CC Diesel	Petroleo Diesel	Charrua 220			60	8,31	5,0
Campiche	Carbon	Nogales 220	1-3-2013		242	11,85	2,1
Candelaria CA 01 Diesel	Petroleo Diesel	Candelaria 220	1-5-2011		125	11,77	2,1
Candelaria CA 01 GNL TP	GNL	Candelaria 220		1-5-2011	125	6,09	2,1
Candelaria CA 02 Diesel	Petroleo Diesel	Candelaria 220			129	11,77	2,1
Celco 01	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Itahue 154			3		3,3
Celco 02	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Itahue 154			2		3,3
Celco 03	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Itahue 154			3		3,3
Cementos Bio Bio	Petroleo IFO-180	Teno 154			14	9,26	5,0
Cenizas	Petroleo Diesel	Cardones 220			14	9,97	5,0
Central Des.For. VII Region 01	Desechos Forestales	Itahue 154	1-7-2013		10		5,0
Central Des.For. VIII Region 01	Desechos Forestales	Hualpen 154	1-1-2013		8		3,3
Chiloe	Petroleo Diesel	Puerto Montt 220			9	11,64	5,0
cholguan 00	Biomasa-Petroleo N°6	Charrua 220			9		3,3
cholguan 01	Biomasa-Petroleo N°6	Charrua 220			4		3,3
Chuyaca	Petroleo Diesel	Barro Blanco 220			15	9,61	5,0
Colignes	Petroleo Diesel	Candelaria 220			22	9,27	5,0
Colmito	Petroleo Diesel	San Luis 220			58	12,90	5,0
Con Con	Petroleo Diesel	Quillota 110			2	10,37	5,0
Constitucion	Desechos Forestales	Itahue 154			7		3,3

A.3. PARQUE GENERADOR

Nombre central	Combustible	Nodo	P. Servicio	Retiro	$P_{\text{máx}}$ [MW]	H [GJ/MWh]	F.O.R. [%]
Constitucion Elektragen	Petroleo Diesel	Itahue 154			9	12,20	5,0
Coronel TG Diesel	Petroleo Diesel	Hualpen 154			47	9,77	5,0
Degan	Petroleo Diesel	Puerto Montt 220			56	9,47	5,0
Diego de Almagro TG	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220			23	14,59	5,0
El Salvador TG	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220			24	14,59	5,0
Emelda 01	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220			33	12,47	5,0
Emelda 02	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220			36	15,59	5,0
Escuadron	Biomasa	Hualpen 154			14		3,3
Esperanza 01	Petroleo Diesel	Alto Jahuel 110			19	14,87	5,0
Esperanza 02	Petroleo Diesel	Alto Jahuel 110			2	9,51	5,0
Esperanza 03	Petroleo Diesel	Alto Jahuel 110			2	9,86	5,0
Espinos	Petroleo Diesel	Los Vilos 220			122	9,58	5,0
EV25	Petroleo Diesel	Rancagua 154			26	13,38	5,0
Guacolda 01	Carbon	Maitencillo 220			143	11,34	2,1
Guacolda 02	Carbon	Maitencillo 220			143	11,34	2,1
Guacolda 03	Carbon	Maitencillo 220			137	11,03	2,1
Guacolda 04	Carbon	Maitencillo 220			139	11,03	2,1
Hortones TG Diesel	Petroleo Diesel	Hualpen 154			24	15,30	5,0
Huasco TG	Petroleo IFO-180	Maitencillo 220			58	14,78	36,0
Laguna Verde	Petroleo Diesel	Agua Santa 110			53	11,69	50,0
Laguna Verde TG	Petroleo Diesel	Agua Santa 110			18	11,43	5,0
Laja	Desechos Forestales	Charrua 154			7		3,3
Las Vegas	Petroleo Diesel	Las Vegas 110			2	10,37	5,0
Lautaro	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Temuco 220			25		3,3
licanten 00	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Itahue 154			1		3,3
licanten 01	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Itahue 154			3		3,3
Linares	Petroleo Diesel	Itahue 154			0	9,61	5,0
Los Colorados 2	Biomasa	Polpaico 220	1-8-2011		9		3,3
Los Pinos	Petroleo Diesel	Charrua 220			104	8,30	5,0
Los Vientos	Petroleo Diesel	Las Vegas 110			132	11,56	2,1
Masisa	Biomasa	Charrua 154			10		5,0
Maule	Petroleo Diesel	Itahue 154			6	12,20	5,0
Nhuenco 01 Diesel	Petroleo Diesel	San Luis 220			310	6,94	5,0

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre central	Combustible	Nodo	P. Servicio	Retiro	$P_{\text{máx}}$ [MW]	H [GJ/MWh]	F.O.R. [%]
Nehuenco 02 Diesel	Petroleo Diesel	San Luis 220	1-6-2011		392	6,93	2,1
Nehuenco 02 GNL TP	GNL	San Luis 220		1-6-2011	384	3,43	2,1
Nehuenco 9B 01 Diesel	Petroleo Diesel	San Luis 220			92	11,98	10,0
Nehuenco 9B 02 Diesel	Petroleo Diesel	San Luis 220			16		10,0
Newen	Petroleo Diesel	Hualpen 154			13	11,22	5,0
Nueva Aldea 01	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Chillan 154			14		3,3
Nueva Aldea 02 Diesel	Petroleo Diesel	Chillan 154			10	12,62	3,3
Nueva Aldea 03	Licor Negro-Petroleo N°6	Chillan 154			37	11,00	3,3
Nueva Renca Diesel	Petroleo Diesel	Cerro Navia 110	1-5-2011		312	7,40	2,4
Nueva Renca FA GLP	Petroleo Diesel	Cerro Navia 110			30	3,63	2,1
Nueva Renca GNL TP	GNL	Cerro Navia 110		1-5-2011	312	3,67	2,1
Nueva Ventanas	Carbon	Nogales 220			249	11,97	2,1
Olivos	Petroleo Diesel	Los Vilos 220			125	9,76	5,0
Petropower	Petroleo Diesel	Hualpen 154			54	11,22	3,3
Placilla	Petroleo Diesel	Agua Santa 110			3	10,18	5,0
Punta Colorada 01 Fuel	Petroleo IFO-180	Pan de Azucar 220			17	8,88	5,0
Quellon 02	Petroleo Diesel	Puerto Montt 220			10	9,61	5,0
Quemchi	Petroleo Diesel	Puerto Montt 220	1-6-2011		3	9,76	5,0
Quintay	Petroleo Diesel	Agua Santa 110			3	10,18	5,0
Quintero 01 CA GNL	GNL	San Luis 220			128	5,22	2,1
Quintero 02 CA GNL	GNL	San Luis 220			129	5,22	2,1
Renca	Petroleo Diesel	Cerro Navia 110			92	15,81	11,0
San Gregorio	Petroleo Diesel	Itahue 154			0	9,61	5,0
San Isidro 02 GNL	GNL	San Luis 220			392	3,48	2,1
San Isidro FA GNL	GNL	San Luis 220			20	6,37	2,1
San Isidro GNL	GNL	San Luis 220			350	3,84	2,1
San Lorenzo 01	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220			29	14,19	2,1
San Lorenzo 02	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220			26	15,86	2,1
Santa Lidia	Petroleo Diesel	Charrua 220			139	11,22	2,1
Santa Maria	Carbon	Charrua 220	1-12-2011		343	11,09	2,1
Taltal 01 Diesel	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220		1-10-2012	122	11,00	5,0
Taltal 01 GNL	GNL	Diego de Almagro 220	1-10-2012		122	5,99	5,0
Taltal 02 Diesel	Petroleo Diesel	Diego de Almagro 220		1-10-2012	123	11,00	5,0

Nombre central	Combustible	Nodo	P. Servicio	Retiro	$P_{m\acute{a}x}$ [MW]	H [GJ/MWh]	F.O.R. [%]
Taltal 02 GNL	GNL	Diego de Almagro 220	1-10-2012		123	5,99	5,0
Teno	Petroleo Diesel	Teno 154			59	9,79	2,1
Termopacifico	Petroleo Diesel	Cardones 220			81	9,74	5,0
TG Penon	Petroleo Diesel	Pan de Azucar 220			81	9,50	2,1
Tierra Amarilla	Petroleo Diesel	Cardones 220			153	10,35	5,0
Totoral	Petroleo Diesel	Agua Santa 110			3	10,18	5,0
Trapan	Petroleo Diesel	Puerto Montt 220			81	9,50	5,0
valdivia 01	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Valdivia 220			11		3,3
valdivia 02	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Valdivia 220			26		3,3
valdivia 03	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Valdivia 220			24		3,3
Ventanas 01	Carbon	Quillota 110			113	13,07	6,9
Ventanas 02	Carbon	Quillota 110			209	12,51	2,1
Vinales	Biomasa-Licor Negro-Petroleo N°6	Itahue 154	1-3-2012		32		3,3

Tabla A.25: Características de proyectos de centrales termoelectricas.

Datos de proyectos de centrales termoelectricas									
Nombre central	Combustible	Nodo	Tamaño un. [MW]	N° Máximo unidades	H [GJ/MWh]	F.O.R. [%]	Mínima P. Servicio	Vida útil [años]	Inversión [US\$/kW]
Candelaria CA 01 GNL	GNL	Candelaria 220	125	1	6,09	2,1	1-4-2014	24	0
Candelaria CA 02 GNL	GNL	Candelaria 220	129	1	6,09	2,1	1-1-2015	24	0
Carbon Nogales 01	Carbon	Nogales 220	343	1	11,09	2,1	1-1-2020	24	2350
Carbon Nogales 02	Carbon	Nogales 220	343	1	11,09	2,1	1-1-2020	24	2350
Carbon Pan de Azucar 01	Carbon	Nogales 220	135	1	11,84	2,1	1-1-2015	24	3481
Carbon Pan de Azucar 02	Carbon	Pan de Azucar 220	135	1	11,84	2,1	1-1-2015	24	3481
Carbon Pan de Azucar 03	Carbon	Pan de Azucar 220	135	1	11,84	2,1	1-1-2020	24	3481
Carbon Pan de Azucar 04	Carbon	Pan de Azucar 220	135	1	11,84	2,1	1-1-2020	24	3481
Carbon Puerto Montt 01	Carbon	Puerto Montt 220	350	1	11,09	2,1	1-1-2020	24	2350
Carbon VIII Region 01	Carbon	Charrua 220	343	1	11,09	2,1	1-1-2015	24	2350
Carbon VIII Region 02	Carbon	Charrua 220	343	1	11,09	2,1	1-1-2015	24	2350
Carbon VIII Region 03	Carbon	Puerto Montt 220	343	1	11,09	2,1	1-1-2015	24	2350
Carbon VIII Region 04	Carbon	Charrua 220	343	1	11,09	2,1	1-1-2020	24	2350
Central Des.For. VII Region 02	Desechos Forestales	Itahue 154	10	1		5,0	1-1-2014	24	3125

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre central	Combustible	Nodo	Tamaño un. [MW]	N° Máximo unidades	H [GJ/MWh]	F.O.R. [%]	Mínima P. Servicio	Vida útil [años]	Inversión [US\$/kW]
Central Des.For. VII Region 03	Desechos Forestales	Itahue 154	15	1		5,0	1-1-2014	24	3125
Central Des.For. VIII Region 02	Desechos Forestales	Hualpen 154	9	1		3,3	1-1-2014	24	3125
Complejo Castilla	Carbon	Maitencillo 220	342	6	11,03	2,1	1-1-2015	30	2350
Complejo Castilla Diesel	Petroleo Diesel	Maitencillo 220	127	1	10,35	5,0	1-1-2015	30	500
Geotermica Calabozo 01	Geotermia	Ancoa 220	1	40		4,3	1-1-2014	24	3500
Geotermica Calabozo 02	Geotermia	Ancoa 220	1	40		4,3	1-1-2014	24	3500
Geotermica Calabozo 03	Geotermia	Ancoa 220	1	40		4,3	1-1-2014	24	3500
Geotermica Calabozo 04	Geotermia	Ancoa 220	1	40		4,3	1-1-2014	24	3500
Geotermica Chillan 01	Geotermia	Charrua 220	1	40		4,3	1-1-2014	24	4750
Geotermica Chillan 02	Geotermia	Colbun 220	1	40		4,3	1-1-2014	24	4750
Geotermica Copahue	Geotermia	Ancoa 220	1	40		4,3	1-1-2018	24	3500
Geotermica Laguna del Maule	Geotermia	Charrua 220	1	50		4,3	1-1-2018	24	4750
Geotermica Pellado	Geotermia	Ancoa 220	1	25		4,3	1-1-2018	24	3500
Geotermica Potrerillos 01	Geotermia	Alto Jahuel 220	1	40		4,3	1-1-2014	24	3500
Geotermica Potrerillos 02	Geotermia	Alto Jahuel 220	1	40		4,3	1-1-2014	24	3500
Geotermica Potrerillos 03	Geotermia	Temuco 220	1	40		4,3	1-1-2014	24	3500
Geotermica San Gregorio	Geotermia	Alto Jahuel 220	1	80		4,3	1-1-2018	24	3500
Geotermica Santa Antonia	Geotermia	Itahue 154	1	40		4,3	1-1-2018	24	4750
Geotermica Santa Sonia	Geotermia	Charrua 220	1	40		4,3	1-1-2018	24	4750
Geotermica Tinguiririca	Geotermia	San Fernando 154	1	80		4,3	1-1-2018	24	3500
Nehuenco 01 FA GNL	GNL	San Luis 220	21	1		2,1	1-1-2015	24	0
Nehuenco 01 GNL	GNL	San Luis 220	340	1	3,73	2,1	1-1-2015	24	0
Nehuenco 02 GNL	GNL	San Luis 220	384	1	3,43	2,1	1-1-2015	24	0
Nueva Renca GNL	GNL	Cerro Navia 110	312	1	3,67	2,4	1-4-2014	24	0
Nueva Renca Int GNL	GNL	Cerro Navia 110	50	1	4,50	2,1	1-4-2014	24	0
Quintero CC FA GNL	GNL	San Luis 220	35	1	5,04	2,1	1-1-2015	24	0
Quintero CC GNL	GNL	San Luis 220	350	1	3,74	2,1	1-1-2015	24	0

Tabla A.26: Características de centrales eólicas predefinidas.

Características de centrales eólicas predefinidas					
Nombre central	Nodo	$P_{m\acute{a}x}$ [MW]	N ^o unidades	P. Servicio	F.P. Hist. [%]
Eolica Canela 01	Los Vilos 220	1	18		19.4
Eolica Canela 02	Los Vilos 220	1	60		22.7
Eolica Concepcion 01	Concepcion 220	1	50	1-4-2013	
Eolica IV Region 01	Los Vilos 220	1	50	1-9-2012	
Eolica Punta Colorada	Pan de Azucar 220	1	20	1-6-2011	
Eolica Totoral	Los Vilos 220	1	46		19.7
Monte Redondo	Los Vilos 220	1	48		24.4

A.3.4. Centrales eólicas

Para las centrales existentes, “Eolica Canela 01”, “Eolica Canela 02”, “Eolica Totoral” y “Monte Redondo” – presentadas en la tabla A.26 –, se utilizan perfiles de generación semanal por mes, de definición horaria¹⁸ basados en la generación histórica. Tanto los perfiles de generación, como los factores de planta históricos (F.P. Hist.) expuestos en la tabla A.26, se determinaron utilizando los datos de generación horaria desde la puesta en servicio de las respectivas centrales a abril de 2012¹⁹.

Por otro lado, para las centrales cuya fecha de puesta en servicio es posterior al 2010 y los proyectos de centrales presentados en la tabla A.27 se crean perfiles de generación dependientes de la ubicación de la central, basados en las centrales ya instaladas en la zona. Los perfiles se crearon respetando los factores de planta previstos para las centrales entrantes, los cuales se señalan en la tabla A.28.

En ambos casos, las centrales son modeladas como grupos de unidades de 1MW cada una y operadas bajo un *rating* dinámico, de forma análoga a lo realizado con las centrales geotérmicas.

A.3.5. Mantenimiento

El modelo incorpora los mantenimientos programados en la misma forma que lo hace el OSE2000, para todas las centrales en el plan de obras. En cada una de dichas centrales, el último año con mantenimiento programado es replicado hasta el final del periodo.

Para centrales hidroeléctricas no consideradas dentro del plan de obras (“Neltume”, “Central Cuervo”, “Central Blanco” y “Central Condor”) se ha supuesto una tasa de mantenimiento del 4 % anual.

¹⁸Esta representación es la misma que se utiliza para la demanda, como se detalla en la sección A.2.1.

¹⁹Datos obtenidos del sitio web del CDEC-SIC.

Tabla A.27: Características de proyectos de centrales eólicas.

Características de proyectos de centrales eólicas						
Nombre central	Nodo	$P_{m\acute{a}x}$ [MW]	N° Max. unidades	Mınima P. Servicio	Vida util [años]	Inversión [US\$/kW]
Eolica Concepcion 02	Concepcion 220	1	63	1-1-2014	24	2300
Eolica Concepcion 03	Concepcion 220	1	63	1-1-2014	24	2300
Eolica Concepcion 04	Concepcion 220	1	63	1-1-2014	24	2300
Eolica Concepcion 05	Concepcion 220	1	63	1-1-2014	24	2300
Eolica IV Region 02	Pan de Azucar 220	1	50	1-1-2014	24	2300
Eolica IV Region 03	Pan de Azucar 220	1	100	1-1-2014	24	2300
Eolica IV Region 04	Pan de Azucar 220	1	100	1-1-2014	24	2300
Eolica IV Region 05	Los Vilos 220	1	75	1-1-2014	24	2300
Eolica IV Region 06	Los Vilos 220	1	75	1-1-2014	24	2300

Tabla A.28: Factores de planta asignados a proyectos de centrales eólicas.

Factores de planta de proyectos de centrales eólicas		
Nombre central	F.P. asignado [%]	Criterio de asignación
Eolica Concepcion 01	19.4	Supuesto idéntico a Parque Eolico Lebu
Eolica Concepcion 02	15.9	Proy. Parque Eolico Lebu Sur
Eolica Concepcion 03	15.9	Proy. Parque Eolico Lebu Sur
Eolica Concepcion 04	25.7	Proy. Parque Eolico Arauco
Eolica Concepcion 05	25.7	Proy. Parque Eolico Arauco
Eolica IV Region 01	32.0	Estimación - Proy. Parque Eolico Arrayan
Eolica IV Region 02	29.1	Estimación - Proy. Parque Eolico Arrayan
Eolica IV Region 03	41.0	Estimación - Proy. Parque Eolico Talinay
Eolica IV Region 04	36.7	Estimación - Proy. Parque Eolico Talinay
Eolica IV Region 05	33.3	Estimación - Proy. Parque Eolico Talinay
Eolica IV Region 06	29.1	Estimación - Proy. Parque Eolico Talinay
Eolica Punta Colorada	12.6	Estimación en base a generación real, Nov-11 a Abr-12

A.3.6. Condiciones especiales de proyectos de centrales

Tal como ocurre en transmisión, en generación existen vinculaciones entre los distintos proyectos de centrales a entrar en servicio y centrales en operación, o incluso vinculaciones a proyectos de transmisión. Estas vinculaciones se plantean como restricciones genéricas, las cuales se formulan en su mayoría como relaciones lógicas entre variables binarias.

Existen dos tipos de restricciones, unas aseguran la ocurrencia de proyectos en forma simultánea (por ejemplo, el cierre del ciclo combinado en una central GNL) y las otras imponen requerimientos previos a la puesta en servicio de ciertas centrales. El detalle de las restricciones de los proyectos de generación se entrega en las tablas A.29 y A.30.

Tabla A.29: Restricciones de retiro y puesta en servicio simultánea en centrales generadoras.

Restricciones de retiro y P. servicio simultánea	
Proyecto	Generadores involucrados
Candelaria GNL I	Retira: Candelaria CA 01 Diesel P. Servicio: Candelaria CA 01 GNL
Candelaria GNL II	Retira: Candelaria CA 02 Diesel P. Servicio: Candelaria CA 02 GNL
Nehuenco GNL I	Retira: Nehuenco 01 Diesel P. Servicio: Nehuenco 01 GNL Nehuenco 01 FA GNL
Nehuenco GNL II	Retira: Nehuenco 02 Diesel P. Servicio: Nehuenco 02 GNL
Renca GNL	Retira: Nueva Renca Diesel Nueva Renca FA GLP P. Servicio: Nueva Renca GNL Nueva Renca Int GNL
Quintero GNL CC	Retira: Quintero 01 CA GNL Quintero 02 CA GNL P. Servicio: Quintero CC GNL Quintero CC FA GNL

Tabla A.30: Restricciones de puesta en servicio condicionada a previa entrada de otros proyectos.

Restricciones P. servicio condicionada		
Proyecto	Generador	Requiere previa P. servicio de
HidroAysen	Modulo 02	Modulo 01
HidroAysen	Modulo 03	Modulo 01
HidroAysen	Modulo 04	Modulo 01
HidroAysen	Modulo 05	Modulo 01
EnergiaAustral	Central Cuervo	Sistema 500kV Charrua-Ciruelos
EnergiaAustral	Central Blanco	Central Cuervo
EnergiaAustral	Central Condor	Central Cuervo

A.4. Costo de falla y pagos por capacidad

El mercado eléctrico chileno se estructura sobre la base de pagos por energía y potencia. Los pagos por potencia complementan los pagos por energía, a fin de – en teoría – permitir que los generadores cubran sus costos fijos. De este modo, el costo de falla utilizado por la CNE (537US\$/MWh) corresponde a un costo de racionamiento (operación), mientras que el costo asociado a abastecer la punta de la curva de demanda debe ser cubierta por los pagos por potencia.

El modelo implementado no incorpora pagos por potencia, por tanto, para efectos que el algoritmo decida construir potencia de punta se requiere utilizar un costo de falla que cubra los costos de inversión necesarios para satisfacer la punta de la curva de demanda. Para ello en el desarrollo de este proyecto se utiliza el costo de falla de corto plazo que, acorde a lo señalado en el artículo 10-8 de la Norma Técnica [144], en el SIC corresponde a 3.240US\$/MWh.

En base a una posterior solicitud de Transelec, se revisa la utilización de este costo en relación con los pagos por potencia. El análisis realizado da como resultado que la inclusión de los ingresos por potencia en el problema de expansión puede realizarse en forma equivalente considerando un costo de falla de 2.711US\$/MWh. Aún cuando este costo difiere del utilizado, ambos se encuentran en el mismo orden por lo que no se esperaría cambios importantes en las soluciones al considerar este costo equivalente.

Una vez determinadas las decisiones de inversión, la operación del sistema puede simularse en forma más detallada con el costo de racionamiento establecido en [125], 537US\$/MWh.

En lo que sigue se detalla el análisis que explica la relación entre el costo de falla y los pagos por capacidad en el mercado eléctrico chileno.

A.4.1. Justificación de los pagos por Potencia de Punta

La teoría económica de los costos marginales señala que en un mercado de pura energía – cuya expansión de generación es libre y en el que la energía se transa a costo marginal – el sistema se auto-optimiza en términos de capacidad, abasteciendo la demanda a mínimo costo y cubriendo exactamente los costos de inversión de los generadores²⁰. No obstante en esta teoría no es obligación abastecer toda la demanda, i.e. la demanda no se considera inelástica sino que sobre un cierto valor denominado Costo de Falla se vuelve completamente elástica, dando lugar a una cantidad de energía que no se abastece denominada Energía No Servida.

La metodología gráfica para resolver el problema de planificación [108] presenta importantes ventajas analíticas para visualizar el efecto de escoger uno u otro costo de falla, como también

²⁰Esto se produce bajo el supuesto de un mercado competitivo y en ausencia de economías de escala.

los efectos que produce la inclusión de pagos por capacidad en el sistema. El primer paso es determinar los costos anualizados por MW de cada tecnología de generación (desde este punto de vista, la Falla puede modelarse como un generador sin costo fijo y con costo variable igual al Costo de Falla), y con ellos construir el gráfico de costos del sistema, presentado en la figura A.8 para un sistema con dos tecnologías.

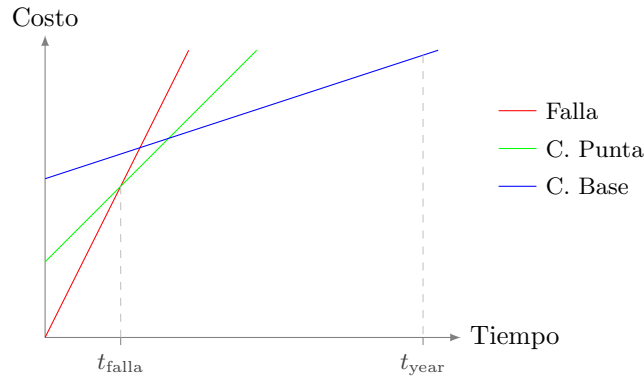


Figura A.8: Costos anualizados de inversión para distintas tecnologías de generación.

Como el problema de expansión requiere minimizar los costos, un resultado bastante intuitivo es que la curva de costo óptima viene dada por la envolvente inferior de las curvas de la figura A.8. Luego, utilizando los tiempos en los cuales se intersectan las distintas tecnologías, se ingresa a la curva de demanda y a través de ella se determina la capacidad o mezcla óptima de tecnologías. En el caso de estudio solo interesa el tiempo que “opera” la Falla t_{peak} , que determina la punta no abastecida de la demanda del sistema, como se observa en la figura A.9. Es fácil de deducir que a mayor Costo de Falla (mayor pendiente del costo de la tecnología Falla) menor será la cantidad de Energía No Servida del sistema, no obstante si se quiere llegar a cero Energía No Servida el Costo de Falla debiera ser infinito.

Por otra parte, un Costo de Falla elevado puede no ser apropiado en mercados muy concentrado en los cuales un costo de racionamiento muy alto puede generar incentivos a seguir conductas poco competitivas en función de incrementar los ingresos, como por ejemplo informar centrales como no disponibles para lograr que haya Energía No Servida en el sistema.

Una alternativa a considerar un alto Costo de Falla para incentivar una expansión capaz de abastecer la punta de demanda del sistema consiste en asignar pagos por capacidad. Estos pagos, denominados pagos por Potencia de Punta en la reglamentación chilena, corresponden a ingresos adicionales que reciben los generadores en base a su capacidad. Es decir, se cancela una cantidad a los generadores por cada MW que aporten al sistema. La cantidad que se cancele depende de la capacidad efectiva que los generadores aportan a la suficiencia del sistema.

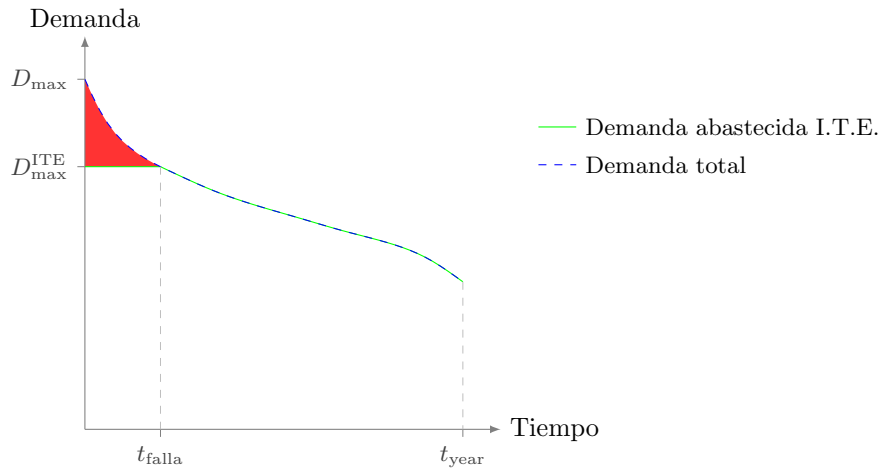


Figura A.9: Abastecimiento de la curva de duración de demanda, considerando sólo ingresos tarifarios por energía (I.T.E.).

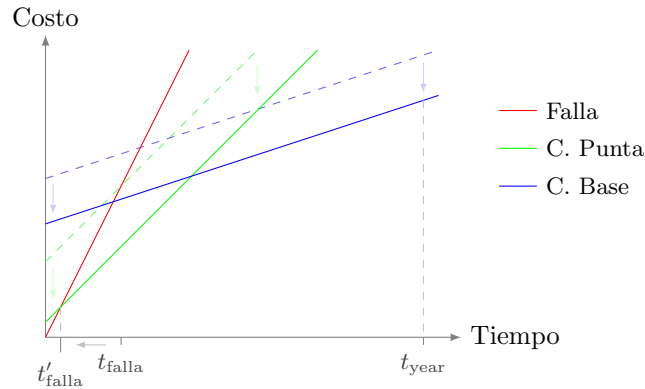


Figura A.10: Costos anualizados de inversión para distintas tecnologías de generación, considerando ingresos por capacidad.

Mas allá de la forma de determinar los pagos por capacidad, es importante en este punto notar como afectan al problema de planificación planteado anteriormente. Resulta que al ser un ingreso a los generadores por cada MW, las curvas de costo de la figura A.8 son desplazadas hacia abajo puesto que se esta asegurando un pago por capacidad, lo que es equivalente a reducir los costos fijos de los generadores. Como puede apreciarse en la figura A.10, este desplazamiento disminuye en forma importante las horas en que hay racionamiento en el sistema optimizado t'_{falla} , pudiendo incluso llevarlo a cero si los pagos por capacidad son tales que cubren los costos fijos de los generadores de punta.

En resumen, puede decirse que los pagos por capacidad cumplen dos objetivos:

- Disminuir los riesgos en las decisiones de expansión.
- Utilizar un Costo de Falla bajo, el cual resulta apropiado para el despacho (en un mercado concentrado) donde solo es comparado con los costos variables de operación.

A.4.2. Normativa vigente para los pagos por Potencia de Punta

En Chile los pagos por capacidad han pasado por diversos cambios en la medida que tanto el sistema, como la teoría y la regulación asociada evolucionan. Actualmente los cálculos de las capacidades efectivas, Potencia Firme, y pagos por Potencia de Punta en el SIC se encuentran regulados por varias resoluciones y dictámenes;

- Resolución Ministerial N° 119 de 2001, del Ministerio de Economía (R.M. 119/2001).
- Resolución Ministerial N° 17 de 2004, del Ministerio de Economía (R.M. 17/2004).
- Resolución Ministerial N° 34 de 2004, del Ministerio de Economía (R.M. 34/2004).
- Resolución Ministerial N° 35 de 2004, del Ministerio de Economía (R.M. 35/2004).
- Dictámenes del Panel de Expertos de fechas 09-09-2004, 09-12-2004 y 12-09-2007.

La estructuración del mercado de Potencia de Punta y las bases para el cálculo de la Potencia Firme de cada unidad se encuentran en la R.M. 119/2001. Las reglamentaciones posteriores corresponden a modificaciones respecto a como calcular la Potencia Firme de centrales hidroeléctricas y auto-productores, entre otras.

Respecto al cálculo de la Potencia Firme, vale la pena mencionar que este es realizado año a año por el CDEC-SIC. Se basa en la inclusión de tres atributos en una sola medida: Suficiencia, Tiempo de Partida y Tiempo de Toma de Carga, los dos últimos asociados a la seguridad del sistema. El cálculo de los tres atributos mencionados tiene como punto de partida la Potencia Inicial de cada central, la cual es determinada en forma diferente para cada tecnología, considerando siempre la peor disponibilidad del recurso energético primario en relación al Periodo de Punta (intervalo comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas, de los días hábiles entre los meses de abril y septiembre, inclusive). A continuación los atributos se determinan considerando:

- Suficiencia: aporte a la suficiencia del sistema, determinado utilizando el modelo de potencia firme del CDEC-SIC (basado en el indicador de suficiencia *Loss of Load Probability*, LOLP).
- Tiempo de Partida: rampa de partida.
- Tiempo de Toma de Carga: rampa de carga.

Los atributos de Suficiencia, Tiempo de Partida y Tiempo de Toma de Carga se ponderan por los guarismos 0,8, 0,1 y 0,1, respectivamente, dando lugar a la Potencia Firme Preliminar. Finalmente, las Potencias Firmes se calculan escalando las Potencias Firmes Preliminares de todas las centrales del sistema por un factor único, de modo que la suma de las Potencias Firmes de todas las centrales del sistema sea igual a la demanda máxima del año de cálculo.

El mercado de la Potencia de Punta funciona en forma similar al de la energía; la Potencia de Punta es el bien que se transa y la Potencia Firme es la capacidad que cada generador tiene. Luego, cada central dispone de su Potencia Firme para ser contratada por sus clientes o ser vendida a otros generadores cuya Potencia de Punta contratada sea mayor que su Potencia Firme. Las compras y ventas de Potencia de Punta son registradas por el CDEC-SIC, el cual realiza a partir de ellas los Balances de Potencia Firme para determinar las transferencias entre generadores y las reliquidaciones correspondientes.

La Potencia de Punta es transada a un precio establecido por la CNE en la fijación del Precio de Nudo de Abril de cada año. Este precio corresponde al costo de desarrollo de una turbina a gas operada con petróleo diesel (central de punta) en el nudo Polpaico. Este precio es trasladado a las demás barras del sistema utilizando factores de penalización determinados por la CNE en base a los costos marginales de energía en la operación del sistema durante el Periodo de Punta.

En síntesis, los pagos por Potencia de Punta corresponden a ingresos percibidos por los generadores en base su aporte a la suficiencia (Potencia Firme) del sistema durante el Periodo de Punta.

A.4.3. Estimación del Costo de Falla en expansión

De acuerdo a lo señalado en las secciones anteriores, es claro que el Costo de Racionamiento como se encuentra establecido en la reglamentación chilena no es un adecuado Costo de Falla para estudios de expansión en los que se considere sólo el mercado de energía, pues no representa los reales incentivos para la inversión como tampoco da lugar a equilibrios económicos parecidos a la realidad.

Existen dos alternativas para poder modelar un mercado equivalente al real, sólo considerando el de energía:

1. Determinar costos de inversión equivalentes para cada proyecto, considerando una disminución en función de los ingresos que tendrían por Potencia de Punta.
2. Determinar un Costo de Falla equivalente, que considere los pagos por Potencia de Punta y de lugar a un punto de equilibrio cercano al real.

La primera alternativa podría implementarse para el problema simplificado descrito en la sección A.4.1, puesto que se sabe de antemano que la capacidad instalada será menor o igual que la demanda máxima, lo cual permite suponer razones de Potencia Firme/Capacidad para cada tecnología. No obstante, en un sistema real con proyectos de expansión se desconoce la relación entre la demanda máxima y la capacidad instalada – la cual podría variar fuertemente ante la entrada de un proyecto grande en relación al sistema – por lo que no es trivial, ni sería confiable, calcular disminuciones en los costos de inversión producto de los pagos por Potencia de Punta.

Luego, es natural optar por la segunda alternativa dada su mayor simplicidad y aplicabilidad al caso de estudio real (expansión del SIC). Para calcular el Costo de Falla equivalente se toman en cuenta los siguientes argumentos:

- De la observación de las figuras A.9 y A.10, puede deducirse que el sistema esta dispuesto a cancelar los pagos por Potencia de Punta con tal de que se abastezca la punta de la curva de demanda (área en rojo en la figura A.9), en forma adicional a los costos variables que esto implica.
- En la operación real del sistema, no se despacharán unidades cuyo costo variable supere al Costo de Racionamiento. Es decir, el Costo de Racionamiento corresponde al costo variable máximo.
- La reglamentación fija el Periodo de Punta, con lo cual los pagos por Potencia de Punta pueden no corresponder exactamente a abastecer la punta de la curva de duración de demanda, mas si corresponden a abastecer la punta del Periodo de Punta. Es decir, corresponden a abastecer la diferencia $D - D_{\min}$ durante el Periodo de Punta.
- Dado que el Costo de Falla equivalente debe ser igual para todo el sistema, no se considera los factores de penalización y se asume el precio de la potencia idéntico en todo el sistema e igual al precio en el nodo de referencia.

Considerando la punta del Periodo de Punta (equivalente al área en rojo en la figura A.9, pero considerando solo los datos durante el periodo de punta, por lo que $t_{\text{falla}} = t_{\text{Periodo de Punta}}$) puede definirse la energía de punta E_{peak} según la relación (A.5).

$$E_{\text{peak}} = \int_0^{t_{\text{falla}}} D(\tau) - \min D(\tau) d\tau \quad (\text{A.5})$$

Luego, dado que los pagos por Potencia de Punta se asocian a abastecer la energía de punta, puede calcularse un Precio de Energía de Punta $P_{E\text{peak}}$ de acuerdo a (A.6),

$$P_{E\text{peak}} = \frac{D'_{\text{máx}} \cdot P_{P\text{peak}}}{E_{\text{peak}}} \quad (\text{A.6})$$

dónde

$D'_{\text{máx}}$ corresponde a la demanda máxima durante el Periodo de Punta, y $P_{P\text{peak}}$ es el precio de la Potencia de Punta.

Como se señaló anteriormente, durante la operación el sistema cancela el costo variable de abastecer la punta, hasta un máximo igual al Costo de Racionamiento. Por tanto, para abastecer la punta de la demanda en el problema de expansión el sistema tiene un máximo dado por el Costo de Racionamiento CR y el Precio de Energía de Punta, con lo que el Costo de Falla equivalente CF_{eq} puede calcularse como la suma de ambos, según se indica en la relación (A.7).

$$CF_{\text{eq}} = CR + P_{E\text{peak}} \quad (\text{A.7})$$

El resultado de aplicar este procedimiento al SIC para el año 2011, basados en los mismos datos de demanda que se utilizan en el modelo de expansión y el Precio de Potencia de Punta señalado en [125] (9,44 US\$/kW-mes), da como resultado un Precio de Energía de Punta de 2.174US\$/MWh y un Costo de Falla equivalente para expansión de 2.711US\$/MWh.

A.5. Otros antecedentes

A.5.1. Horizonte de estudio

Originalmente se consideraba un horizonte de estudio de 10 años, 2011-2021. Luego, por solicitud de Transelec, se extendió el horizonte a 15 años, 2011-2025, repitiendo el último año a perpetuidad para tomar en cuenta los efectos al final del período de la planificación.

A.5.2. Combustibles

En un principio se utilizaba los mismos costos de combustibles incluidos en el Informe de Precios de Nudo [125], mas con la extensión del horizonte de este estudio más allá del horizonte de la fijación de precios (año 2021), se debió extender también los precios de combustible hasta el final del periodo.

Como referencia, para extender las predicciones de precio se utilizó la información del caso base²¹ del *Annual Energy Outlook 2011* (AEO2011) [145].

Se mantienen las predicciones de precios CNE hasta el año 2019, a partir del cual se utiliza una modulación en base a la tendencia del AEO2011 entre los años 2015-2025. Los precios referenciales resultantes se presentan en la tabla A.31, los cuales son utilizados para modular los precios de cada generador a partir de los precios de combustible actuales.

El detalle de los costos de combustibles proyectados se presenta en la tabla A.32.

A.5.3. Tasa de actualización

Se utiliza la tasa de 10 % que estipula el DFL N°4/2006.

A.5.4. Reserva de capacidad y reservas operativas

El modelo no incorpora requerimientos de reserva de capacidad o reserva operativas, en cuanto no se ha establecido dichos parámetros en simulaciones de largo plazo.

A.5.5. Empresas eléctricas

Los datos de las empresas se obtuvieron del modelo OSE2000. Algunas de las empresas pueden caer en más de una categoría, pero para efectos de la base de datos cada rubro fue modelado como una empresa separada.

²¹Este caso supone, para todos los efectos, que las condiciones geopolíticas actuales se mantienen en el largo plazo.

Tabla A.31: Proyecciones de precios de combustibles, en el horizonte 2011-2025.

Proyecciones de precios de combustibles			
Año	Carbón [US\$/Ton]	GNL [US\$/MMBtu]	Crudo WTI [US\$/BBL]
2011	102,75	15,22	80,47
2012	109,86	16,66	82,69
2013	113,16	5,42	86,01
2014	115,88	6,93	89,89
2015	119,49	7,51	92,93
2016	121,82	7,99	94,69
2017	124,41	8,49	96,63
2018	127,10	9,02	99,00
2019	131,30	9,49	102,52
2020	137,05	10,05	107,14
2021	140,25	10,64	111,20
2022	143,44	11,24	115,26
2023	146,63	11,83	119,32
2024	149,82	12,42	123,38
2025	153,01	13,02	127,44

Las asignaciones de los distintos componentes del sistema a cada empresa no cumple sino un rol de contabilidad, ya que dicha asignación no cumple rol alguno en la optimización en sí.

Tabla A.32: Costos proyectados de combustibles, en el horizonte de estudio.

Nombre	Precio [US\$/GJ]														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ancud	27,2	28,0	29,1	30,4	31,4	32,0	32,7	33,5	34,7	36,3	37,6	39,0	40,4	41,8	43,1
Antihue Diesel	24,7	25,4	26,4	27,6	28,5	29,0	29,6	30,4	31,4	32,8	34,1	35,3	36,5	37,8	39,0
Bocamina	3,3	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,0	4,1	4,3	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0
Bocamina 02	3,2	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	4,1	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8
Calle-Calle	18,9	19,5	20,2	21,2	21,9	22,3	22,7	23,3	24,1	25,2	26,1	27,1	28,0	29,0	30,0
Campanario Diesel	26,1	26,8	27,9	29,2	30,1	30,7	31,3	32,1	33,3	34,8	36,1	37,4	38,8	40,1	41,4
Campiche	3,4	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,2	4,4	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1
Candelaria Diesel	24,5	25,2	26,2	27,4	28,3	28,8	29,4	30,2	31,2	32,6	33,8	35,1	36,3	37,5	38,8
Carbon CNE	3,3	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	3,9	4,0	4,2	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9
Cementos Bio Bio	15,1	15,6	16,2	16,9	17,5	17,8	18,2	18,6	19,3	20,2	20,9	21,7	22,5	23,2	24,0
Centizas	16,0	16,5	17,1	17,9	18,5	18,9	19,2	19,7	20,4	21,3	22,1	22,9	23,7	24,6	25,4
Chiloe	25,5	26,2	27,3	28,5	29,5	30,0	30,6	31,4	32,5	34,0	35,3	36,5	37,8	39,1	40,4
Chuyaca	26,9	27,7	28,8	30,1	31,1	31,7	32,3	33,1	34,3	35,8	37,2	38,6	39,9	41,3	42,6
Coligues	16,8	17,3	18,0	18,8	19,4	19,8	20,2	20,7	21,4	22,4	23,2	24,1	24,9	25,8	26,6
Colmito	20,9	21,5	22,3	23,3	24,1	24,6	25,1	25,7	26,6	27,8	28,9	29,9	31,0	32,0	33,1
Con Con	21,6	22,2	23,1	24,2	25,0	25,4	26,0	26,6	27,6	28,8	29,9	31,0	32,1	33,2	34,3
Constitucion Elektragen	26,0	26,7	27,8	29,1	30,0	30,6	31,2	32,0	33,1	34,6	35,9	37,2	38,5	39,8	41,1
Coronel TG Diesel	25,1	25,8	26,8	28,0	29,0	29,5	30,1	30,9	32,0	33,4	34,7	36,0	37,2	38,5	39,8
Degan	26,6	27,3	28,4	29,7	30,7	31,3	32,0	32,7	33,9	35,4	36,8	38,1	39,5	40,8	42,1
Diego de Almagro TG	24,7	25,4	26,4	27,6	28,5	29,0	29,6	30,4	31,5	32,9	34,2	35,4	36,7	37,9	39,2
El Salvador	25,0	25,7	26,7	27,9	28,8	29,4	30,0	30,7	31,8	33,2	34,5	35,8	37,0	38,3	39,5
Enelda	23,7	24,4	25,4	26,5	27,4	27,9	28,5	29,2	30,2	31,6	32,8	34,0	35,1	36,3	37,5
Esperanza	25,7	26,4	27,4	28,7	29,6	30,2	30,8	31,6	32,7	34,2	35,5	36,8	38,1	39,4	40,6
Espinosa	25,1	25,8	26,8	28,1	29,0	29,6	30,2	30,9	32,0	33,4	34,7	36,0	37,2	38,5	39,8
EV25	25,5	26,2	27,2	28,5	29,4	30,0	30,6	31,3	32,4	33,9	35,1	36,4	37,7	39,0	40,3
GNL	23,3	25,1	10,9	12,8	13,5	14,2	14,8	15,5	16,0	16,9	17,9	18,9	19,9	20,9	21,9
GNL OP	27,2	29,4	12,3	14,6	15,5	16,2	17,0	17,8	18,5	19,6	20,7	21,9	23,1	24,2	25,4
GNL SING OP	0,2	0,2	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
Guacolda 03	2,8	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4	3,6	3,8	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2
Guacolda 04	2,9	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,6	3,8	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3	4,4
Guacoldas	3,6	3,8	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,4
Horcones TG Diesel	24,3	25,0	26,0	27,2	28,1	28,6	29,2	29,9	31,0	32,4	33,6	34,9	36,1	37,3	38,5
Huasco TG	24,4	25,0	26,1	27,2	28,1	28,7	29,3	30,0	31,1	32,5	33,7	35,0	36,2	37,4	38,7
Huasco TV	3,4	3,6	3,7	3,8	4,0	4,0	4,1	4,2	4,3	4,5	4,7	4,8	5,0	5,2	5,3
Laguna Verde	24,7	25,4	26,4	27,6	28,5	29,1	29,7	30,4	31,5	32,9	34,2	35,4	36,7	37,9	39,2
Laguna Verde TG	24,7	25,4	26,4	27,6	28,5	29,1	29,7	30,4	31,5	32,9	34,2	35,4	36,7	37,9	39,2

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

Nombre	Precio [US\$/GJ]														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Las Vegas	21,7	22,3	23,2	24,2	25,1	25,5	26,1	26,7	27,6	28,8	29,9	31,0	32,1	33,2	34,3
Linares	23,8	24,4	25,4	26,6	27,5	28,0	28,6	29,3	30,3	31,7	32,9	34,1	35,3	36,5	37,7
Los Pinos	24,2	24,9	25,9	27,1	28,0	28,5	29,1	29,8	30,9	32,3	33,5	34,7	36,0	37,2	38,4
Los Vientos	24,8	25,5	26,5	27,7	28,7	29,2	29,8	30,5	31,6	33,0	34,3	35,5	36,8	38,0	39,3
Maule	26,0	26,7	27,8	29,1	30,0	30,6	31,2	32,0	33,1	34,6	35,9	37,2	38,5	39,8	41,1
Nehuenco Diesel	23,9	24,6	25,6	26,7	27,6	28,2	28,7	29,4	30,5	31,9	33,1	34,3	35,5	36,7	37,9
Newen	6,6	6,7	7,0	7,3	7,6	7,7	7,9	8,1	8,4	8,8	9,1	9,4	9,8	10,1	10,4
Nueva Aldea 02 Diesel	24,4	25,1	26,1	27,3	28,2	28,8	29,3	30,1	31,1	32,5	33,7	35,0	36,2	37,4	38,7
Olivos	25,1	25,8	26,8	28,1	29,0	29,6	30,2	30,9	32,0	33,4	34,7	36,0	37,2	38,5	39,8
Placilla	21,7	22,3	23,2	24,2	25,0	25,5	26,0	26,7	27,6	28,8	29,9	31,0	32,1	33,2	34,3
Punta Colorada	16,1	16,6	17,3	18,0	18,6	19,0	19,4	19,9	20,6	21,5	22,3	23,2	24,0	24,8	25,6
Quellon	27,6	28,4	29,5	30,9	31,9	32,5	33,2	34,0	35,2	36,8	38,2	39,6	41,0	42,4	43,8
Quemchi	25,2	25,9	26,9	28,1	29,1	29,6	30,2	31,0	32,1	33,5	34,8	36,1	37,4	38,6	39,9
Quintay	21,7	22,3	23,2	24,2	25,1	25,5	26,1	26,7	27,6	28,8	29,9	31,0	32,1	33,2	34,3
Quintero Diesel	24,2	24,8	25,8	27,0	27,9	28,4	29,0	29,7	30,8	32,2	33,4	34,6	35,8	37,1	38,3
Renca Diesel	24,9	25,5	26,6	27,8	28,7	29,3	29,9	30,6	31,7	33,1	34,4	35,6	36,9	38,1	39,4
Renca GLP	53,7	55,2	57,4	60,0	62,0	63,2	64,5	66,1	68,4	71,5	74,2	76,9	79,6	82,3	85,0
San Isidro 02 Diesel	24,2	24,9	25,9	27,0	28,0	28,5	29,1	29,8	30,8	32,2	33,4	34,6	35,8	37,1	38,3
San Isidro Diesel	24,2	24,8	25,8	27,0	27,9	28,4	29,0	29,7	30,8	32,2	33,4	34,6	35,8	37,1	38,3
San Lorenzo	25,1	25,8	26,8	28,0	29,0	29,5	30,1	30,9	32,0	33,4	34,7	36,0	37,2	38,5	39,8
Santa Lidia	25,0	25,7	26,7	27,9	28,9	29,4	30,0	30,7	31,8	33,2	34,5	35,8	37,0	38,3	39,5
TalTal Diesel	24,9	25,6	26,6	27,8	28,7	29,3	29,9	30,6	31,7	33,1	34,4	35,6	36,9	38,1	39,4
Teno	24,8	25,5	26,5	27,7	28,6	29,2	29,8	30,5	31,6	33,0	34,3	35,5	36,8	38,0	39,3
Termapacifico	26,3	27,0	28,1	29,4	30,4	30,9	31,6	32,3	33,5	35,0	36,3	37,7	39,0	40,3	41,6
TG Penon	24,3	25,0	26,0	27,2	28,1	28,6	29,2	29,9	31,0	32,4	33,6	34,9	36,1	37,3	38,5
Tierra Amarilla	26,7	27,4	28,5	29,8	30,8	31,4	32,0	32,8	34,0	35,5	36,9	38,2	39,6	40,9	42,3
Totoral	21,8	22,4	23,3	24,4	25,2	25,7	26,2	26,8	27,8	29,1	30,2	31,3	32,4	33,5	34,6
Trapen	25,9	26,6	27,7	28,9	29,9	30,5	31,1	31,9	33,0	34,5	35,8	37,1	38,4	39,7	41,0
Ventanas	3,3	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	3,9	4,0	4,2	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9

A.6. Sub-colecciones de años hidrológicos seleccionadas mediante método de igualación de momentos

El detalle de las sub-colecciones de años hidrológicos históricos para simulación de expansión u operación, seleccionadas mediante el método de igualación de momentos, se presenta en la tabla A.33.

Tabla A.33: Sub-colecciones óptimas de años de hidrologías encontradas.

Subcolecciones óptimas			
N° de elementos	Años	Probabilidad asociada	Energía [GWh]
2	1976	0,5662	23033,5
	2006	0,4338	31545,7
3	1962	0,2336	20027,8
	1983	0,2430	27515,8
	1977	0,5234	29359,5
4	1968	0,0839	14096,1
	1976	0,3185	23033,5
	1986	0,2801	28841,9
	2006	0,3174	31545,7
5	1968	0,0657	14096,1
	2004	0,2917	23898,3
	1963	0,1907	24004,4
	1983	0,2182	27515,8
	1993	0,2336	30660,2
6	1996	0,1406	16844,5
	2004	0,1005	23898,3
	1969	0,1966	25239,2
	1983	0,2220	27515,8
	1977	0,1881	29359,5
	2002	0,1521	29803,8
7	1996	0,1199	16844,5
	1999	0,0823	20316,4
	1967	0,1560	25317,8
	2003	0,1435	25450,4
	2005	0,1428	28552,7
	1977	0,2078	29359,5

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

N° de elementos	Años	Probabilidad asociada	Energía [GWh]
7	2002	0,1477	29803,8
8	1996	0,1005	16844,5
	1999	0,0777	20316,4
	2004	0,1406	23898,3
	2008	0,0963	24580,8
	1967	0,1401	25317,8
	1977	0,1946	29359,5
	2002	0,0904	29803,8
	2006	0,1599	31545,7
9	1996	0,0956	16844,5
	1999	0,0804	20316,4
	1976	0,1021	23033,5
	2004	0,1027	23898,3
	1991	0,0639	25552,1
	1983	0,0929	27515,8
	1977	0,1896	29359,5
	2002	0,1017	29803,8
	2006	0,1710	31545,7
10	1998	0,0660	15398,5
	1990	0,0700	21112,1
	1976	0,1301	23033,5
	2004	0,0715	23898,3
	1963	0,0733	24004,4
	2008	0,0864	24580,8
	1983	0,0471	27515,8
	1975	0,0942	27747,5
	1977	0,1752	29359,5
	2006	0,1863	31545,7
11	1996	0,0990	16844,5
	1999	0,0603	20316,4
	1964	0,0100	22878,3
	1970	0,0768	22902,4
	2004	0,1134	23898,3
	1991	0,0825	25552,1
	1979	0,0433	27422,8

A.6. SUB-COLECCIONES DE AÑOS HIDROLÓGICOS SELECCIONADAS MEDIANTE MÉTODO DE IGUALACIÓN DE MOMENTOS

N° de elementos	Años	Probabilidad asociada	Energía [GWh]
11	1983	0,0923	27515,8
	1977	0,1629	29359,5
	2002	0,0986	29803,8
	2006	0,1608	31545,7
12	1998	0,0404	15398,5
	1962	0,0760	20027,8
	1964	0,0434	22878,3
	1976	0,0233	23033,5
	2004	0,1325	23898,3
	1963	0,1029	24004,4
	1969	0,1305	25239,2
	1983	0,1511	27515,8
	2001	0,0828	28922,6
	1992	0,0973	29255,7
	1977	0,0367	29359,5
	1965	0,0831	30572,5
13	1968	0,0229	14096,1
	1998	0,0663	15398,5
	1999	0,0668	20316,4
	1964	0,0403	22878,3
	1970	0,0547	22902,4
	1963	0,0669	24004,4
	1991	0,1178	25552,1
	1985	0,1241	25893,3
	1995	0,1442	27429,3
	1983	0,0479	27515,8
	2001	0,0661	28922,6
	1978	0,0852	29301,3
1965	0,0968	30572,5	
14	1968	0,0380	14096,1
	1996	0,0261	16844,5
	1962	0,0394	20027,8
	1990	0,0836	21112,1
	1964	0,0267	22878,3
	1970	0,0624	22902,4

ANEXO A. ANTECEDENTES Y SUPUESTOS DEL MODELO DEL SIC

N° de elementos	Años	Probabilidad asociada	Energía [GWh]
14	1991	0,0582	25552,1
	1985	0,0593	25893,3
	1984	0,1003	26500,0
	2000	0,1387	26715,8
	1979	0,0785	27422,8
	1983	0,0612	27515,8
	1981	0,1098	28084,3
	1965	0,1177	30572,5

Anexo B

Antecedentes y supuestos del sistema RTS'96 modificado

B.1. Introducción

La primera versión del sistema de prueba de confiabilidad IEEE (*Reliability Test System* 1979, RTS79) se desarrolló y publicó en el año 1979 [146]. Su objetivo era satisfacer la necesidad de estandarizar una base de datos de prueba y comparar resultados de diferentes metodologías de evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia. Como tal, el RTS'79 se diseñó para ser un sistema de referencias que contiene los datos básicos y los parámetros necesarios para probar métodos de evaluación de confiabilidad.

En el año 1986 se desarrolló y publicó la segunda versión del RTS (RTS'86) [147], a fin de hacer al RTS más útil en la evaluación de diferentes metodologías y modelos de confiabilidad. La experiencia con el RTS'79 ayudó a identificar los datos adicionales que se requerían, y la necesidad de incluir índice de confiabilidad validados del sistema de prueba. En el RTS'86 se aumentó el número de generadores, y también se incluyó la programación del mantenimiento de las unidades, incertidumbre en la predicción de carga y el efecto de la interconexión de dos áreas.

En el año 1996 se publicó la tercera versión del RTS (RTS'96) [130], el cual permite analizar un sistema de potencia multi-área. Este avance se llevó a cabo debido al aumento de transacciones inter-regionales en sistemas reales, fenómeno factible de analizar gracias al reciente incremento de las capacidades computacionales. El sistema multi-área utilizado consiste en la interconexión de tres RTS'79 mediante líneas de corriente continua y una línea DC.

En este anexo se presentan las características básicas del sistema RTS'96 implementado en PLEXOS [105], y las modificaciones realizadas a dicho sistema para los propósitos de esta tesis.

El trabajo de implementación del sistema y la elaboración de este anexo fue realizado en su mayoría en conjunto con Rodrigo Wetzel, como un proyecto de la asignatura Temas Avanzados en Sistemas Eléctricos de Potencia.

B.2. Sistema de transmisión y demanda

En términos generales, el sistema implementado incorpora gran parte de las especificaciones entregadas para el RTS'96 en lo que respecta a transmisión. No obstante, por características de diseño del software utilizado y para dar lugar a un sistema que fuera factible de simular sobre largos periodos de tiempo, se desprecian todos los aspectos referidos a potencia reactiva del sistema permitiendo modelar los flujos de potencia como flujos en DC¹.

En lo que sigue se describe los elementos de transmisión incluidos en el modelo y las simplificaciones hechas a cada uno.

B.2.1. Nodos

El sistema RTS'96 implementado se compone de 73 nodos, organizados en tres áreas prácticamente idénticas; 24 nodos en el área A, 24 en el área B y 25 en el área C, y con niveles de tensión de 138kV y 230kV. Cada nodo tiene definidos sus parámetros *shunt* a tierra, los cuáles no son considerados en este trabajo.

Adicionalmente, la representación como áreas realizada en el capítulo 4 exige que los nodos en cada área sean agregados como un sólo nodo, lo cual es hecho internamente por el software. Es decir, el modelo permite ser simulado con detalle nodal o zonal (por área).

B.2.2. Modelación de la demanda

Junto con los parámetros ya señalados para cada nodo, el sistema RTS'96 original especifica demandas nominales de potencia activa y reactiva para cada uno. Las cargas nominales varían según factores de modulación iguales para todos los nodos.

La variación anual y semanal de carga total está establecida. Sin embargo, la variación diaria de carga viene especificada de acuerdo a estaciones del año, sin especificar el hemisferio al que se refiere. Se asume que las estaciones, respecto al número de semana, se refieren al hemisferio norte.

Además, dado que no se especifica los factores de modulación para el último día del año (52 semanas de 7 días entrega factores de modulación para 364 días), se considera la carga para el día N°365 como el promedio entre el día N°364 y el día N°1.

¹Versión simplificada del cálculo de flujos de potencia desacoplado. Véase [128], sección 9.7.

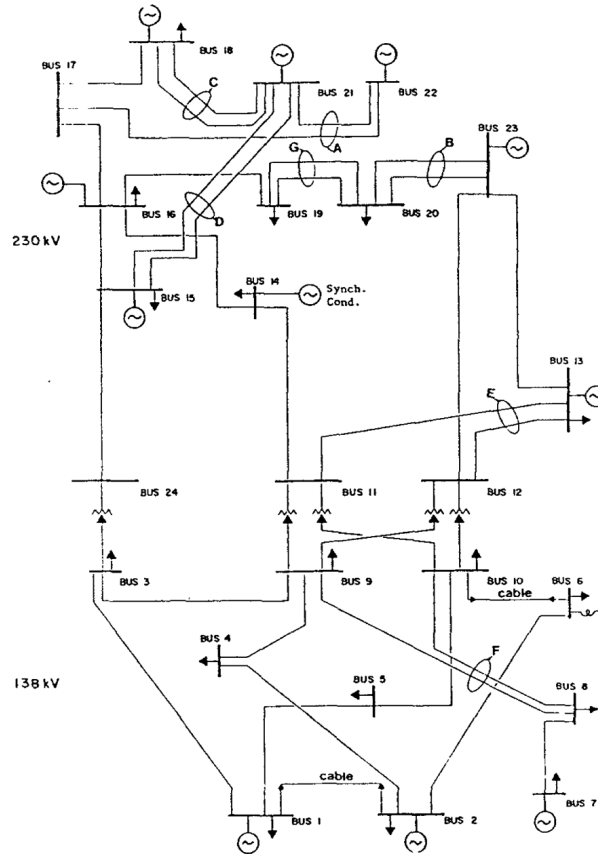


Figura B.1: Esquema de una de las áreas del sistema RTS'96, equivalente al sistema RTS'79.

Posteriormente la demanda de potencia activa es modificada a fin de representar un sistema con áreas de distintas características, según se detalla en la sección 4.3.

La demanda de potencia reactiva no es considerada en este estudio.

B.2.3. Líneas de transmisión

Las 248 líneas que conforman el sistema de transmisión del RTS'96 son modeladas considerando sólo sus parámetros permanentes, despreciando las capacidades de sobrecarga, así como los parámetros de falla transitoria.

Dado que no se calculan las potencias reactivas, los límites de transmisión de las líneas para potencia activa se asumen idénticos a los límites de potencia aparente.

El diagrama unilineal de cada área del sistema RTS'96 considerando se presenta en la figura B.1.

Para el problema de dimensionamiento óptimo del capítulo 4 se eliminan las seis líneas que

Tabla B.1: Costos de construcción de enlaces DC entre áreas.

Nombre enlace	r [pu]	Distancia [km]	Capacidad máxima [MW]	Costo construcción capacidad Máx. [MMUS\$]
A→B	0,03	900	2000	770
B→C	0,02	600	2000	571
C→A	0,04	1200	2000	969

interconectan las distintas áreas, mientras que las líneas dentro de cada área no son consideradas en la simulación zonal. La interconexión es entonces realizada mediante tres enlaces en corriente continua, cuyos costos de inversión se presentan en la tabla B.1 (replicada aquí, de la tabla 4.1, por comodidad) y han sido derivados de los costos publicados en [148]. Sobre estas inversiones se establece un WACC del 7 %.

B.2.4. Subestaciones

Las subestaciones se modelan como simples nodos del sistema, es decir, se excluyen los parámetros de falla y mantenimiento de los interruptores en ellas.

B.3. Parque generador

En cuanto a los generadores del sistema, el modelo sólo incluye sus características de operación de mediano plazo, despreciando sus parámetros dinámicos (reactancia, inercia, amortiguación).

A continuación se señalan las características modeladas de las centrales del sistema según su tipo.

B.3.1. Centrales térmicas

En la implementación original del sistema, el modelo de las centrales térmicas incluyó rampas, tiempos de encendido y apagado, perfiles de partida y restricciones operativas respecto a las centrales nucleares. Las mencionadas características se omitieron en la resolución del problema de determinación de capacidad óptima de enlaces.

Por otra parte, la función de consumo térmico $H(P)$ (*heat input*) se encuentra descrita para el RTS'96 en usando el consumo térmico unitario H/P (*net heat rate*) y el consumo térmico marginal dH/dP (*marginal heat rate*), como datos puntuales en para cuatro valores de generación.

En el software se ingresa directamente los datos del *net heat rate*, con los cuales internamente se calcula para cada punto el *heat input*, figura B.2. A partir de los datos de *heat input*, PLEXOS

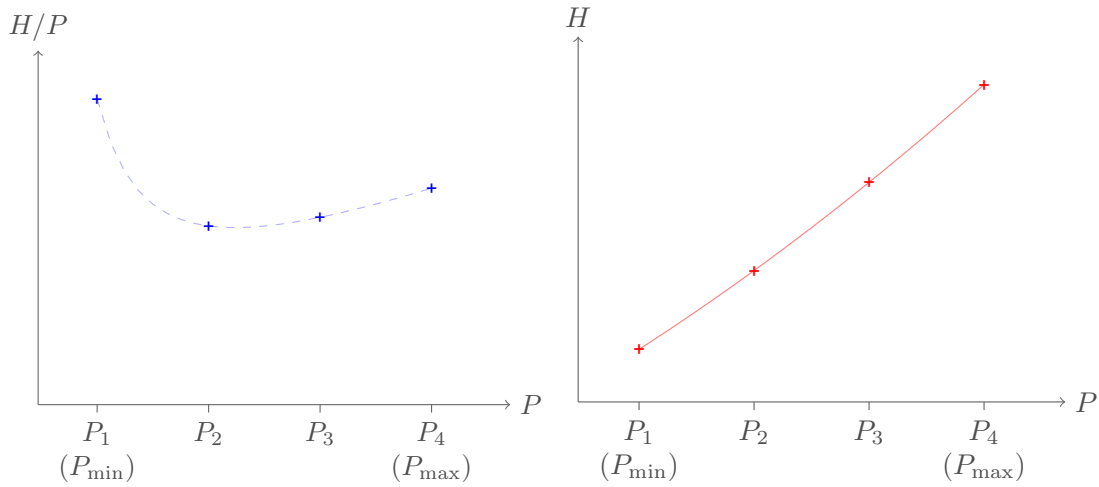


Figura B.2: *Net heat rate* y *heat input* en función de la potencia generada neta.

Tabla B.2: Energía máxima mensual cada unidad U50.

Meses	Energía máxima [GWh]
Enero, Febrero y Marzo	23,33
Abril, Mayo y Junio	23,33
Julio, Agosto y Septiembre	6,67
Octubre, Noviembre y Diciembre	13,33

genera una función lineal a tramos para el *marginal heat rate* (cuyos tramos no tienen porque delimitarse por los valores de generación en que inicialmente se ingresó los datos).

La función lineal a tramos de *marginal heat rate* es generada mediante la aplicación del “*FAN Approximation*” [149]. En la formulación del problema de determinación de capacidad óptima de transferencia, el *marginal heat rate* es aproximado mediante una función lineal de un sólo tramo.

B.3.2. Centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas tienen 100 % de capacidad la primera mitad del año y 90 % de capacidad para el tiempo restante. Su distribución trimestral de energía es: 35 %, 35 %, 10 % y 20 %, donde 100 % es 200GWh.

Se considera la restricción de uso de agua, repartiendo las cuotas trimestrales en cuotas mensuales, esto se presenta en la tabla B.2.

B.3.3. Parámetros de mantenimiento y salida forzada

Las unidades generadoras tienen indicado su mantenimiento como el número de semanas que se encuentran en mantenimiento al año, el cual es convertido en una tasa de mantenimiento considerando una base de 52 semanas por año.

Por otro lado, las posibles salidas forzadas se describen mediante la tasa de salida forzada FOR, el tiempo medio hasta la ocurrencia de una falla MTTF y el tiempo medio hasta la reparación tras la falla MTTR. Con los dos primeros parámetros basta para especificar la dinámica de las fallas², por lo que sólo esos parámetros son incorporados al modelo.

En el problema de dimensionamiento óptimo de la interconexión, los mantenimientos son programados en forma distribuida usando la curva de duración de demanda; se modela los mantenimientos como un *derating* variable e inversamente proporcional a la demanda de cada bloque, representando así tanto el efecto de la necesidad del mantenimiento como la posibilidad de programarlos. Las salidas forzadas, por su parte, son modeladas como un *derating* constante e igual al FOR de la unidad.

B.4. Otros

B.4.1. Precio de combustibles

Dado que no se especifica precios para los combustibles, estos son asumidos en base a sus precios actuales. Se considera el promedio de los precios del año 2011³, de cada combustible, para las centrales del SING⁴. Estos se presentan a continuación:

- $Coal = 4,12US\$/GJ$
- $FO6 = 16,01US\$/GJ$
- $Diesel(\approx FO2) = 23,63US\$/GJ$

En el Informe de Precios de Nudo del SING se señala para las centrales utilizan combustible tipo Diesel, combustible también llamado *Fuel #2*. Se utiliza este valor, pues así se tiene el precio de los tres combustibles fósiles desde la misma fuente, y con valores actualizados.

- $Nuclear = 1,24US\$/GJ$

El precio del combustible de las centrales nucleares (Uranio) no se puede determinar, ya

²En rigor, se requiere conocer la distribución de probabilidad que sigue el tiempo hasta la falla, no obstante dado que no se genera patrones de falla en este estudio esta información no es necesaria.

³Se consideran precios desde el 01/01/2011 hasta 18/11/2011.

⁴Disponible en http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_reportes_pub.sp_prc_comb_central_buscar

que depende de factores externos (como por ejemplo temas políticos). Se considera el precio de las centrales nucleares presentado en el RTS-79, y se actualiza multiplicándolo por la inflación en EE.UU. desde el año 1980 hasta la fecha⁵.

B.4.2. Operación perpetua

Para evitar establecer tasas de crecimiento para la demanda en el problema de dimensionamiento de enlaces, y las modificaciones adicionales que ello requeriría (un plan de expansión de generación), se asume que el sistema es operado en forma perpetua con las capacidades de transmisión que determine la optimización, lo que se manifiesta como un peso mayor de los costos de operación en la función objetivo del dimensionamiento.

Para traer a valor presente los costos de la operación perpetua se utiliza una tasa de actualización del 4 %.

B.4.3. Costo de la energía no servida

Dado que el sistema RTS'96 no considera pagos por capacidad, se establece un costo de energía no servida del orden que este parámetro tiene en mercados de energía pura, fijándose en 10000 US\$/MWh.

⁵Disponible en <http://www.cefp.gob.mx/intr/e-stadisticas/copianewestadisticas.html#4>

Anexo C

Datos del modelo del SING

C.1. Introducción

La base del modelo del SING utilizado en esta tesis corresponde al modelo elaborado por la Dirección de Operación del CDEC-SING para realizar la programación semanal¹. Luego, se modificó el modelo para que representará la situación prevista para el año 2015 de acuerdo al plan de obras de la CNE elaborado con motivo de la Fijación de Precios de Nudo de abril de 2012 [133].

El modelo resultante ha sido utilizado en diversos estudios en el marco del proyecto FONDECYT 11110502 “Evaluating the contribution to power system adequacy of intermittent generation”, y algunos de sus resultados ya han sido publicados [137, 138].

La generación eólica incluida se basa en los resultados de la “Campaña de Prospección Eólica en el Norte Chile”, del Ministerio de Energía [134]. Se consideran dos posibles locaciones para los futuros parques eólicos, las zonas de Antofagasta y Calama.

En esta sección se presentan los detalles del modelo del SING implementado, junto con los supuestos hechos para la simplificación del problema de simulación de operación.

¹Disponibles en http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_programacion_pub.f_carga_sem_dia?p_tipo_prog=S

C.2. Sistema de transmisión y demanda

C.2.1. Nodos y demanda

El modelo del SING se compone de 88 nodos, en niveles de tensión que van desde los 13,8kV a los 345kV.

La demanda utilizada corresponde a la demanda del año 2011, la cual ha sido escalada según las tasas de crecimiento proyectadas por la CNE en [133]. Los nodos modelados y su demanda de energía anual se presenta en la tabla C.1.

Tabla C.1: Nodos incluidos en el modelo del SING y sus demandas anuales proyectadas al 2015.

Nodos en modelo SING		
Nombre	Tensión [kV]	Demanda anual [GWh]
ALMONTE220	220	
ALMONTE110	110	
ALMONTE66	66	176,2
ALTOHOSP110	110	85,6
ALTONORTE110	110	395,2
ANDES345	345	
ANDES220	220	
ANGAMOS220	220	
ANTOFAG110	110	78,8
ANTOFAG13.8	13.8	
ARICA110	110	
ARICA66	66	
BARRILES220	220	88,3
C.COLOR110	110	389,0
CALAMA100	100	296,8
CAPRICOR220	220	1,5
CAPRICOR110	110	
CAVANCH66	66	
CHACAYA220	220	298,0
CHAPIQ66	66	
CHINCHOR66	66	125,6
CHUQUI220	220	
CHUQUI100	100	1103,4
Collahu.220	220	1741,6
COLOSO220	220	167,3
CONDORES220	220	
CONDORES110	110	

C.2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEMANDA

Nombre	Tensión [kV]	Demanda anual [GWh]
CRUCERO220	220	
DANTOF13.8	13.8	33,7
DARICA66	66	
DIQUIQ66	66	
DOLORES110	110	
DOMEYKO220	220	1041,7
DRAGON110	110	129,6
ELABRA220	220	785,9
ELCOBRE220	220	19,3
ELLOA220	220	241,9
ELNEGRO110	110	25,0
ELTESOR220	220	375,5
ENAEX110	110	69,8
ENCUENTR220	220	794,4
ESCOND220	220	1440,4
ESMERALD220	220	
ESMERALD110	110	310,4
ESPERANZA220	220	713,5
GASATA220	220	
IQUIQUE66	66	2,6
LABERINT220	220	744,1
LaCruz220	220	15,6
Lagunas220	220	36,9
LANEGRA110	110	98,3
LINCE110	110	191,7
MANTOS220	220	312,4
MEJILL220	220	
MEJILL110	110	179,4
MINSAL110	110	153,3
Norgener220	220	
NVAVICT220	220	47,8
OESTE220	220	
OESTE110	110	
OHIGGINS220	220	
OXIDOS220	220	555,1
PACIFICO110	110	116,7
PALAFITO110	110	134,1
PALESTIN220	220	178,1
PAMPA110	110	22,8
PARINACO220	220	

ANEXO C. DATOS DEL MODELO DEL SING

Nombre	Tensión [kV]	Demanda anual [GWh]
PARINACO66	66	141,0
PORTADA110	110	121,2
QUIANI66	66	51,3
QUIBORAX66	66	10,7
R.TOMIC220	220	1117,2
S-AA100	100	671,0
SALAR220	220	799,2
SALAR110	110	223,8
SALTA345	345	
S-KM6100	100	
SULFURO220	220	772,9
SUR110	110	88,8
TAMAYA110	110	
TAMARUG66	66	51,4
TAPQUIAN66	66	
Tarapac220	220	38,6
TOCO220	220	
TOCO110	110	30,0
URIBE110	110	13,4
ZALDIVAR220	220	649,2

C.2.2. Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión modeladas corresponden a las existentes al año 2011, considerando adicionalmente el aumento de capacidad del tramo Crucero - Lagunas (actualmente en construcción). La líneas y sus características se presentan en la tabla C.2 (los valores de resistencia y reactancia se encuentran expresados en base 100MVA).

Dado que no se incluyen en el modelo las obras en el sistema de subtransmisión, las restricciones de flujo señaladas en la tabla C.2 sólo son consideradas para líneas de 220kV evitando así posibles desacoples o instancias de energía no servida producidos por saturación de líneas cuya ampliación puede realizarse sin problemas.

C.2.3. Transformadores

Los transformadores en el modelo original del CDEC-SING se encontraban modelados como otras líneas, lo cual es equivalente en términos de flujo en la escala de precisión en que se trabaja. No obstante, esta modelación no permite separar por niveles de tensión en el software, por lo que las líneas representando transformadores son reemplazadas por transformadores propiamente tal manteniendo las propiedades eléctricas que tenían como líneas, las que se presentan

en la tabla C.3. La resistencia de los transformadores en base 100MVA toma valores demasiado bajos, por lo que se desprecian las pérdidas en los transformadores.

Conforme al relajamiento en las restricciones de flujo sobre los sistemas bajo 110kV, tampoco se imponen restricciones al flujo por los transformadores marcados con * en la tabla C.3.

El sistema modelado por el CDEC-SING es muy similar al que utiliza la CNE en la Fijación de Precios de Nudo, por lo que un diagrama bastante cercano al modelo del SING implementado corresponde al unilineal de la figura C.1.

Tabla C.2: Características de líneas de transmisión incluidas en el modelo SING.

Nombre	Datos de líneas de transmisión							Cap. Térmica [MW]	Lím. Flujo [MW]
	Nodos		r [pu]	x [pu]	Hacia	Desde			
ALMONTE110-C.COLOR110	ALMONTE110	C.COLOR110	0,0503	0,2012			164		
ALMONTE110-DOLORES110	ALMONTE110	DOLORES110	0,1927	0,2469			29		
ALMONTE220-Lagunas220	ALMONTE220	Lagunas220	0,0145	0,0603			328		
ALMONTE66-CAVANCH66	ALMONTE66	CAVANCH66	0,3003	0,4387			41		
ALMONTE66-IQUIQUE66	ALMONTE66	IQUIQUE66	0,2144	0,3756			46		
ALMONTE66-TAMARUG66	ALMONTE66	TAMARUG66	0,1440	0,2130			10		
ALTOHOSP110-DRAGON110	ALTOHOSP110	DRAGON110	0,0029	0,0073			98		
ANDES220-OESTE220	ANDES220	OESTE220	0,0078	0,0323			290		
ANGAMOS220-LABERINT220_1	ANGAMOS220	LABERINT220	0,0074	0,0842			540		
ANGAMOS220-LABERINT220_2	ANGAMOS220	LABERINT220	0,0074	0,0842			540		
ANTOFAG110-LANEGRA110	ANTOFAG110	LANEGRA110	0,0276	0,0659			122		
ANTOFAG13.8-DANTOF13.8_1	ANTOFAG13.8	DANTOF13.8	0,2037	0,3522			14		
ANTOFAG13.8-DANTOF13.8_2	ANTOFAG13.8	DANTOF13.8	0,2037	0,3522			14		
ARICA110-DOLORES110	ARICA110	DOLORES110	0,3343	0,4283			29		
CALAMA100-SALAR110	CALAMA100	SALAR110	0,0097	0,0563			55		
CAPRICOR110-ANTOFAG110	CAPRICOR110	ANTOFAG110	0,0313	0,0884			76		
CAPRICOR110-ELNEGRO110	CAPRICOR110	ELNEGRO110	0,0400	0,1129			137		
CAPRICOR220-MANTOS220	CAPRICOR220	MANTOS220	0,0033	0,0138			351		
CAVANCH66-IQUIQUE66	CAVANCH66	IQUIQUE66	0,0208	0,0303			41		
CHACAYA220-CAPRICOR220	CHACAYA220	CAPRICOR220	0,0103	0,0431			351		
CHACAYA220-ELCOBRE220_1	CHACAYA220	ELCOBRE220	0,0141	0,1160			350		
CHACAYA220-ELCOBRE220_2	CHACAYA220	ELCOBRE220	0,0141	0,1160			350		
CHACAYA220-MEJILL220	CHACAYA220	MEJILL220	0,0003	0,0011			332		

Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]	Cap. Térmica [MW]	Lím. Flujo [MW]
	Desde	Hacia				
CHAPIQ66-QUIBORAX66	CHAPIQ66	QUIBORAX66	0,2006	0,3424	48	
CHUQUI100-S-AA100_1	CHUQUI100	S-AA100	0,0000	0,0000	100	
CHUQUI100-S-AA100_2	CHUQUI100	S-AA100	0,0000	0,0000	100	
CHUQUI100-S-KM6100	CHUQUI100	S-KM6100	0,0057	0,0239	100	
CONDONES110-ALTOHOSP110	CONDONES110	ALTOHOSP110	0,0048	0,0123	98	
CONDONES110-PACIFICO110	CONDONES110	PACIFICO110	0,0130	0,0332	98	
CONDONES110-PALAFITO110	CONDONES110	PALAFITO110	0,0112	0,0286	98	
CRUCERO220-BARRILES220	CRUCERO220	BARRILES220	0,0069	0,0573	474	
CRUCERO220-CHACAYA220	CRUCERO220	CHACAYA220	0,0285	0,1139	307	
CRUCERO220-CHUQUI220	CRUCERO220	CHUQUI220	0,0078	0,0563	330	
CRUCERO220-ELABRA220	CRUCERO220	ELABRA220	0,0106	0,0827	330	
CRUCERO220-ELLOA220	CRUCERO220	ELLOA220	0,0013	0,0082	330	245
CRUCERO220-ENCUENTR220_1	CRUCERO220	ENCUENTR220	0,0000	0,0007	366	
CRUCERO220-ENCUENTR220_2	CRUCERO220	ENCUENTR220	0,0000	0,0009	366	
CRUCERO220-ESCOND220	CRUCERO220	ESCOND220	0,0390	0,2000	180	
CRUCERO220-LABERINT220	CRUCERO220	LABERINT220	0,0222	0,1132	350	
CRUCERO220-LABERINTO220_1	CRUCERO220	LABERINT220	0,0220	0,1127	270	
CRUCERO220-LaCruz220	CRUCERO220	LaCruz220	0,0010	0,0071	474	
CRUCERO220-NVAVICT220	CRUCERO220	NVAVICT220	0,0300	0,1300	183	
CRUCERO220-R.TOMIC220	CRUCERO220	R.TOMIC220	0,0085	0,0658	450	
CRUCERO220-SALAR220	CRUCERO220	SALAR220	0,0087	0,0625	330	
CRUCERO220-TOCO220	CRUCERO220	TOCO220	0,0091	0,0593	330	245
DARICA66_TAPQUIAN66	DARICA66	TAPQUIAN66	0,0367	0,0461	17	
DOMEYKO220-OXIDOS220	DOMEYKO220	OXIDOS220	0,0000	0,0010	256	
ELCOBRE220-ESPERANZA220_1	ELCOBRE220	ESPERANZA220	0,0148	0,0696	274	

ANEXO C. DATOS DEL MODELO DEL SING

Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]	Cap. Térmica [MW]	Lím. Flujo [MW]
	Desde	Hacia				
ELCOBRE220-ESPERANZA220_2	ELCOBRE220	ESPERANZA220	0,0148	0,0696	274	
ELLOA220-TOCO220	ELLOA220	TOCO220	0,0078	0,0511	330	245
ELNEGRO110-ALTONORTE110	ELNEGRO110	ALTONORTE110	0,0076	0,0215	137	
ELTESORO220-ESPERANZA220	ELTESORO220	ESPERANZA220	0,0026	0,0107	125	
ENCUENTR220-Collahu.220	ENCUENTR220	Collahu.220	0,0372	0,1696	109	
ENCUENTR220-ELTESOR220	ENCUENTR220	ELTESOR220	0,0165	0,0770	125	
ESCOND220-DOMEYKO220	ESCOND220	DOMEYKO220	0,0015	0,0060	300	
ESCOND220-ZALDIVAR220	ESCOND220	ZALDIVAR220	0,0020	0,0110	366	
ESMERALD110-PORTADA110	ESMERALD110	PORTADA110	0,0220	0,0562	98	
ESMERALD110-SUR110	ESMERALD110	SUR110	0,0091	0,0233	98	
ESMERALD110-URIBE110	ESMERALD110	URIBE110	0,0211	0,0539	98	
GASATA220-DOMEYKO220_1	GASATA220	DOMEYKO220	0,0419	0,1740	256	
GASATA220-DOMEYKO220_2	GASATA220	DOMEYKO220	0,0419	0,1740	256	
GASATA220-ENCUENTR220_1	GASATA220	ENCUENTR220	0,0151	0,0954	386	
GASATA220-ENCUENTR220_2	GASATA220	ENCUENTR220	0,0151	0,0954	386	
GASATA220-ESMERALD220	GASATA220	ESMERALD220	0,0142	0,0584	197	
IQUIQUE66-DIQUIQ66	IQUIQUE66	DIQUIQ66	0,0110	0,0140	48	
LABERINT220-MANTOS220	LABERINT220	MANTOS220	0,0152	0,0629	300	
LABERINT220-OESTE220	LABERINT220	OESTE220	0,0162	0,0705	290	
LABERINT220-ZALDIVAR220	LABERINT220	ZALDIVAR220	0,0142	0,0784	330	
LABERINTO220-ELCOBRE220	LABERINT220	ELCOBRE220	0,0004	0,0021	500	
LABERINTO220-ZALDIVAR220_1	LABERINT220	ZALDIVAR220	0,0157	0,0802	270	
Lagunas220-Collahu.220_1	Lagunas220	Collahu.220	0,0195	0,0981	120	
Lagunas220-Collahu.220_2	Lagunas220	Collahu.220	0,0195	0,0981	120	
Lagunas220-CRUCERO220_2	Lagunas220	CRUCERO220	0,0355	0,1418	183	

Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]	Cap. Térmica [MW]	Lím. Flujo [MW]
	Desde	Hacia				
Lagunas220-NVAVICT220	Lagunas220	NVAVICT220	0,0036	0,0149	183	
Lagunas220-Tarapac220_1	Lagunas220	Tarapac220	0,0064	0,0454	183	
Lagunas220-Tarapac220_2	Lagunas220	Tarapac220	0,0064	0,0454	183	
LANEGRA110-ALTONORTE110	LANEGRA110	ALTONORTE110	0,0039	0,0094	122	
MEJILL110-ENAEX110	MEJILL110	ENAEX110	0,0029	0,0046	93	
MEJILL110-LINCE110	MEJILL110	LINCE110	0,0941	0,2350	48	
MEJILL110-PAMPA110	MEJILL110	PAMPA110	0,0403	0,0964	57	
MEJILL220-OHIGGINS220	MEJILL220	OHIGGINS220	0,0153	0,0635	183	172
Norgener220-BARRILES220	Norgener220	BARRILES220	0,0010	0,0010	474	
Norgener220-LaCruz220	Norgener220	LaCruz220	0,0069	0,0512	474	
OESTE110-MINSAL110	OESTE110	MINSAL110	0,0445	0,0842	50	
OHIGGINS220-COLOSO220	OHIGGINS220	COLOSO220	0,0063	0,0263	100	
OHIGGINS220-PALESTIN220	OHIGGINS220	PALESTIN220	0,0114	0,0473	183	
PALESTIN220-DOMEYKO220	PALESTIN220	DOMEYKO220	0,0150	0,0626	183	
PAMPA110-ANTOFAG110	PAMPA110	ANTOFAG110	0,0417	0,0995	57	
PARINACO220-CONDONES220	PARINACO220	CONDONES220	0,0453	0,1860	91	
PARINACO66-CHINCHOR66	PARINACO66	CHINCHOR66	0,0127	0,0323	70	
QUIANI66-PARINACO66	QUIANI66	PARINACO66	0,0128	0,0342	59	
QUIBORAX66-ARICA66	QUIBORAX66	ARICA66	0,2524	0,4306	48	
SALAR220-CHUQUI220	SALAR220	CHUQUI220	0,0022	0,0016	330	
SALTA345-ANDES345	SALTA345	ANDES345	0,0107	0,1118	777	
S-KM6100-SALAR110_1	S-KM6100	SALAR110	0,0024	0,0072	31	
S-KM6100-SALAR110_2	S-KM6100	SALAR110	0,0024	0,0072	31	
SULFURO220-DOMEYKO220	SULFURO220	DOMEYKO220	0,0002	0,0008	293	
SULFURO220-ZALDIVAR220	SULFURO220	ZALDIVAR220	0,0027	0,0110	362	

Nombre	Nodos		r [pu]	x [pu]	Cap. Térmica [MW]	Lím. Flujo [MW]
	Desde	Hacia				
TAMAYA110-S-AA100_3B	TAMAYA110	S-AA100	0,1313	0,3697	90	65
TAMAYA110-SALAR110_4B	TAMAYA110	SALAR110	0,1332	0,4006	90	65
TAPQUIAN66_ARICA66	TAPQUIAN66	ARICA66	0,0413	0,0519	17	
TAPQUIAN66 QUIANI66	TAPQUIAN66	QUIANI66	0,0130	0,0347	16	
Tarapac220-CONDORES220	Tarapac220	CONDORES220	0,0144	0,0592	183	
TOCO110-S-AA100_1	TOCO110	S-AA100	0,1445	0,4094	90	65
TOCO110-S-AA100_2	TOCO110	S-AA100	0,1452	0,4087	90	65
TOCO110-TAMAYA110_3A	TOCO110	TAMAYA110	0,0145	0,0408	90	65
TOCO110-TAMAYA110_4A	TOCO110	TAMAYA110	0,0135	0,0406	90	65
ZALDIVAR220-ANDES220_1	ZALDIVAR220	ANDES220	0,0080	0,0504	370	
ZALDIVAR220-ANDES220_2	ZALDIVAR220	ANDES220	0,0080	0,0504	370	
ZALDIVAR220-ESCONDIDA220_1	ZALDIVAR220	ESCOND220	0,0015	0,0075	270	

Tabla C.3: Características de los transformadores incluidos en el modelo SING.

Nombre	Datos de transformadores			Lím. Flujo [MW]
	Nodos		x [pu]	
	Desde	Hacia		
ALMONTE220_ALMO110	ALMONTE220	ALMONTE110	0,1328	200
CAPRICOR220_CAPRICOR110	CAPRICOR220	CAPRICOR110	0,1290	100
CHUQUI220_CHUQUI100_1	CHUQUI220	CHUQUI100	0,1242	120
CHUQUI220_CHUQUI100_2	CHUQUI220	CHUQUI100	0,1242	120
CONDORES110_COND220	CONDORES110	CONDORES220	0,0721	195
ESMERALD220_ESME110	ESMERALD220	ESMERALD110	0,0722	195
MEJILL220_MEJ110	MEJILL220	MEJILL110	0,1324	100

Nombre	Nodos		x [pu]	Lím. Flujo [MW]
	Desde	Hacia		
OESTE220_OESTE110	OESTE220	OESTE110	0,2667	55
PARINACO66_PARI220	PARINACO220	PARINACO66	0,1098	120
SALAR110_SALAR220	SALAR110	SALAR220	0,1425	120
ALMONTE66_ALMO110*	ALMONTE66	ALMONTE110	0,1975	30
ANDES345_ANDES220_1	ANDES345	ANDES220	0,0400	250
ANDES345_ANDES220_2	ANDES345	ANDES220	0,0400	250
ANDES345_ANDES220_3	ANDES345	ANDES220	0,0400	250
ANTOFAG110_ANTOFAG13.8*	ANTOFAG110	ANTOFAG13.8	0,3950	30
ARICA66_ARICA110*	ARICA66	ARICA110	0,1971	30
TOCO220_TOCO110_1	TOCO220	TOCO110	0,0885	100
TOCO220_TOCO110_2	TOCO220	TOCO110	0,0885	100

Tabla C.4: Restricciones de transmisión aplicadas sobre tramos o conjuntos de líneas del modelo SING, implementadas mediante restricciones genéricas.

Detalle de tramos restringidos con restricciones genéricas			
Restricción	Líneas de tránsito de flujo	Dirección/signo de flujo	Límite [MW]
Chacaya	CHACAYA220-CAPRICOR220 LABERINTO220-ELCOBRE220	absoluto absoluto	345
Crucero-Encuentro al Norte	CRUCERO220-NVAVICT220 ENCUENTR220-Collahu.220 Lagunas220-CRUCERO220_2	(+) (+) (-)	500

C.2.4. Restricciones adicionales de transmisión

Adicionales a las restricciones de flujo incluidas en la tabla C.2, el criterio de seguridad $N - 1$ en transmisión impone restricciones sobre conjuntos de líneas en el sistema, las cuales se detallan en la tabla C.4.

C.3. Parque generador

En cuanto a generación se mantiene las características de las centrales incluidas en el modelo del CDEC-SING, cambiando los precios de combustibles por los proyectados al 2015 por la CNE en [133]. Se omiten los parámetros de partida, rampas y tiempos mínimos de todos los generadores, ya que estos no cumplen rol alguno en las simulaciones de esta tesis.

No se añaden las centrales señaladas en el plan de obras CNE, puesto que su capacidad es muy pequeña comparada con la demanda y reserva de capacidad existente en el sistema.

Se consideran dos posibles desarrollos eólicos de 400MW cada uno, ubicados en la zona de Antofagasta (“Wind Coast”) y Calama (“Wind Interior”). Los perfiles de generación corresponden a los perfiles de viento de las estaciones de medición c7.1 y b5.1 en la “Campaña de Prospección Eólica en el Norte Chile” [134], respectivamente. Las velocidades a 80m fueron transformadas en potencia utilizando las curvas velocidad potencia características de parques eólicos [135, 136] de la figura C.2; para “Wind Coast” se utilizó la curva “LowLand” y para “Wind Interior” la curva “UpLand”. La utilización de las curvas de parques entrega una aproximación mucho más realista que utilizar una curva velocidad potencia de una sola turbina, puesto que en un parque real sería un suceso muy extraordinario que todas las turbinas tengan la misma velocidad de viento.

Con los datos históricos de viento convertidos en potencia se generan series sintéticas para un año para ambos parques, de los cuales se selecciona el perfil medido utilizando PAM. Bajo

ANEXO C. DATOS DEL MODELO DEL SING

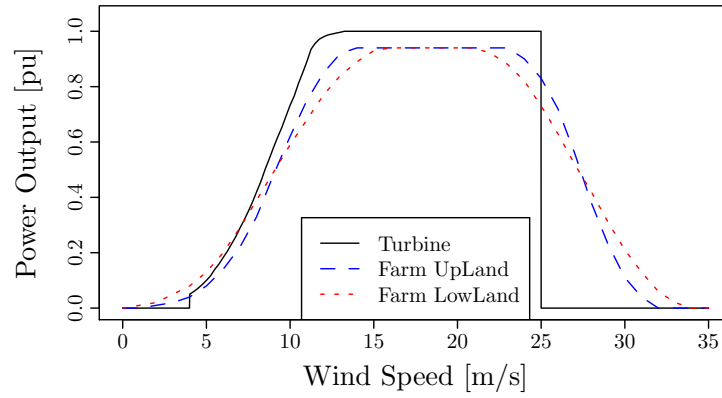


Figura C.2: Curvas velocidad-potencia para una turbina y para parques ubicados en tierras bajas (“LowLand”) y en tierras altas (“UpLand”).

todas las consideraciones anteriores, el parque generador del modelo queda compuesto según la tabla C.5.

Tabla C.5: Características de unidades generadoras en el modelo SING.

Datos de generadores									
Tipo	Nombre real	Nombre en modelo	Nodo	Capacidad Inst. [MW]	Inyección Máx. [MW]	Combustible	Precio Comb. [US\$/GJ]	H [GJ/MWh]	
Carbón	Termoeléctrica Andina	CTA	CHACAYA220	167,0	157,0	Carbón	3,81	11,63	
Carbón	Termoeléctrica Angamos	ANG1	ANGAMOS220	259,0	246,0	Carbón	4,93	12,27	
Carbón	Termoeléctrica Angamos	ANG2	ANGAMOS220	259,0	246,0	Carbón	4,93	12,27	
Carbón	Termoeléctrica Hornitos	CTH	CHACAYA220	165,0	158,0	Carbón	4,18	11,31	
Carbón	Termoeléctrica Mejillones	CTM1	CHACAYA220	165,9	149,0	Carbón	3,79	12,74	
Carbón	Termoeléctrica Mejillones	CTM2	CHACAYA220	175,0	154,0	Carbón	3,79	12,17	
Carbón	Termoeléctrica Norgener	NT01	Norgener220	136,3	134,5	Carbón	3,49	11,74	
Carbón	Termoeléctrica Norgener	NT02	Norgener220	141,0	134,5	Carbón	3,49	11,63	
Carbón	Termoeléctrica Tarapacá	CTTAR	Tarapac220	158,0	140,0	Carbón	4,56	13,06	
Carbón	Termoeléctrica Tocopilla	U12	TOCO110	85,3	77,0	Carbón	4,44	14,98	
Carbón	Termoeléctrica Tocopilla	U13	TOCO110	85,5	80,0	Carbón	4,44	14,31	
Carbón	Termoeléctrica Tocopilla	U14	TOCO220	136,4	122,0	Carbón	4,44	13,21	
Carbón	Termoeléctrica Tocopilla	U15	TOCO220	132,4	116,0	Carbón	4,44	12,72	
Diesel - Fuel Oil	Diesel Arica	GMAR	DARICA66	8,4	8,0	Diesel-Fuel	24,61	11,29	
Diesel - Fuel Oil	Diesel Arica	M1AR	DARICA66	3,0	3,0	Diesel-Fuel	24,61	11,56	
Diesel - Fuel Oil	Diesel Arica	M2AR	DARICA66	2,9	2,9	Diesel-Fuel	24,61	11,52	
Diesel - Fuel Oil	Diesel Enaex	CUMMINS	ENAEX110	0,7	0,7	Diesel-Fuel	24,27	13,52	
Diesel - Fuel Oil	Diesel Enaex	DEUTZ	ENAEX110	2,0	2,0	Diesel-Fuel	24,27	14,87	
Diesel - Fuel Oil	Diesel Inacal	INACAL	LANEGRA110	6,8	6,8	Diesel-Fuel	18,73	9,60	
Diesel - Fuel Oil	Diesel Iquique	MAIQ	DIQUIQ66	5,9	5,9	Diesel-Fuel	20,27	10,47	
Diesel - Fuel Oil	Diesel Iquique	MIHQ	DIQUIQ66	2,9	2,9	Diesel-Fuel	24,12	11,55	
Diesel - Fuel Oil	Diesel Iquique	MSIQ	DIQUIQ66	6,2	6,0	Diesel-Fuel	20,17	9,28	
Diesel - Fuel Oil	Diesel Iquique	SUIQ	DIQUIQ66	4,2	4,0	Diesel-Fuel	24,12	12,49	
Diesel - Fuel Oil	Diesel Iquique	TGIQ	DIQUIQ66	23,8	19,0	Diesel-Fuel	24,12	14,58	
Diesel - Fuel Oil	Diesel Mantos Blancos	MIMB	MANTOS220	28,6	28,6	Diesel-Fuel	18,89	9,79	

ANEXO C. DATOS DEL MODELO DEL SING

Tipo	Nombre real	Nombre en modelo	Nodo	Capacidad Inst. [MW]	Inyección Máx. [MW]	Combustible	Precio Comb. [US\$/GJ]	H [GJ/MWh]
Diesel - Fuel Oil	Diesel Tamaya	SUTA	TAMAYA110	103,7	103,7	Diesel-Fuel	19,25	9,34
Diesel - Fuel Oil	Diesel Zofri	ZOFRI_1-6	IQUIQUE66	0,9	0,9	Diesel-Fuel	24,68	12,94
Diesel - Fuel Oil	Diesel Zofri	ZOFRI_2-5	IQUIQUE66	5,2	5,0	Diesel-Fuel	24,68	12,94
Diesel - Fuel Oil	Diesel Zofri	ZOFRI_7-12	IQUIQUE66	4,8	4,8	Diesel-Fuel	24,68	10,15
Diesel - Fuel Oil	Termoeléctrica Tarapacá	TGTAR	Tarapac220	23,8	19,0	Diesel-Fuel	24,80	15,05
Diesel - Fuel Oil	Termoeléctrica Tocopilla	TG1	TOCO110	24,7	17,0	Diesel-Fuel	24,43	15,25
Diesel - Fuel Oil	Termoeléctrica Tocopilla	TG2	TOCO110	24,9	17,0	Diesel-Fuel	24,43	15,25
Diesel - Fuel Oil	Termoeléctrica Tocopilla	U10	TOCO110	37,5	33,0	Diesel-Fuel	19,05	12,34
Diesel - Fuel Oil	Termoeléctrica Tocopilla	U11	TOCO110	37,5	33,0	Diesel-Fuel	19,05	12,34
Eólica	Wind Coast	WIND COAST	OHIGGINS220	400,0	400,0			
Eólica	Wind Interior	WIND INTERIOR	CALAMA100	400,0	400,0			
Gas natural	Atacama	CC1	GASATA220	332,0	332,0	Gas	6,48	8,24
Gas natural	Atacama	CC2	GASATA220	332,0	332,0	Diesel-Fuel	24,59	7,92
Gas natural	Salta ²	CC SALTA	SALTA345	100,0	100,0	Gas	6,48	8,24
Gas natural	Termoeléctrica Mejillones	CTM3	CHACAYA220	250,0	226,0	Diesel-Fuel	24,42	7,50
Gas natural	Termoeléctrica Tocopilla	TG3	TOCO220	37,5	28,0	Gas	7,83	12,03
Gas natural	Termoeléctrica Tocopilla	U16	TOCO220	400,0	350,0	Diesel-Fuel	24,43	13,06
Gas natural	Termoeléctrica Tocopilla	U16	TOCO220	400,0	350,0	Gas	7,83	7,47
Gas natural	Termoeléctrica Tocopilla	U16	TOCO220	400,0	350,0	Diesel-Fuel	24,43	7,07
Hidroeléctrica	Cavancha	CAVA	DRAGON110	2,6	2,6			
Hidroeléctrica	Chapiquiña	CHAP	CHAPIQ66	10,2	10,0			
Hidroeléctrica	Minihidro Alto Hospicio	MHAH	ALTOHOSP110	1,2	1,1			
Hidroeléctrica	Minihidro El Toro N°2	MHT2	ALTOHOSP110	1,2	1,1			

²Considerada no disponible durante las simulaciones de operación realizadas

C.4. Otros antecedentes del modelo

C.4.1. Costo de energía no servida

El costo de la energía no servida del SING es bajo comparado con los costos de generación que alcanzan algunas centrales el año 2015 (algunas centrales de punta incluso superan el costo de falla). Por dicho motivo se escala el costo de generación utilizando el mismo factor del precio del GNL, a fin de mantener la relación actual entre los costos de generación y falla al año 2015.

Así el costo de energía no servida al año 2015 en el modelo resulta 603US\$/MWh.

Anexo D

Teoría de series de tiempo y momentos estadísticos

D.1. Series temporales y autocorrelaciones

Una serie temporal es una secuencia de N observaciones ordenadas y, por lo común, equidistantes cronológicamente sobre una característica observable en diferentes instantes. Suele representarse como $(y_t)_{t=1}^N$, donde y_t es la t -ésima observación ($1 \leq t \leq N$) de la serie.

El punto de partida del análisis de la serie, es considerarla una realización particular finita de un proceso estocástico¹ (Y_t) , cómo se aprecia en la relación (D.1), en que la llave indica procedencia y no igualdad.

$$(Y_t) = (\dots, Y_{-1}, Y_0, \underbrace{Y_1, Y_2, \dots, Y_N}_{(y_1, y_2, \dots, y_N)}, Y_{N+1}, \dots) \quad (\text{D.1})$$

Hecha la consideración anterior, el problema de análisis de la serie se traduce en inferir un modelo que describa adecuadamente la procedencia de dicha serie, de manera que las implicaciones teóricas del modelo resulten compatibles con las pautas muestrales observadas.

Es evidente que el tratamiento por separado de cada variable aleatoria Y_t no puede llevarse a cabo con precisión, puesto que se tiene una sola observación para cada variable. No obstante, dado que todas las variables proceden de la misma serie – y, por ende, de la misma característica en distintos instantes – puede plantearse un modelo estadístico conjunto para ellas.

Como el objetivo de dicho modelo va más allá del análisis, incluyendo muchas veces la predicción, el modelo del proceso estocástico sólo puede estar expresado en términos de variables anteriores a la actual, relación (D.2). Esta observación es la base de los modelos AR (*Auto-Regressive*), que en conjunto con los modelos MA (*Moving Average*) dan lugar a los modelos ARMA, preferentemente usados por su simplicidad.

$$Y_t = f((Y_t)) \equiv f((Y_\tau)_{\tau < t}) \quad (\text{D.2})$$

Existen dos propiedades deseables para la serie temporal, puesto que simplifican notablemente el análisis, al ser necesarias para formular el proceso mediante un modelo ARMA;

Estacionariedad en media

Se dice que un proceso estocástico es estacionario en media – o débilmente estacionario de primer orden – si y sólo si $\mathbb{E}[Y_t]$ es constante para todo t .

Estacionariedad en auto-covarianza (homocedasticidad)

Un proceso estocástico, con $\mathbb{E}[Y_t^2] < \infty$, se dice estacionario en auto-covarianza – o

¹Secuencia de variables aleatorias ordenadas y equidistantes cronológicamente, referidas a una característica cuyas realizaciones son observables en diferentes instantes.

débilmente estacionario de segundo orden – si y sólo si $\mathbb{E}[Y_t]$ y $\mathbb{V}[Y_t]$ son constantes, y $\text{Cov}[Y_t, Y_{t+k}]$ depende a lo sumo de k , para todo t .

Cumplidas las dos propiedades anteriores se dice que el proceso es estacionario² y, por tanto, puede formularse directamente cómo un modelo ARMA. Si el proceso no es estacionario puede aplicarse transformaciones – por ejemplo, usar las diferencias de las variables en lugar de las variables (modelos ARIMA, I: *Integrated*) – o utilizar modelos no estacionarios; ARCH, GARCH (*Generalized AutoRegressive Conditional Heteroskedasticity*), entre otros.

Todos los modelos de procesos antes mencionados pueden expresarse de acuerdo a la relación (D.2), luego resulta conveniente definir el operador de retardo L^d (*Lag operator*) de acuerdo a la relación (D.3). Utilizando dicho operador, se define el polinomio auto-regresivo y el polinomio de media móvil, relaciones (D.4) y (D.5), respectivamente.

$$L^d X_t = X_{t-d} \quad (\text{D.3})$$

$$\phi(L) = 1 - \phi_1 L - \phi_2 L^2 - \dots - \phi_p L^p \quad (\text{D.4})$$

$$\theta(L) = 1 - \theta_1 L - \theta_2 L^2 - \dots - \theta_q L^q \quad (\text{D.5})$$

Un proceso estocástico estacionario (Y_t) sigue un modelo ARMA(p, q), si y sólo si se cumple la relación (D.6), donde (A_t) corresponde al proceso de los errores, que se encuentra distribuido según $A_t \sim N(0, \sigma_A)$. La estacionaridad implica que las raíces del polinomio $\phi(x)$ se encuentren fuera del círculo unitario.

$$\phi(L)(Y_t - \mathbb{E}[Y_t]) = \theta(L)A_t \quad (\text{D.6})$$

Es manifiesto que los modelos ARMA(p, q) son lineales respecto de los elementos regresivos, por tanto, sus parámetros ϕ_i y θ_j son fácilmente estimables a partir de una serie de observaciones. Además, las auto-covarianzas y autocorrelaciones³ cobran un papel importantísimo, puesto que determinan los parámetros del modelo planteado. Se define dos tipos de autocorrelaciones:

Autocorrelación simple

Corresponde a la correlación entre dos elementos del proceso, separados por k intervalos de tiempo. Se denota ρ_k , y corresponde al parámetro ϕ_k del modelo

$$Y_t = \mathbb{E}[Y_t] + \phi_k L^k Y_t + U_t$$

²En general se debe exigir estacionariedad estricta, pero dado que los errores se modelan mediante distribución normal, basta con las condiciones presentadas para garantizarla.

³Correlaciones entre distintos elementos del mismo proceso estocástico.

Tabla D.1: Características de la ACF y PACF para series provenientes de distintos procesos estocásticos.

Proceso Estocástico	No estacionario	Estacional	ARMA(p, q)
ACF	Decaimiento muy lento.	Periodicidad idéntica a la del proceso.	Mezcla de exponenciales y oscilaciones amortiguadas, tras $k = q - p$.
PACF	Fuerte decaimiento, con valores aparentemente azarosos y en su mayoría poco significativos.		Mezcla de exponenciales y oscilaciones amortiguadas, tras $k = p - q$.

donde U_t es independiente de Y_t .

La secuencia $(\rho_k, k = 1, 2, \dots)$ se denomina función de autocorrelación, ACF (*Autocorrelation Function*).

Autocorrelación parcial

Corresponde a la correlación entre dos elementos del proceso separados por k intervalos de tiempo, que no es debida a la posible correlación entre cada uno y todos los componentes de (Y_t) que se encuentran entre ambos. Se denota ϕ_{kk} , y corresponde a dicho parámetro en el modelo

$$Y_t = \mathbb{E}[Y_t] + \left(\sum_{i=1}^{k-1} \phi_{ki} L^i \right) Y_t + \phi_{kk} L^k Y_t + U_t$$

donde U_t es independiente de Y_t .

La secuencia $(\phi_{kk}, k = 1, 2, \dots)$ se denomina función de autocorrelación parcial, PACF (*Partial Autocorrelation Function*).

Las secuencias de los estimadores de las autocorrelaciones, $(\hat{\rho}_k, k = 1, 2, \dots)$ y $(\hat{\phi}_{kk}, k = 1, 2, \dots)$ – obtenidas mediante regresión sobre la serie $(y_t)_{t=1}^N$ – se denominan ACF muestral y PACF muestral, respectivamente. Ambas pueden ser calculadas aún cuando el proceso estocástico no sea estacionario y representan una poderosa herramienta de análisis de la serie. Las características más importantes de las ACF y PACF muestrales se presentan en la tabla D.1.

D.2. Igualación de momentos estadísticos

D.2.1. Definición de momento estadístico

Los momentos estadísticos corresponden a indicadores que ayudan al cálculo de medidas de tendencia central, variabilidad, correlación y forma de una distribución. En otras palabras, los momentos recolectan la información presente en la distribución de la que emergen, permitiendo caracterizarla en torno a ciertas propiedades.

La definición tradicional de momento de orden r en torno a un pivote x_p , para una distribución de X (variable aleatoria) viene dada por la relación (D.7).

$$\mu^{(r)} = \mathbb{E}[(X - x_p)^r] \quad (\text{D.7})$$

Del mismo modo, para una muestra aleatoria $\{x_1, x_2, \dots, x_N\}$ el momento de orden r en torno a un pivote x_p se define según (D.8).

$$m^{(r)} = \sum_{i=1}^N (x_i - x_p)^r \quad (\text{D.8})$$

Es claro que el momento de primer orden en torno a cero corresponde al valor esperado de la distribución (promedio en el caso de una muestra), mientras que el momento de segundo orden en torno al valor esperado es la varianza. Del mismo modo, con los momentos de tercer y cuarto orden es posible determinar indicadores de simetría y curtosis, respectivamente.

Otra cosa importante de observar es que en el caso de variables aleatorias discretas y muestras se requiere un número finito de momentos para capturar toda la información contenida en ellas. De esta forma, por ejemplo, si se conocen los primeros N momentos (de orden 1 hasta N) en torno a cero de una muestra desconocida de tamaño N , entonces puede determinarse mediante un sistema de ecuaciones todos los elementos que componían la muestra.

Para finalizar esta sección, vale la pena señalar que las definiciones en las relaciones (D.7) y (D.8) son fácilmente extensibles a distribuciones o muestras multivariadas, en cuyo caso los momentos pasan a ser vectores y, en forma más general, matrices.

D.2.2. Estimación de parámetros por igualación de momentos

El objetivo central en inferencia estadística es la estimación de las propiedades de una población a partir de una muestra de la misma. Un enfoque tradicional consiste en proponer una distribución paramétrica (Exponencial, Weibull, Normal, entre otras) para la población en base a la observación de las propiedades (forma) de los datos de la muestra.

Luego, surge el problema de estimar adecuadamente los parámetros de la distribución propuesta, de modo que sus valores sean factibles en relación a la información de la muestra. Existen dos grandes formas de estimar los parámetros:

Estimación puntual Se estima un único valor para el o cada uno de los parámetros de la distribución propuesta.

Estimación por intervalo Se determina un intervalo factible para el o los parámetros que se requieran estimar, asociando dicho intervalo a un valor de probabilidad (intervalos de confianza).

La estimación por intervalo es la mayormente usada cuando la estimación de los parámetros es el fin del estudio a realizar – debido a sus ventajas analíticas y de representatividad –, mas su aplicación es compleja cuando se requiere los valores de los parámetros como entrada de otra fase de un estudio mayor. Por otro lado, la estimación puntual no es capaz de entregar rangos de validez para los valores calculados, pero al determinar un solo valor para el parámetro estimado puede usarse fácilmente en fases posteriores de un estudio mayor. Por tanto, los métodos de estimación puntual se vuelven de especial interés en el presente trabajo.

De entre los métodos de estimación puntual, el método de igualación de momentos es quizá el más antiguo. Consiste en igualar los momentos apropiados de la distribución propuesta para la población con los correspondientes momentos muestrales, traspasando de esta forma las propiedades estadísticas de la muestra a la distribución, bajo el supuesto de que la muestra es representativa de la distribución de la población real.

En términos matemáticos el método de momentos puede enunciarse como sigue [151]:

Sea $\{x_1, x_2, \dots, x_N\}$ una muestra aleatoria desde una población cuya distribución sigue la función de densidad (o cuantía, según corresponda⁴) $f_X(x, \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_L)$, donde $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_L$ son parámetros desconocidos. Entonces, los estimadores de momento $\hat{\theta}_1, \hat{\theta}_2, \dots, \hat{\theta}_L$ se obtienen igualando los primeros L momentos muestrales con los correspondientes L primeros momentos poblacionales y resolviendo el sistema de ecuaciones para los parámetros θ .

Los momentos poblacionales corresponden a los momentos de la distribución de la variable aleatoria X , $f_X(x, \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_L)$. Luego, de acuerdo a la definición (D.7), los momentos poblacionales resultan en funciones dependientes de los parámetros θ , $\mu^{(r)}(\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_L)$. Así,

⁴La función de densidad de probabilidad está definida para variables continuas, mientras que la función de cuantía se asocia a las variables aleatorias discretas.

el método de igualación de momentos propone determinar los estimadores de los parámetros θ resolviendo el sistema de ecuaciones (D.9) para $\hat{\theta}_1, \hat{\theta}_2, \dots, \hat{\theta}_L$.

$$\begin{aligned} m^{(1)} &\equiv \mu^{(1)}(\hat{\theta}_1, \hat{\theta}_2, \dots, \hat{\theta}_L) \\ m^{(2)} &\equiv \mu^{(2)}(\hat{\theta}_1, \hat{\theta}_2, \dots, \hat{\theta}_L) \\ &\vdots \\ m^{(L)} &\equiv \mu^{(L)}(\hat{\theta}_1, \hat{\theta}_2, \dots, \hat{\theta}_L) \end{aligned} \tag{D.9}$$

D.2.3. Aproximación discreta de distribuciones por igualación de momentos

Una aplicación posterior del principio de la igualación de momentos se presenta en la aproximación discreta de distribuciones de probabilidad [152], un análogo probabilístico a la aproximación constante por tramos de funciones reales. El problema a resolver, en este caso, consiste en encontrar una representación simplificada (discreta) para una distribución de probabilidad conocida, $f_X(x)$.

Naturalmente, es de esperar que la aproximación comparta o se asimile, al menos, en sus propiedades estadísticas a la distribución original (media, varianza, simetría y curtosis). No obstante, esto no ocurre al aplicar procedimientos tradicionales de aproximación constante por tramos, los cuales consisten básicamente en dividir el dominio de la variable aleatoria X en intervalos conexos mutuamente excluyentes $R_1, R_2, \dots, R_i, \dots, R_N$, y representar cada intervalo R_i por el valor esperado de la variable aleatoria en él, x_i , y un valor de probabilidad igual a la probabilidad de que el verdadero valor de X se encuentre en el intervalo R_i , p_i . En otras palabras, los valores de x_i y p_i quedan totalmente determinados por la elección de los intervalos R_i , y sus valores pueden calcularse mediante las relaciones (D.10) y (D.11).

$$p_i = \mathbb{P}[X \in R_i] = \int_{R_i} f_X(x) dx \tag{D.10}$$

$$x_i = \mathbb{E}[X|X \in R_i] = \frac{1}{p_i} \int_{R_i} x \cdot f_X(x) dx \tag{D.11}$$

Si bien la aproximación anterior siempre mantendrá el valor esperado de la distribución original, se ha demostrado que si el dominio de la variable aleatoria X se encuentra en los reales positivos entonces, sin importar cómo sean escogidos los intervalos R_i , los momentos de segundo orden o superior en torno a cero siempre serán subestimados. Esto implica que la aproximación tendrá menor varianza, una simetría distorsionada y una inferior curtosis, comparada con la distribución original.

Para evitar los inconvenientes anteriores, se puede determinar los valores representativos de la distribución, x_i , y sus probabilidades asociadas, p_i , igualando directamente los momentos de la distribución original y aproximada.

Los momentos en torno a cero de la distribución discreta se definen según la relación (D.12), donde \tilde{X} es la variable aleatoria discreta que aproxima a X .

$$\mu_{\tilde{X}}^{(r)} = \mathbb{E} [\tilde{X}^r] = \sum_{i=1}^N p_i x_i^r \quad (\text{D.12})$$

Luego, se desea encontrar un conjunto de valores x_i y probabilidades p_i tales que $\mu_{\tilde{X}}^{(r)} = \mu_X^{(r)}$, para $r = 0, 1, 2, \dots, M^5$. Dado que una aproximación discreta con N valores representativos tiene $2N$ grados de libertad – N valores x_i y N probabilidades p_i – puede satisfacer los primeros $(2N - 1)$ momentos (considerando los momentos desde orden 1 en adelante) de la distribución original en forma exacta⁶.

Este enfoque entrega aproximaciones mucho más representativas de las distribuciones originales, con una complejidad similar a la aproximación constante por tramos. Sin embargo, debe tenerse presente que adolece de que no se puede considerar algún valor x_i como representativo de cierto intervalo de valores para la variable aleatoria original en forma independiente (por ejemplo, un valor bajo, otro medio y uno alto), sino que el conjunto de valores x_i y probabilidades p_i representan en forma aproximada a la totalidad de la variable aleatoria original.

⁵El momento de orden cero corresponde la probabilidad total en la distribución, la cual por convención se ha definido igual a 1.

⁶A. Miller y T. Rice proponen una forma de calcular x_i y p_i , satisfaciendo las igualdades de los momentos, basada en la Cuadratura de Gauss.

Anexo E

Discretización de la demanda mediante bloques de la curva de duración de carga y sus efectos sobre la dispersión de los datos

La discretización o representación reducida de la demanda usando bloques que aproximan la curva de duración de carga, como se observó y describió en el capítulo 4, distorsiona la estructura real de los datos de demanda, incrementando la correlación entre las demandas de los distintos nodos y disminuyendo la diversidad espacial de la demanda.

Un buen ejemplo de diversidad en la demanda ocurre cuando ésta se encuentra desfasada entre los nodos del sistema. En el caso de un sistema de dos nodos en que la demanda es sinusoidal e igual en magnitud en ambos, y se encuentra desfasada en 3 horas, al graficar las demandas de los nodos en el plano cartesiano (una en función de la otra) se obtiene una “nube” de datos de demanda con forma de elipse, como se aprecia en la figura 4.5, replicada en la figura E.1 por comodidad.

Si se grafica las demandas nodales en función de la demanda total se obtienen también elipses, como se muestra en la figura E.2, las cuales son más achatadas que la elipse resultado de graficar las demandas nodales una en función de la otra. En la figura E.2 se exhibe, sobre cada punto de demanda, la hora a la que cada punto corresponde, en los que se aprecia que:

- Los elipses son recorridos en sentido contrario.
- Las horas se encuentran intercambiadas de posición, es decir, aún cuando los elipses en

ANEXO E. DISCRETIZACIÓN DE DEMANDA VÍA LDC & DISPERSIÓN

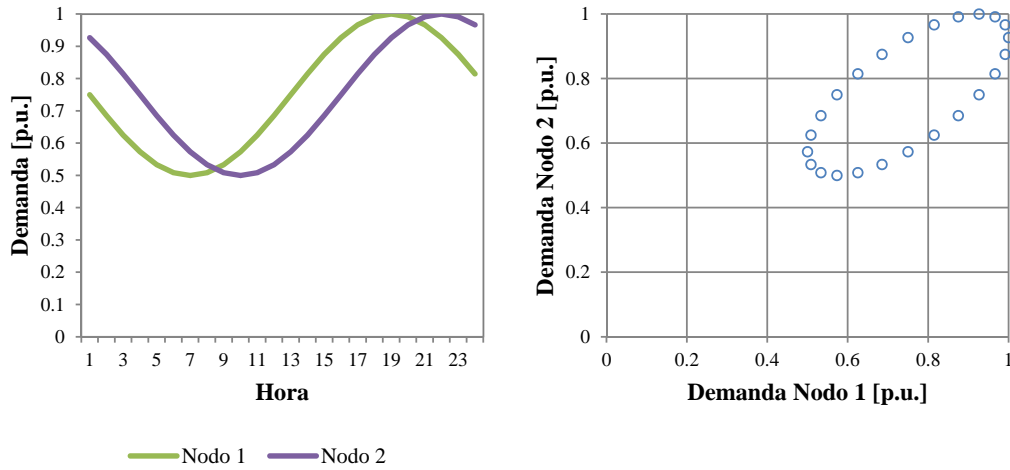


Figura E.1: Demandas sinusoidales con desfase de tres horas para el sistema de ejemplo de dos nodos.

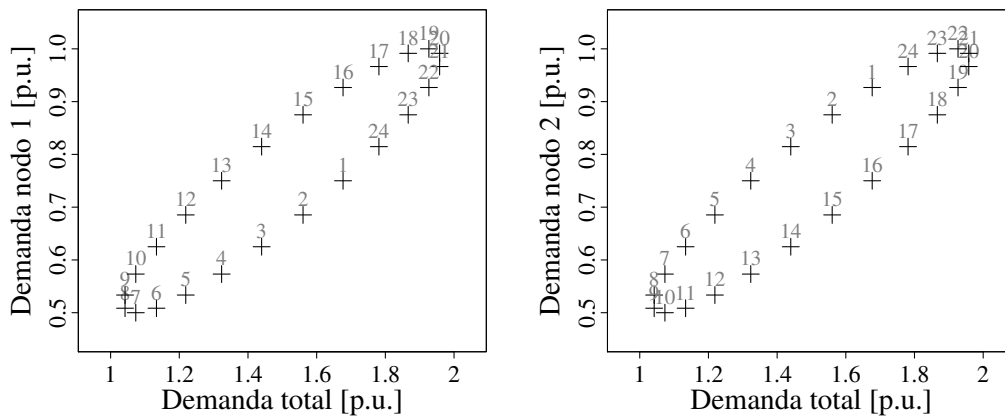


Figura E.2: Demanda de los dos nodos en sistema bi-nodal de ejemplo vs. la demanda total del sistema.

forma son iguales, las horas que los conforman no se encuentran en las mismas posiciones en ambos elipses.

Esta organización de las demandas nodales en función de la demanda total, como se verá en este anexo, es muy útil para entender cómo y porqué la aproximación por bloques de la curva de duración de carga elimina la diversidad de la demanda.

A continuación se describe paso a paso y en forma gráfica, para el sistema de ejemplo de dos nodos, el proceso que lleva a la representación reducida de la demanda usando bloques que

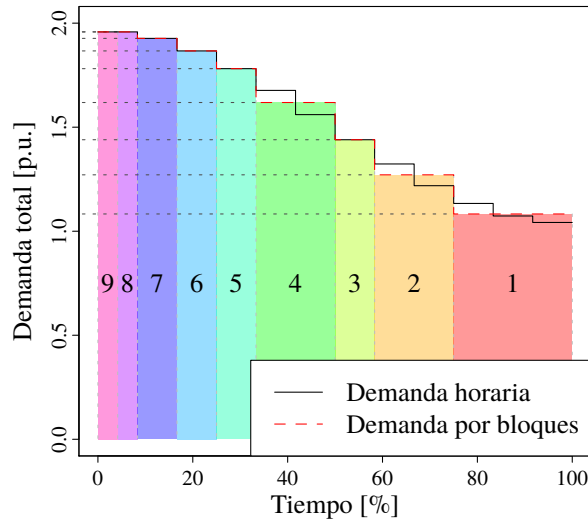


Figura E.3: Aproximación de la curva de duración de demanda mediante nueve bloques.

aproximan la curva de duración de carga y PAM, para dar a entender con mayor claridad las formas de proceder de ambos métodos y sus resultados.

E.1. Discretización por aproximación de la curva de duración de carga

Para realizar la discretización de la demanda por aproximación de la curva de duración de carga se requiere en primer lugar construir la mencionada curva de duración ordenando los datos de demanda total y graficándolos, a continuación, en función del tiempo. Luego, se aproxima esta curva mediante una función constante por tramos utilizando el método de mínimos cuadrados, dejando separado en un tramo el dato de máxima demanda, como se muestra en la figura E.3 para una aproximación por nueve tramos.

Cada tramo corresponde a un bloque o grupo de demandas similares en términos de la demanda total, generándose separadores entre las demandas que pertenecen a uno u otro bloque (líneas negras horizontales punteadas en la figura E.3). Si se lleva estas particiones al diagrama demanda nodal en función de la demanda total (figura E.2), ellas aparecen como fronteras verticales que separan los datos en grupos como se aprecia en la figura E.4. Finalmente, los representantes de cada bloque corresponden a los centroides (promedios por componentes) de los datos de demanda entre las fronteras correspondientes, los cuales se muestran en la figura E.4 como círculos de radio proporcional al número de datos de demanda en el bloque.

La figura E.4 permite observar con claridad como el método de aproximación por bloques de

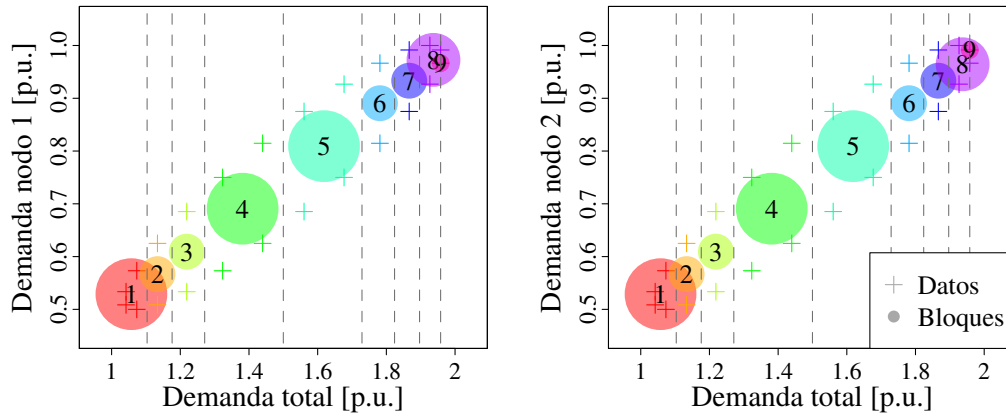


Figura E.4: Partición de datos de demanda nodal dada por la aproximación por bloques de la LDC, y representantes de cada bloque.

la LDC elimina la diversidad de los datos, debido a la forma de intervalos horizontales que toman los bloques. Usando esta representación reducida, a cada nivel de demanda total se tiene un único valor para la demanda en cada nodo, no existiendo dispersión o diversidad en la demanda nodal.

En el caso de ejemplo, si se junta el hecho de que la dispersión provino de un desfase temporal entre las demandas con los representantes alineados en una recta de la figura E.5, puede deducirse que esta aproximación elimina el desfase temporal de la demanda. Si cada dato de demanda se reemplaza por el representante de su bloque y, luego, se grafican las demandas respetando el orden temporal original se obtiene el oscilograma de la figura E.5, en que se corrobora que el uso de la aproximación por bloques de la LDC hace parecer que las demandas estuvieran en fase.

E.2. Discretización por PAM

La discretización usando PAM se realiza sobre los datos de demanda nodal, entendidos en forma geométrica como puntos en el espacio euclidiano. La medida que distancia (disimilitud) que utilice el algoritmo PAM determina si busca grupos con forma de rombo, distancia absoluta o Manhattan; esfera, distancia euclidiana; u otras. Para el caso de análisis, se utiliza la demanda euclidiana sobre plano por lo que los *clusters* tienen fronteras circulares. La agrupación en nueve clusters, dejando separado en un *cluster* el dato de máxima demanda, se presenta en la figura E.6, dónde el número sobre cada dato indica el número de *cluster* al que el dato pertenece.

Tal como se hizo en el caso de la demanda – y para visualizar ambas técnicas en la misma forma – puede llevarse los *clusters* construidos junto con sus representantes (medoides) al dia-

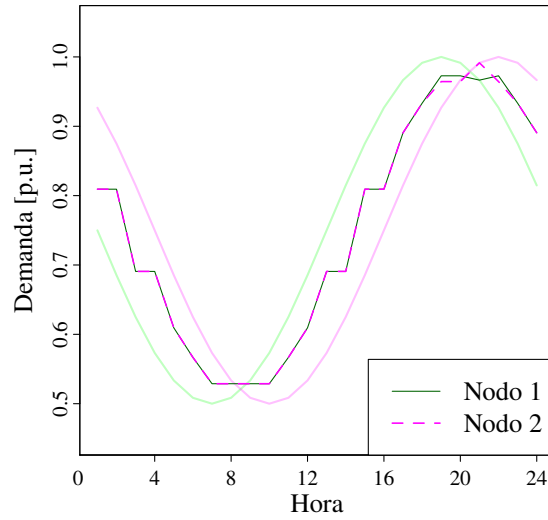


Figura E.5: Aproximación de la demanda temporal usando los bloques construidos por aproximación de la LDC.

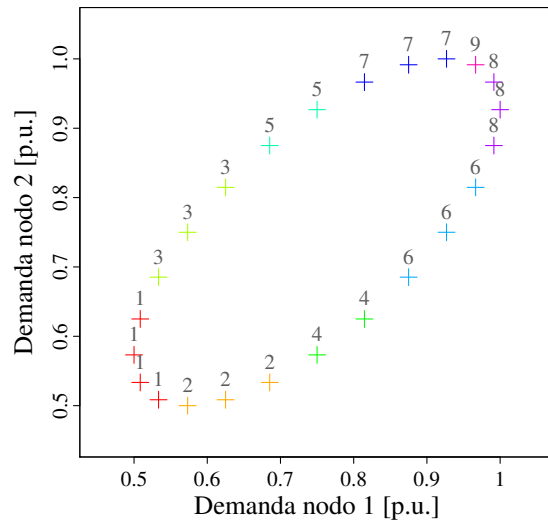


Figura E.6: Agrupación de los datos de demanda en nueve *clusters* usando PAM con distancia euclídeana.

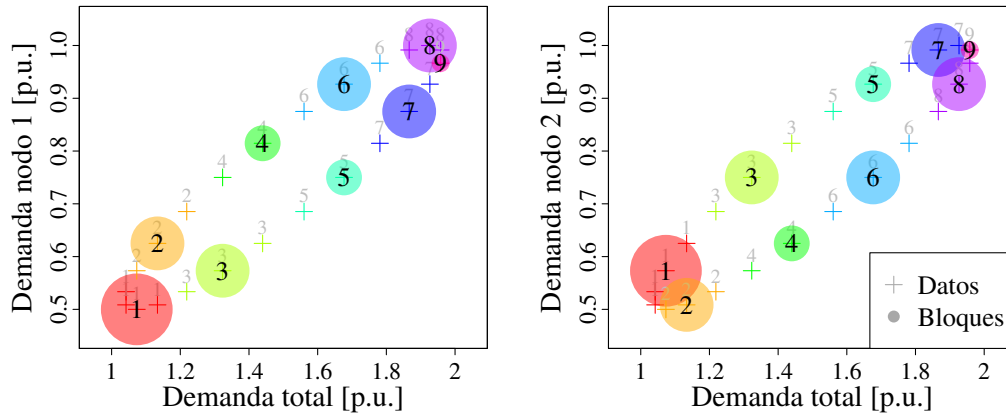


Figura E.7: Agrupación de datos de demanda nodal mediante PAM, presentados en diagrama de demandas nodales en función de la demanda total.

grama de demandas nodales en función de la demanda total¹, figura E.7. Como las particiones en este caso no vienen dadas por intervalos en la demanda total, para un mismo valor de demanda total puede haber diversos valores de la demanda en cada nodo, respetándose así la dispersión y diversidad originales de los datos de demanda.

Reemplazando cada dato de demanda por el representante de su *cluster* o bloque, y graficando las demandas nodales respetando el orden temporal original se obtiene el oscilograma de la figura E.8, en que se aprecia que el considerar la diversidad de la demanda al construir los bloques hace posible representar en forma adecuada el desfase entre las demandas nodales, como también su forma conjunta en general. Resultados similares se dan al aplicar otras técnicas de *clustering* o reducción de escenarios, puesto que en general consideran por separado la información de la demanda en cada nodo en lugar de agregarla para construir la representación reducida.

E.3. Comparación de métodos y resultados

Los resultados de representación presentados para el sistema de ejemplo de dos nodos y 24 horas son bastante elocuentes, no obstante, vale la pena destacar algunos aspectos que justifican los respectivos desempeños:

- La gran diferencia de los métodos de discretización recae en la forma de los grupos que usan; el método de aproximación de la LDC usa intervalos de la demanda total, los cuales

¹En este plano, debido a que la demanda total es suma de las componentes de la figura E.6, los grupos pasan a tener forma elíptica en lugar de circular.

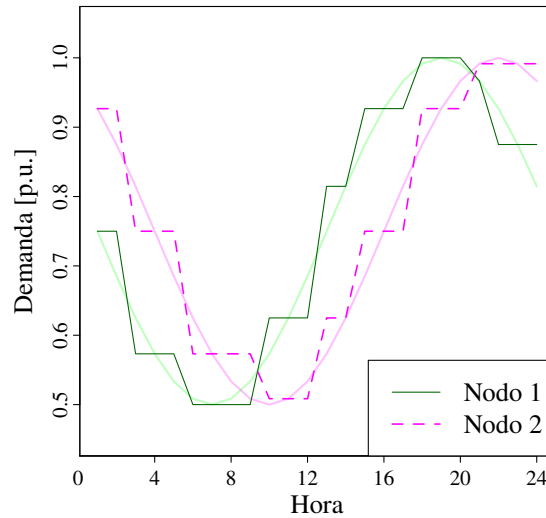


Figura E.8: Aproximación de la demanda temporal usando los bloques construidos con PAM.

son infinitos en extensión sobre las demandas nodales; los métodos basados en *clustering* y reducción de escenarios usan grupos compactos, de extensión finita.

- El método de aproximación de la LDC asume que a cada valor de demanda total existe una única – o unas pocas, con muy poca diferencia entre ellas – distribución(es) espacial(es) de la demanda sobre los nodos del sistema (muy baja dispersión en la demanda), causando errores importantes en el caso que no se cumpla este supuesto.
- Los métodos basados en *clustering* y reducción de escenarios son robustos, en el sentido que al trabajar sobre datos numéricos hacen muy pocos supuestos sobre los datos o su estructura. Esto permite representar de forma aceptable incluso estructuras inesperadas que los datos podrían presentar.

Las razones anteriores llevan a que, en general, los *clustering* y reducción de escenarios tengan un mejor desempeño aproximando la demanda que la aproximación de la LDC, pues tal como se vio en los resultados de este anexo y el capítulo 4 pueden representar de mucho mejor manera la estructura real de los datos de demanda, incluida la dispersión presente en ellos.

Anexo F

Publicaciones

En este anexo se incluyen las publicaciones de las que el autor ha sido partícipe durante el transcurso de su magister. Si bien algunas de ellas no guardan una relación estrecha con los tópicos tratados en esta tesis, se incluyen igualmente debido a que durante el desarrollo de dichas publicaciones surgieron las ideas que evolucionaron para dar forma al presente documento.

A la fecha de la defensa de esta tesis, una publicación ha sido aceptada, dos se encuentran en revisión y cinco en preparación, las que se detallan a continuación:

Aceptadas:

1. Esteban Gil & Ignacio Aravena. *A LOLP-based method to evaluate the contribution of wind generation to power system adequacy*. Publicado en *The Fourth International Renewable Energy Congress (IREC2012)* (conferencia), Susa, Túnez, diciembre de 2012.

En revisión:

2. Esteban Gil & Ignacio Aravena. *A LOLP-based method to evaluate the contribution of wind generation to power system adequacy*. Enviado a *Energy Conversion and Management* (revista ISI).
(corresponde a una versión ampliada de la publicación 1)
3. Esteban Gil & Ignacio Aravena. *Evaluating the contribution of intermittent generation to power system adequacy at different demand levels*. Enviado a *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (conferencia).

En preparación:

4. Ignacio Aravena & Esteban Gil. *Fast Forward Selection vs. PAM based scenario reduction using fortet-mourier metrics.*
Presentará la metodología de reducción de escenarios que usa las métricas de Fortet-Mourier en conjunto con PAM (descrita en la sección 2.6.3), y las ventajas que tiene respecto a las metodologías propuestas en la actualidad para las métricas de Fortet-Mourier en [76, 77] (mostradas en la sección 3.4.1).
5. Ignacio Aravena & Esteban Gil. *Hydrological Scenario Reduction for Power System Planning Studies in the Chilean Central Interconnected System: A Comparison of Several Methods.*
Publicación de los resultados de representación hidrológica reducida utilizando diversas metodologías del capítulo 3, secciones 3.4 y 3.5.
6. Esteban Gil, Ignacio Aravena, Raúl Cárdenas *et al.* Optimización de la expansión del Sistema Interconectado Central bajo incertidumbre hidrológica usando programación estocástica.
Publicación de los resultados de expansión del Sistema Interconectado Central usando programación estocástica presentados en el capítulo 3, secciones 3.6 a 3.9.
7. Ignacio Aravena & Esteban Gil. *Alternative load discretization methods for interconnection planning studies.*
Publicación de los análisis y resultados del capítulo 4 de esta tesis.
8. Ignacio Aravena & Esteban Gil. *Net load discretization methods for wind integration mid-term operational studies.*
Publicación de los análisis y resultados del capítulo 5 de esta tesis.

En las páginas siguientes se incluyen las publicaciones aceptadas y en revisión.

A LOLP-based method to evaluate the contribution of wind generation to power system adequacy

Esteban Gil¹, Ignacio Aravena¹

¹Universidad Técnica Federico Santa María
e-mail: esteban.gil@usm.cl, ignacio.aravenas@alumnos.usm.cl

Abstract -This paper studies the adequacy of the system (as measured by the Loss of Load Probability, LOLP) in terms of its total demand, and presents a LOLP-based method for estimating the capacity value of wind power generators grounded on reliability considerations. The application of the method to the Chilean Northern Interconnected System (SING) is discussed. LOLP versus demand curves for the SING are obtained by using repeated market simulations in a Monte Carlo scheme that accounts for both forced generator outages and the wind resource uncertainty. A comparison of the capacity value for two different types of wind farms is performed using the proposed method, and the results are compared with the method currently used in Chile. The LOLP-based method proposed in the paper captures the contribution of the intermittent generation resources to power system adequacy more accurately than the method currently employed in the SING.

Keywords -wind power, optimization, power system adequacy, capacity value, power system modeling

1. Introduction

Reliability in power systems is usually defined in terms of adequacy and security [1, 2]. While security refers to the system's capacity of reaction and recovery to endure short term contingencies, adequacy refers to the capacity of the system supply to meet its demand, taking into account unexpected outages of generators or transmission lines and possible constraints on the primary energy resource (problems on the fossil fuel chain of supply, dry spells, lack of wind). The emphasis for this paper is on the adequacy aspect of power systems reliability, and for our purposes the terms adequacy and reliability will be used interchangeably.

In a power system, loss of load (LOL) events refer to situations in which the system's available generation and transmission capacity will not be able to supply all the demand. These events are generally limited to times with high demand or small capacity reserve margins and the occurrence of critical generators and/or transmission line outages. Different metrics for assessing system adequacy exist, such as *loss of load probability* (LOLP), *loss of load expectation* (LOLE), *loss of load hours* (LOLH), *loss of energy expectation* (LOEE), *unserved energy* (USE), and *expected unserved energy* (EUE) [1, 2]. The LOLP is a measure of how likely is a loss of load event to occur, and it is one of the most widely used measures for power system adequacy.

Besides the assessment of system adequacy by one of the metrics mentioned before, it is relevant to ask for the specific contribution of each generator to it, which is usually measured by its capacity value. Capacity value, sometimes referred to as the

generators' firm power, firm capacity, or capacity credit, refers to the amount of generation which can be guaranteed to be available at a given time, and it is the most widely used metric for measuring the contribution of a particular generator to power system adequacy.

The contribution to adequacy of intermittent generation such as wind and solar is an aspect on which there is a great deal of interest from regulators and generation companies. However, there is no standard or generally accepted method for defining or evaluating capacity value of intermittent generation and there exists great disparity of criteria to deal with this issue. Before evaluating a wind farm capacity value, careful consideration of both the characteristics of the system and of the wind farms is required.

Since even conventional generators will not be able to provide their maximum power at all times (as a result of either maintenance or forced outages), a capacity metric should be suitable for generators with diverse operating regimes, be them baseload, intermediate, peaking or intermittent generators. Hence, generators with a high forced outage rate (FOR) should be assigned a smaller capacity value than more reliable generators. This capacity metric should also take into account how much capacity a generator can make available at high risk periods [3, 4]. That is, when a generator is needed the most its contribution to system adequacy will be greater and should be given more weight. In consequence, the capacity value of a generator able to inject energy into the system during the periods of high system risk (usually the periods of high demand) should be higher than the capacity value of a generator unable to do

so. Techniques for estimating capacity value for intermittent generators should be based in probabilistic analyses and should also consider the particular characteristics and operating regimes of each generator and how they contribute to improving system adequacy, especially during high risk periods.

The Effective Load Carrying Capability (ELCC) approach consists on evaluating the additional amount of demand that the system is able to handle while pre-serving the same system adequacy, given the addition of the generator being studied. This general idea, introduced by Garver in 1966 [5], has been successfully applied for decades to conventional generators and it is certainly valuable when dealing with intermittent generators. Despite ample acceptance of these ideas, there are quite a lot of dissimilarities in terms of their implementation [6]. In general, methods for calculating the capacity value of generators can be categorized either as approximation techniques or as system modeling approaches. Due to the modeling difficulties involved on the system modeling approaches, a number of alternative approximation methods have been suggested, such as [7, 8]. International practices for the calculation of the capacity value of intermittent generation such as wind and solar can vary considerably [4, 9].

This paper is structured as follows: Section 2 discusses the relationship between system adequacy (as measured by the LOLP) and electric demand; Section 3 discusses the method currently employed in Chile and then presents an alternative LOLP-based methodology for determining the capacity factor of generating units; Section 4 describes the test system and presents simulation results showing the impact of wind generators in the LOLP versus demand curves. Finally, Section 5 presents the main conclusions of this work.

2. LOLP as a function of demand

The LOLP varies with the operating conditions of the system. For example, a higher spinning reserve requirement will end up in a lower LOLP, as more units will be readily available to supply the load in case of an outage. The capacity reserve margin (available capacity minus the load) also affects the LOLP, and one should see it to increase as the load increases and the capacity reserve margin decreases. To illustrate the dependency between load and LOLP, let us for a moment ignore the transmission and consider a system with a single node where all the generation and load are connected to the same bus, as in Figure 1a. Let suppose that the system is operated economically and that the reserves are assigned according to the $n - 1$ criterion (that is, the system should be able to sustain the outage of a single generator). Let us also consider that:

- The units are ordered according to their capacity,

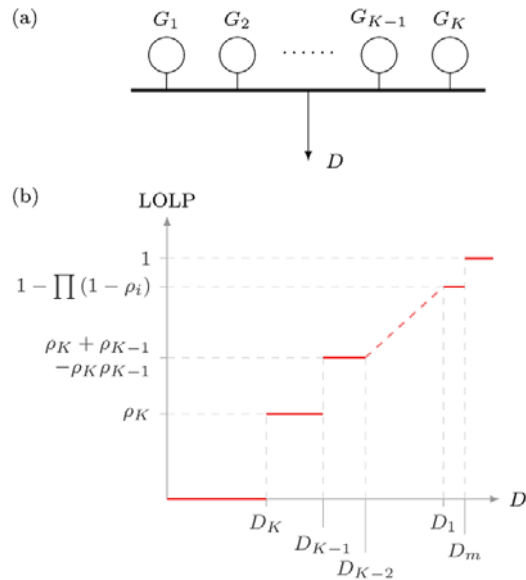


Figure 1: LOLP versus load for unidodal system that is, $i < j$ implies $P_i \leq P_j$, where P_α corresponds to the max capacity of G_α .

- The failure probability or FOR of each unit ρ_α is constant, and independent of time and generator output.
- Larger units are in general cheaper than smaller ones.

Since the system is operated with cost minimization criteria, for each level of demand there will be a unique set of units committed and generator outputs (ignoring chronological constraints such as minimum up and down times). Based on the $n - 1$ criterion, the reserves are dimensioned to withstand without loss of load the output of the largest generating unit. Ignoring the probability of simultaneous outages, the LOLP up to a certain level of demand D_K will be zero. For the demand D_K all the units are committed and the system reserve is equal to the power delivered by the largest unit. Thus, for $(D_K + \delta)$, G_K output is the only possibility of loss of load, hence $LOLP(D_K + \delta) = \rho_K$ (where $D_K + \delta \leq D_{K-1}$).

If the load grows, above D_{K-1} not only the outage of the largest unit would cause loss of load, but also the outage of the second largest unit G_{K-1} . Thus, the $LOLP(D_{K-1} + \delta)$ in this case will correspond to the probability that either G_K or G_{K-1} fail. As the demand keeps growing, the system becomes more susceptible to having loss of load, as there is a larger number of units whose individual outage (or simultaneous outage) would cause loss of load. Thus, for load above D_1 , the output of any generating unit would cause loss of load. If D_m is the total installed capacity, for loads above this D_m the LOLP would be equal to 1, as the system would not be able to satisfy all the demand.

Under the assumptions, the LOLP and the demand have a relationship as shown in Figure 1b.

Despite the gross assumptions made in the previous discussion, the discussion sheds light about three main features of the LOLP versus demand function:

- LOLP grows exponentially with the demand.
- There is a critical demand D_K under which the LOLP is almost negligible (it corresponds to the probability of simultaneous failure of 2 or more generators).
- The LOLP can be built as a piecewise-linear function in terms of the set of units that individually cause loss of load. The different tranches correspond to different failure modes.

A more accurate representation of the LOLP versus demand curve can be obtained by convolving the out-age probability distributions of the different generating units, as this approach would also account for multiple outages. Nevertheless, the approach behind Figure 1b is still useful to conceptually justify the LOLP-based approach to evaluate the capacity value of generating units that will be presented in the following section.

If we also consider transmission constraints, losses and outages, and chronological constraints of generating units such as minimum up and down times or loading ramps (which appear as generating units try to follow demand changes), a purely mathematical approach to calculating the LOLP becomes impossible and system simulation approaches become necessary.

3. Evaluating the capacity value

In its simplest form, the capacity value of a generator can be considered equal to the power that it is capable of delivering when it is available, multiplied by its availability rate (considering planned and forced outages). Under this criterion, the capacity value for non-dispatchable units such as wind should be considered as a percentile of the probability distribution of its output, for instance its generation that is capable to deliver 70% of the time (i.e. percentile 30). However, this vision ignores the fact that a generator firm power goes beyond effective capacity and needs to account for its contribution to the system adequacy. That is, a unit with higher output during high risk periods should be assigned a higher capacity value than a unit with the same capacity factor but available more during periods of low system risks. Thus, correlation between LOLP (seen as a metric of system adequacy) and generation output should take a primordial role.

3.1 Capacity value in Chile

The Chilean law, according to the supreme decree 327 (Procedures of the General Law of Electric Services, DFL 1), understands for firm capacity of a generator 'the maximum power that a generator can inject to and transport on the transmission system during the peak hours of the system, considering its

probable unavailability'. The definition of firm capacity (capacity value) given in the Chilean Law can certainly suit well conventional generators who got a relatively constant unavailability rate, and their capacity value can even be calculated as their maximum capacity multiplied by one minus their unavailability rate. However, in the case of intermittent generation their availability will depend on the availability (especially during the system's high-risk periods) of the primary energy source, be it wind, solar radiation or other. Naturally, intermittent generators contribution to adequacy can be quite different depending on the correlation between the system's risk (usually also correlated with the system's demand) and the availability of the primary energy resource.

In the previous definition for firm power the contribution to system adequacy is implicit in its reference to peak hours. Although the regulation includes in the calculation of firm power not only the contribution to power system adequacy but also some aspects more closely related to power system security [10], it is currently being revised to isolate the adequacy contributions into the capacity value (*potencia de suficiencia*) and leave the security aspects confined to the ancillary services market. Henceforth we will talk about capacity value to refer to the firm power ignoring any system security aspects that may appear on the Chilean regulation.

The methodology currently in place for firm power (omitting the security aspects) is based on the LOLP (understood as a metric for power system adequacy) and considers that every component of the system makes a contribution to its reliability depending both on its capacity and availability. Based on ELCC principles, such contribution can be valued in terms of a comparison with and without the component. For example, in the simple example described in Section 2 the addition of an additional unit to the system would imply that the point D_K moves to the right and that the distance between D_K and D_m increases. With this, for each level of demand D the system LOLP with the additional unit the LOLP would be smaller or equal than in the original system, that is, in general terms the LOLP decreases and the system adequacy improves. Considering this criterion, the current methodology can be summarized in 3 steps, given by the relationships (1), (2) and (3):

1. The initial power P_i^{ini} is calculated, consisting basically in the net power for the worst possible availability of the primary energy resource.
2. The initial power is weighted by the unit availability α_i and by the relative decrease of the LOLP, evaluated for the maximum demand of the period (LOLP_{*i*} corresponds to the system's LOLP without unit *i*). In this way the preliminary capacity value (PCV_i) is obtained.
3. Finally, the capacity value of each unit CV_i is

obtained by scaling up the preliminary capacity value in such a way that the sum of the capacity value of every unit in the system is equal to the maximum demand of the period.

$$P_i^{ini} \leq P_i^{max} - P_i^{aux} \quad (1)$$

$$PCV_i = \frac{1 - LOLP|_{D=D_{max}} - p^{ini}}{1 - LOLP|_{D=D_{max}}} \cdot \alpha_i P_i^{ini} \quad (2)$$

$$CV_i = PCV_i \cdot \frac{D_{max}}{\sum_{j=1}^K PCV_j} \quad (3)$$

This methodology has a number of issues and penalizes hard the intermittent generation units, because their availability is arbitrarily considered to be low. Thus, by receiving almost no capacity payments for their firm power (representing about 20% of the conventional generators' income), the entry of new wind and solar capacity in the systems is discouraged.

3.2 Proposed Method

An alternative procedure, formulated based on the theoretical framework presented in Section 2, consists in considering the capacity made available by the unit in relation to the total system demand only during the periods when it is required to operate. Therefore, the data of interest will be a set of pairs $(D^t, P_{av}^t) \forall t \in \{1, 2, \dots, N\}$, where N corresponds to the number of time blocks. Next, the capacity made available by the unit (if dispatched) is evaluated for different tranches of the total demand curve, procedure from which representative values of the unit available capacity P_i^l for each representative value of the demand $D^l, l \in \{1, 2, \dots, L \ll N\}$ are obtained. These L pairs correspond to the effective capacity of each unit of each level of demand.

To obtain a value for the capacity value, it is proposed to calculate the weighted average of these values of effective capacity P_i^l , where the weights χ_i^l are related to the contribution that each P_i^l makes to the adequacy of the system (see (4)). A way of calculating these weights is considering them proportional to the difference between LOLP and $LOLP_i$, based on equations (5) and (6) so that those tranches of P_i^l that increase reliability the most are more important in the sum.

$$PCV_i = \sum_{l=1}^L \chi_i^l P_i^l \quad (5)$$

$$\Delta LOLP_i^l = LOLP_i|_{D=D^l} - LOLP|_{D=D^l} \quad (6)$$

$$\chi_i^l = \frac{\Delta LOLP_i^l}{\sum_{j=1}^L \Delta LOLP_j^l} \quad (7)$$

The steps of the procedure are schematically presented in Figure 2. In order to obtain a measure comparable to the current procedure, the capacity values obtained by the proposed procedure must be scaled up or down so that the capacity values for each generator sum up to the maximum demand, as

indicated in (3).

It is convenient to discuss the impact of the

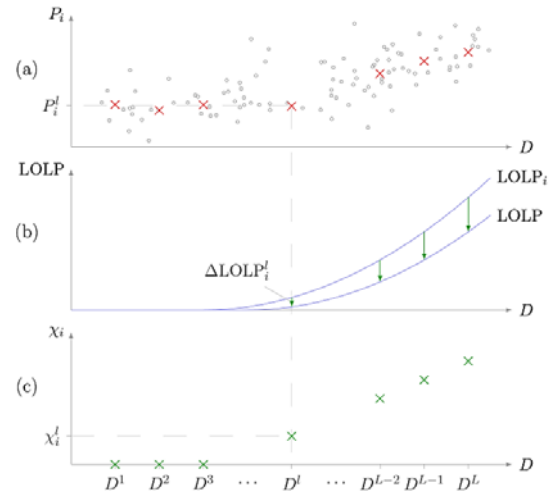


Figure 2: Representative generation for different demand tranches, contribution to LOLP reduction, and weights for calculating PCV_i

proposed method on different types of units. For conventional baseload units, most of their capacity is available (and required) most of the time (discounting planned or forced outage periods), so its preliminary capacity value will be relatively independent of the weights χ_i^l and will be approximately equal to $\alpha_i P_i^{max}$. Peaking units are only required to operate during periods of high demand, and since maintenance usually occur during periods when they are not required to operate their availability is only hindered by forced outages. Consequently, as their weights χ_i^l are zero for low demand values and then increase with the demand, the preliminary capacity value of a peaking plant will be approximately P_i^{max} .

In the case of non-dispatchable units such as wind and solar, leaving aside maintenance and forced outages, their capacity value will depend strongly of the correlation between demand and the availability of the primary energy resource, as the weights χ_i^l increase with the total demand. On the one hand, if a positive correlation between available generation and the demand exists, the higher values of net capacity will weigh more. On the other hand, if the correlation is negative the lower values of available generation will weigh more and the capacity value will decrease.

In general, for the calculation of the capacity value this procedure awards the effective availability of the unit in the intervals of higher demand for the period under evaluation. However, for units that do not need to be dispatched at all their capacity value would be zero. This could have a negative effect on system adequacy as there would be no incentives for building reserve capacity.

An alternative to this would be to use an extreme

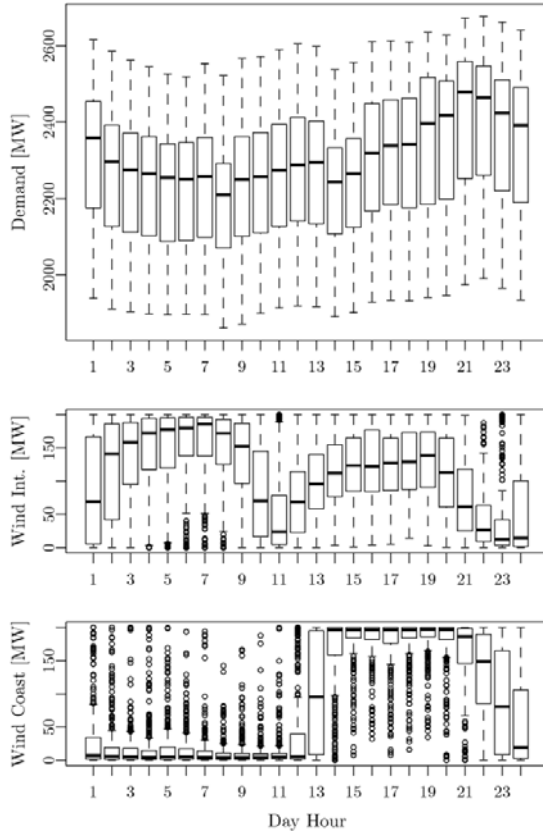


Figure 3: Boxplots of demand and wind generation by day-hour along the year

demand profile for the evaluation instead of an average demand scenario (such as a 10% probability for exceedance load profile). This would assign a capacity value to generating units that may not be dispatched under an average demand scenario, but that would be contributing to system adequacy in extreme cases. The scaling of the capacity values can be later conducted using the maximum demand of an average scenario.

4. Results

4.1 Test System

The methodology described in the previous section was tested on a market model of the Chilean Northern Interconnected System (SING). The SING is an almost entirely thermal system with about 3.7 GW installed generation capacity serving about 90% industrial (mining) loads and only about 10% residential load. Electric energy supply comes mainly from coal-fired units with relatively inflexible operation regimes (69.2% of total generation in 2011), some newer combined-cycle and open-cycle gas-fired units (25.8%), some fuel-oil and diesel peaking plants (3.9%), and a small amount of hydro generation (0.5%) [11]. Despite the system having relatively large capacity reserve margins, due to an

inflexible generator mix coupled with a number of transmission constraints loss of load events are not uncommon.

The market simulations were conducted using PLEXOS. PLEXOS is a Mixed Integer Linear Programming (MILP) based electricity market simulation and optimization software. PLEXOS co-optimizes thermal, hydro, and ancillary services and is able to perform Monte Carlo simulations [13]. Once PLEXOS formulates the mathematical program, it is solved using Xpress [14]. The CDEC-SING, the SING independent system operator (ISO), provides on their website PLEXOS databases of their system for purposes of their generation programming containing detailed production and network data. These databases were adapted for the purposes of this work. The outputs of the simulations were benchmarked against actual system outputs to check for correctness and consistency.

The SING market was simulated for the year 2015 based on National Commission of Energy (*Comisión Nacional de Energía*, CNE) projections [12] and considers two wind farms, Wind Coast (placed on the Pacific ocean coast) and Wind Interior, each one of 200MW.

4.2 Demand and wind power generation

Both electric demand and wind have a daily seasonal pattern. Figure 3 presents boxplots showing the 25, 50, and 75 percentiles for each variable. The correlation between wind generation and demand will be determined by the lag between their peaks and/or valleys. It is clear that high correlation implies a better chance for the wind generation to meet the demand. While Wind Interior's generation has a higher capacity factor than Wind Coast (53% versus 42%), Wind Coast's Correlation with the demand is higher.

4.3 LOLP versus demand for the system

As pointed out at the end of Section 2, simulation is required for estimating LOLP curves in real systems.

The Monte Carlo simulation scheme used in this paper can be summarized as follows: Using a forecast of demand and wind power for the following day, a detailed hourly unit commitment is obtained for each day. Then, the unit commitment decisions are fixed and a Monte Carlo simulation is applied to the economic load dispatch in order to check whether any loss of load events occurs. The Monte Carlo sampling is done to randomly select a wind power simulated pattern that preserves the correlation between load and wind power generation. The resulting LOLP versus demand curves for different levels of wind penetration are presented using logarithmic scale in Figure 4.

Figure 4 shows how wind generation actually improves system adequacy by reducing the LOLP,

although the improvement varies with the demand level depending on the wind pattern. While Wind Interior simply shifts the LOLP curve to the right (from the No wind case), Wind Coast distorts the curve making the system more reliable at high demands but does not improve it much at lower demands because most of its generation concentrates at high-demand hours, as shown in Figure 3.

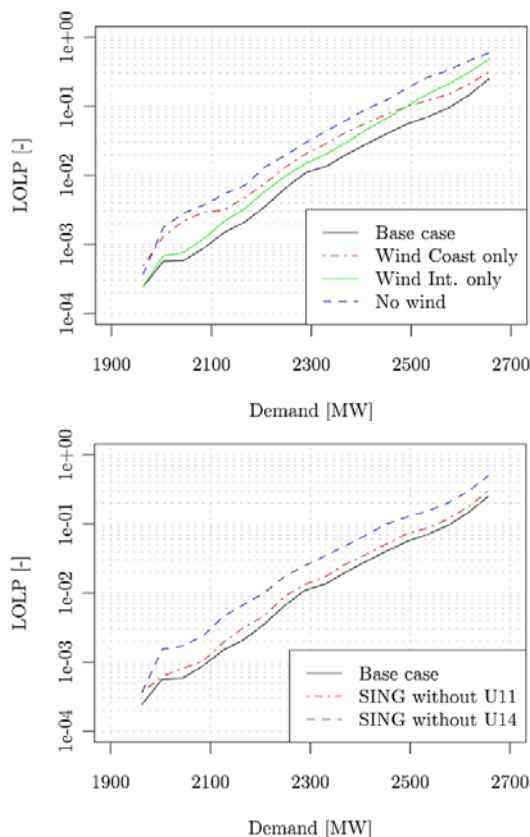


Figure 5: LOLP versus demand curves for thermal plants

4.4 Capacity value

Both the actual Chilean method and the proposed LOLP-based method require the $LOLP_i$ curves for each generator. Figure 4 shows the LOLP curve (Base case), the $LOLP_{Wind\ Coast}$ (Wind Int. only case) and the $LOLP_{Wind\ Interior}$ (Wind Coast only case).

The $LOLP_i$ curve for thermal generators of the SING is also calculated using Monte Carlo. Figure 5 illustrates the process for two representative thermal generators: U14 (coal-fired, baseload unit) and U11 (diesel-fired, peaking unit). For the rest of the generators, the LOLP curves were estimated by shifting the system LOLP curve to the left.

When the described procedures are applied to the simulation results, we obtain the values in Table 1. For the actual method, the initial power P_i^{ini} for the undispachable generators is chosen as the power that the units are able to deliver the 70% of the time.

The results in Table 1 show the results for both

methods. In particular, it is remarkable the increment in the capacity value for wind generators. Table 1 show that while capacity value of the thermal units do not vary much between the two methodologies, the capacity value of the wind generators increases considerably. Since Wind Coast has a higher correlation with the demand, it has a higher capacity value than the Interior generator, despite the second one having higher capacity factor (it generates 12%

Table 1: PCV & CV using actual Chilean method and LOLP-based method

Generator	P_{max} [MW]	Actual Method		Proposed Method	
		PCV [MW]	CV [MW]	PCV [MW]	CV [MW]
U14	136	130	103	115	93
U11	38	28	22	26	21
Wind Coast	200	0	0	113	92
Wind Interior	200	33	26	77	63

more energy per year). This illustrates the importance of distinguishing between high and low risk periods for the calculation of the capacity value.

5. Conclusions

The LOLP as a function of system demand corresponds to a family of curves depending on the demand distribution among the different buses. In practice, to account for the transmission system constraints, losses, and line FOR the LOLP versus demand curve needs to be obtained by simulation. In this case we obtained the LOLP versus demand curves for the Chilean SING using repeated market simulations in a Monte Carlo scheme.

The measure of the adequacy contribution of a specific unit (its capacity value) can vary strongly depending on the method used for calculating it, and will privilege some generator over others. Therefore, choosing a methodology that is both rooted on solid theoretical foundations and that takes into account the system characteristics is vital to allow a reliable system operation and to provide the right incentives for entry of new capacity in the medium and long term. The LOLP-based methodology proposed in this paper is basically a weighted average of the power made available by that generator and represents the contribution that the unit makes to system adequacy, and proved capable of capturing the contribution of wind farms to power system adequacy discriminating the periods of higher risk.

6. Acknowledgements

The authors acknowledge the support of the Chilean National Commission for Scientific and Technological Research (CONICYT) under grant Fondecyt 11110502.

7. References

- [1] NERC Board of Trustees. Glossary of terms used innerc reliability standards. Technical report, North American Electric Reliability Corporation, Sep. 2012.
- [2] R. Billinton and R.N. Allan. *Reliability Evaluation of Power Systems*. Plenum Press, New York, NY, USA, 2nd. edition, Aug. 1996. ISBN: 978-0-306-45259-8.
- [3] M. Milligan, P. Donohoo, D. Lew, E. Ela, B. Kirby, H. Holttinen, E. Lannoye, D. Flynn, M. O'Malley, and N. Miller. Operating reserves and wind power integration: An international comparison. In *9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks of Offshore Wind Farms*, pages 18–19, Oct. 2010.
- [4] M. Milligan and K. Porter. The capacity value of wind in the United States: Methods and implementation. *The Electricity Journal*, 19(2):91–99, Mar. 2006.
- [5] L.L. Garver. Effective load carrying capability of generating units. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-85(8):910–919, Aug. 1966.
- [6] P.E.O. Aguirre, C.J. Dent, G.P. Harrison, and J.W. Bialek. Realistic calculation of wind generation capacity credits. In *2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium on Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*, pages 1–8, Jul. 2009.
- [7] K. Dragoon and V. Dvortsov. Z-method for power system resource adequacy applications. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2): 982-988, May 2006.
- [8] C. D'Annunzio and S. Santoso. Analysis of a windfarm's capacity value using a non-iterative method. In *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pages 1–8, Jul. 2008.
- [9] B. Hasche, A. Keane, and M. O'Malley. Capacity value of wind power, calculation, and data requirements: the Irish power system case. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1):420–430, Feb. 2011.
- [10] Dirección de Operación CDEC-SING. *Manual de Procedimiento N°23: Cálculo de Potencia Firme y determinación del Balance entre Generadores*, Aug. 2009.
- [11] CDEC-SING 2011 Annual Report: Statistics and Operation. Technical report, CDEC-SING, Santiago, Chile.
- [12] Comisión Nacional de Energía. Fijación de precios de Nudo abril de 2012, Sistema Interconectado Norte Grande (SING): Informe Técnico Definitivo, Technical report, CNE, Santiago, Chile, Apr. 2012.
- [13] Energy Exemplar PLEXOS for Power Systems Power Market Simulation and Analysis Software [computer software]. Sep. 2012. URL <http://www.energyexemplar.com/>.
- [14] B. Daniel. *Xpress-Optimizer Reference Manual*. Fair Isaac Corporation, Learnington Spa, Warwickshire, UK, Jun. 2009.

A LOLP-based method to evaluate the contribution of wind generation to power system adequacy

Esteban Gil, Ignacio Aravena

*Universidad Técnica Federico Santa María
Valparaíso, Chile*

email: esteban.gil@usm.cl, ignacio.aravenas@alumnos.usm.cl

Abstract

This paper studies the adequacy of the system (as measured by the *Loss of Load Probability*, LOLP) in terms of its total demand, and presents a LOLP-based method for estimating the capacity value of wind power generators grounded on reliability considerations. The application of the method to the Chilean Northern Interconnected System (SING) is discussed. LOLP versus demand curves for the SING are obtained by using repeated market simulations in a Monte Carlo scheme that accounts for both forced generator outages and the wind resource uncertainty. A comparison of the capacity value for two different types of wind farms is performed using the proposed method, and the results are compared with the method currently used in Chile. The LOLP-based method proposed in the paper captures the contribution of the intermittent generation resources to power system adequacy more accurately than the method currently employed in the SING.

Keywords: wind power, optimization, power system adequacy, capacity value, power system modeling

1. Introduction

Reliability in power systems is usually defined in terms of adequacy and security [1, 2]. While security refers to the system's capacity of reaction and recovery to endure short term contingencies, adequacy refers to the capacity of the system supply to meet its demand, taking into account unexpected outages of generators or transmission lines and possible constraints on the primary energy resource (problems on the fossil fuel chain of supply, dry

spells, lack of wind). The emphasis for this paper is on the adequacy aspect of power systems reliability, and for our purposes the terms adequacy and reliability will be used interchangeably.

In a power system, loss of load (LOL) events refer to situations in which the system's available generation and transmission capacity will not be able to supply all the demand. These events are generally limited to times with high demand or small capacity reserve margins and the occurrence of critical generators and/or transmission line outages. Different metrics for assessing system adequacy exist, based in evaluating either the probability and/or duration of loss of load events and/or the amount of unserved energy. Adequacy is usually estimated at the nodal, zonal or system level by one or more of the following metrics: *loss of load probability* (LOLP), *loss of load expectation* (LOLE), *loss of load hours* (LOLH), *loss of energy expectation* (LOEE), *unserved energy* (USE), and *expected unserved energy* (EUE) [1, 2]. The LOLP is a measure of how likely is a loss of load event to occur, and it is one of the most widely used measures for power system adequacy.

Besides the assessment of system adequacy by one of the metrics mentioned before, it is relevant to ask for the specific contribution of each generator to it, which is usually measured by its capacity value. Capacity value, sometimes referred to as the generators' firm power, firm capacity, or capacity credit, refers to the amount of generation which can be guaranteed to be available at a given time, and it is the most widely used metric for measuring the contribution of a particular generator to power system adequacy. Of course, this generic definition does not specify what is understood for a generator being available or at what times its firm capacity should be guaranteed.

The contribution to adequacy of intermittent generation such as wind and solar is an aspect on which there is a great deal of interest from regulators and generation companies. However, there is no standard or generally accepted method for defining or evaluating capacity value of intermittent generation and there exists great disparity of criteria to deal with this issue. Before evaluating a wind farm capacity value, careful consideration of both the characteristics of the system and of the wind farms is required. On the one hand, system characteristics such as existence of hydro generation, level of wind penetration, flexibility of the thermal generators, reserve requirements, and transmission limitations, among others, can either facilitate or make more difficult the integration of new wind farms. On the other hand, wind farm capacity factors, location and access to transmission, correlation

between wind and system demand can increase or decrease the reliability contribution of the wind farm.

Since even conventional generators will not be able to provide their maximum power at all times (as a result of either maintenance or forced outages), a capacity metric should be suitable for generators with diverse operating regimes, be them baseload, intermediate, peaking or intermittent generators. Hence, generators with a high forced outage rate (FOR) should be assigned a smaller capacity value than more reliable generators. This capacity metric should also take into account how much capacity a generator can make available at high risk periods [3, 4]. That is, when a generator is needed the most its contribution to system adequacy will be greater and should be given more weight. In consequence, the capacity value of a generator able to inject energy into the system during the periods of high system risk (usually the periods of high demand) should be higher than the capacity value of a generator unable to do so. Techniques for estimating capacity value for intermittent generators should be based in probabilistic analyses and should also consider the particular characteristics and operating regimes of each generator and how they contribute to improving system adequacy, especially during high risk periods.

This paper is structured as follows: section 2 compares system-simulation techniques versus approximation methods for determining the capacity value; section 3 discusses the relationship between system adequacy (as measured by the LOLP) and electric demand; section 4 discusses the method currently employed in Chile and then presents an alternative LOLP-based methodology for determining the capacity factor of generating units; section 5 describes the test system, presents simulation results showing the impact of wind generators in the LOLP versus demand curves, and compares both methods for determining the capacity factor. Finally, section 6 presents the main conclusions of this work.

2. System-simulation versus approximation methods for calculating the capacity value

In its simplest form, the capacity value of a generator can be considered equal to the power that it is capable of delivering when it is available, multiplied by its availability rate (considering planned and forced outages). However, this vision ignores the fact that a generator firm power goes beyond its effective capacity and needs to account for its contribution to the system

adequacy. That is, a unit with higher output during high risk periods should be assigned a higher capacity value than a unit with the same capacity factor but available more during periods of low system risk. Thus, correlation between LOLP (seen as a metric of system adequacy) and generation output should take a primordial role.

The Effective Load Carrying Capability (ELCC) approach consists on evaluating the additional amount of demand that the system is able to handle while preserving the same system adequacy, given the addition of the generator being studied. This general idea, introduced by Garver in 1966 [5], has been successfully applied for decades to conventional generators and it is certainly valuable when dealing with intermittent generators. Despite ample acceptance of these ideas, there are quite a lot of dissimilarities in terms of their implementation. For example, no clear rules exist regarding the type of benchmark generator to use when doing reliability equalization, or about the most appropriate system adequacy metric to use (LOLP, LOLE, LOLH, etc.) [6].

In general, methods for calculating the capacity value of generators can be categorized either as approximation techniques or as system-simulation approaches. Due to the modeling difficulties involved on the system-simulation approaches, a number of alternative approximation methods have been suggested, such as [7, 8]. International practices for the calculation of the capacity value of intermittent generation such as wind and solar can vary considerably [4, 9]. Because of their simplicity, most systems use some variation of the approximation methods based on some statistic (either average or quantile) for the generation capacity factors during peak demand periods.

When evaluating the contribution to adequacy (capacity value) of intermittent generators, system-simulation techniques based on a system model are more appropriate to properly estimate the system adequacy metric of choice. Also, considering that having unserved energy is a rare event, the process usually requires a large number of simulation samples as it tries to make estimations about the tail of the probability distribution of the balance between demand and supply, which is certainly more challenging than estimating values in the middle of the distribution.

In general, approximation techniques for estimating capacity value are based on historical load and generation (or wind speed/solar radiation data) and can be used to obtain a rough estimate of the capacity value of existing or potential generators. The simplest incarnation of these methods typically consists of averaging generation values over, for example, 100, 250, 500, or 750

periods of higher risk or demand. These methods are widely used in a number of countries because of their easy implementation, not requiring simulation over a large number of samples, and only requiring historical data for their use. However, they are incapable of considering important aspects of power system operation, such as transmission constraints and losses, time-coupling constraints, energy-constrained generation, energy storage, pumping hydro, and/or demand response. Thus, when these aspects are relevant, it is more appropriate to simulate the system operation repeatedly (for example, in a Monte Carlo scheme as the one described in section 5.3) to properly assess the system risk under different operating conditions.

Besides their inability of modeling complex power system operational aspects, approximation methods can be inadequate in certain power systems such as the SING as they are incapable to consider risk properly, as shown in Figure 1. This figure shows how the risk is distributed over time for the SING. For example, we can say that the top 5% of the periods concentrate only about 25% of the risk, and the top 10% of the periods concentrate only about 43% of the risk. Thus, averaging generation values over a limited number of periods would leave an important proportion of the risk without being addressed. In conclusion, approximation methods are better suited for systems where the risk concentrates in a small number of periods, which in light of Figure 1 is not the case for the SING.

3. LOLP as a function of demand

The LOLP varies with the operating conditions of the system. For example, a higher spinning reserve requirement will end up in a lower LOLP, as more units will be readily available to supply the load in case of an outage. The capacity reserve margin (available capacity minus the load) also affects the LOLP, and one should see it to increase as the load increases and the capacity reserve margin decreases [10]. To illustrate the dependency between load and LOLP, let us for a moment ignore the transmission and consider a system with a single node where all the generation and load are connected to the same bus, as in Figure 2a. Let suppose that the system is operated economically and that the reserves are assigned according to the $n - 1$ criterion (that is, the system should be able to sustain the outage of a single generator). Let us also consider that:

- The units are ordered according to their capacity, that is, $i < j$ implies $P_i \leq P_j$, where P_α corresponds to the max capacity of G_α .

- The failure probability or forced outage rate (FOR) of each unit ρ_α is constant, and independent of time and generator output.
- Larger units are in general cheaper than smaller ones.

Since the system is operated with cost minimization criteria, for each level of demand there will be a unique set of units committed and generator outputs (ignoring chronological constraints such as minimum up and down times). Based on the $n - 1$ criterion, the reserves are dimensioned to withstand without loss of load the output of the largest generating unit. Ignoring the probability of simultaneous outages, the LOLP up to a certain level of demand D_K will be zero. For the demand D_K all the units are committed, and the system reserve is equal to the power delivered by the largest unit. Thus, for $(D_K + \delta)$, G_K output is the only possibility of loss of load, hence $\text{LOLP}(D_K + \delta) = \rho_K$ (where $D_K + \delta \leq D_{K-1}$).

If the load grows, above D_{K-1} , not only the outage of the largest unit would cause loss of load, but also the outage of the second largest unit G_{K-1} . Thus, the $\text{LOLP}(D_{K-1} + \delta)$ in this case will correspond to the probability that either G_K or G_{K-1} fail. As the demand keeps growing, the system becomes more susceptible to having loss of load, as there is a larger number of units whose individual outage (or simultaneous outage) would cause loss of load. Thus, for load above D_1 , the output of any generating unit would cause loss of load. If D_m is the total installed capacity, for loads above D_m the LOLP would be equal to 1, as the system would not be able to satisfy all the demand.

Under the assumptions, the LOLP and the demand have a relationship as shown in Figure 2b. Despite the gross assumptions made in the previous discussion, the discussion sheds light about three main features of the LOLP versus demand function:

- LOLP tends to grow exponentially with the demand, and then converges to 1.
- There is a critical demand D_K under which the LOLP is almost negligible (it corresponds to the probability of simultaneous failure of 2 or more generators).
- The LOLP can be built as a piecewise-linear function in terms of the set of units that individually cause loss of load. The different tranches correspond to different failure modes.

A more accurate representation of the LOLP versus demand curve can be obtained by convolving the outage probability distributions of the different generating units, as this approach would also account for multiple outages.

Nevertheless, the approach behind Figure 2b is still useful to conceptually justify the LOLP-based approach to evaluate the capacity value of generating units that will be presented in the following section.

If we also consider transmission constraints, losses and outages, and chronological constraints of generating units such as minimum up and down times or loading ramps (which appear as generating units try to follow demand changes), a purely mathematical approach to calculating the LOLP becomes impossible and system-simulation approaches become necessary. If we consider all those additional factors that constrain the system, for real systems we should expect the LOLP versus demand curve to go up so that the critical demand D_s and the maximum demand D_m in Figure 2b decrease.

4. Evaluating the capacity value in the Chilean system

4.1. Capacity value in Chile

In Chile, the electricity sector regulation stipulates a separate payment for energy and for capacity, thus separating the generator's contribution in terms of the energy injected into the system from their contribution in terms of the capacity that the plant can make available at peak hours, that is, their firm capacity contribution. So, while the energy payment is directly connected to the energy the plant injects into the system and is intended to cover its variable costs (fuel and variable operation and maintenance costs), the capacity payment is related to the firm power contributed and is intended to cover the plant fixed costs (investment and fixed operation and maintenance costs). The number of wind projects developed in Chile will ultimately depend upon how competitive they are with respect to conventional technologies, and uncertainty about their capacity value adds to the risk of investment on renewable energy projects. From a regulatory and operational perspective, the capacity value is also important to define adequate reserve capacity requirements, especially under the presence of high wind penetration.

The Chilean law, according to the supreme decree 327 (Procedures of the General Law of Electric Services, DFL 1), understands for firm capacity of a generator 'the maximum power that a generator can inject to and transport on the transmission system during the peak hours of the system, considering its probable unavailability'. The definition of firm capacity (capacity value) given in the Chilean Law can certainly suit well conventional generators who got a relatively constant unavailability rate, and their capacity value can

even be calculated as their maximum capacity multiplied by one minus their unavailability rate. However, in the case of intermittent generation their availability will depend on the availability (especially during the system’s high-risk periods) of the primary energy source, be it wind, solar radiation or other. Naturally, intermittent generators contribution to adequacy can be quite different depending on the correlation between the system’s risk (usually also correlated with the system’s demand) and the availability of the primary energy resource. In the case of wind farms, another aspect worth considering is that since they only seldom generate at maximum capacity, the transmission lines where they connect to the system may not be designed for injection at full capacity of the plant under all possible transmission power flows, so their contribution during peak times may be limited by transmission constraints.

In the previous definition for firm power the contribution to system adequacy is implicit in its reference to peak hours. Although the regulation includes in the calculation of firm power not only the contribution to power system adequacy but also some aspects more closely related to power system security [11], it is currently being revised to isolate the adequacy contributions into the capacity value (*potencia de suficiencia*) and leave the security aspects confined to the ancillary services market. Henceforth we will talk about capacity value to refer to the firm power ignoring any system security aspects that may appear on the Chilean regulation.

4.2. Current method

The methodology currently in place for firm power (omitting the security aspects) is based on the LOLP (understood as a metric for power system adequacy) and considers that every component of the system makes a contribution to its reliability depending both on its capacity and availability. Based on ELCC principles, such contribution can be valued in terms of a comparison with and without the component. For example, in the simple example described in section 3 the addition of an additional unit to the system would imply that the point D_K moves to the right and that the distance between D_K and D_m increases. With this, for each level of demand D the system LOLP with the additional unit the LOLP would be smaller or equal than in the original system, that is, in general terms the LOLP decreases and the system adequacy improves. Considering this criterion, the current methodology can be summarized in 3 steps, given by the relationships (1), (2) and (3):

1. The initial power P_i^{ini} is calculated, consisting basically in the net power for the worst possible availability of the primary energy resource.
2. The initial power is weighted by the unit availability α_i and by the relative decrease of the LOLP, evaluated for the maximum demand of the period (LOLP $_i$ corresponds to the system's LOLP without unit i). In this way the preliminary capacity value (PCV_i) is obtained.
3. Finally, the capacity value of each unit CV_i is obtained by scaling up the preliminary capacity value in such a way that the sum of the capacity value of every unit in the system is equal to the maximum demand of the period.

$$P_i^{\text{ini}} \leq P_i^{\text{max}} - P_i^{\text{aux}} \quad (1)$$

$$PCV_i = \frac{1 - \text{LOLP}_i \Big|_{D=D_{\text{max}} - P_i^{\text{ini}}}}{1 - \text{LOLP} \Big|_{D=D_{\text{max}}}} \cdot \alpha_i P_i^{\text{ini}} \quad (2)$$

$$CV_i = PCV_i \cdot \frac{D_{\text{max}}}{\sum_{j=1}^K PCV_j} \quad (3)$$

This methodology has a number of issues and penalizes hard the intermittent generation units, because their availability is arbitrarily considered to be low. Thus, by receiving almost no capacity payments for their firm power (representing about 20% of the conventional generators' income), the entry of new wind and solar capacity in the systems is discouraged.

4.3. Proposed method

An alternative procedure, formulated based on the theoretical framework presented in Section 2, consists in considering the capacity made available by the unit in relation to the total system demand only during the periods when it is required to operate. Therefore, the data of interest will be a set of pairs $(D^t, P_{\text{av } i}^t) \forall t \in \{1, 2, \dots, N\}$, where N corresponds to the number of time blocks. Next, the capacity made available by the unit (if dispatched) is evaluated for different tranches of the total demand curve, procedure from which representative values of the unit available capacity P_i^l for each representative value of the demand D^l , $l \in \{1, 2, \dots, L \ll N\}$ are obtained. These L pairs correspond to the effective capacity of each unit for each level of demand.

To obtain a value for the capacity value, it is proposed to calculate the weighted average of these values of available capacity P_i^l , where the weights

χ_i^l are related to the contribution that each P_i^l makes to the adequacy of the system (see equation (4)). A way of calculating these weights is considering them proportional to the difference between LOLP and LOLP_i , based on equations (5) and (6), so that those tranches of P_i^l that increase reliability the most are more important in the sum.

$$PCV_i = \sum_{l=1}^L \chi_i^l P_i^l \quad (4)$$

$$\Delta\text{LOLP}_i^l = \text{LOLP}_i|_{D=D^l} - \text{LOLP}|_{D=D^l} \quad (5)$$

$$\chi_i^l = \frac{\Delta\text{LOLP}_i^l}{\sum_{j=1}^L \Delta\text{LOLP}_i^j} \quad (6)$$

The steps of the procedure are schematically presented in Figure 3. In order to obtain a measure comparable to the current procedure, the capacity values obtained by the proposed procedure must be scaled up or down so that the capacity values for each generator sum up to the maximum demand, as indicated in (3).

4.4. Impact of the proposed method

It is convenient to discuss the impact of the proposed method on different types of units. For conventional baseload units, most of their capacity is available (and required) most of the time (discounting planned or forced outage periods), so its preliminary capacity value will be relatively independent of the weights χ_i^l and will be approximately equal to $\alpha_i P_i^{\max}$. Peaking units are only required to operate during periods of high demand, and since their maintenance usually occur during periods when they are not required to operate, their availability is only hindered by forced outages. Consequently, as their weights χ_i^l are zero for low demand values and then increase with the demand, the preliminary capacity value of a peaking plant will be approximately P_i^{\max} .

In the case of non-dispatchable units such as wind and solar, leaving aside maintenance and forced outages, their capacity value will depend strongly of the correlation between demand and the availability of the primary energy resource, as the weights χ_i^l increase with the total demand. On the one hand, if a positive correlation between available generation and the demand exists, the higher values of net capacity will weight more. On the other hand, if the

correlation is negative the lower values of available generation will weight more and the capacity value will decrease. In general, for the calculation of the capacity value this procedure awards the effective availability of the unit in the intervals of higher demand for the period under evaluation.

For the simulation stage it is desirable to use a high-demand profile (such as a 10% probability of exceedance load profile) instead of an average demand scenario in order to obtain a more complete representation of the LOLP versus demand curve. This would improve the estimation of the capacity value for generating units that may not be dispatched that much under an average demand scenario, but that might be contributing to system adequacy in extreme cases.

5. Results

5.1. Test system

The methodology described in the previous section was tested on a market model of the Chilean Northern Interconnected System (SING). The SING is an almost entirely thermal system with about 3.7 GW installed generation capacity serving about 90% industrial (mining) loads and only about 10% residential load. Electric energy supply comes mainly from coal-fired units with relatively inflexible operating regimes (69.2% of total generation in 2011), some newer combined-cycle and open-cycle gas-fired units (25.8%), some fuel-oil and diesel peaking plants (3.9%), and a small amount of hydro generation (0.5%) [12]. Despite the system having relatively large capacity reserve margins, due to an inflexible generator mix coupled with a number of transmission constraints loss of load events are not uncommon.

The market simulations were conducted using PLEXOS. PLEXOS is a Mixed Integer Linear Programming (MILP) based electricity market simulation and optimization software. PLEXOS co-optimizes thermal, hydro, and ancillary services and is able to perform Monte Carlo simulations [13]. Once PLEXOS formulates the mathematical program, it is solved using Xpress [14]. The CDEC-SING, the SING independent system operator (ISO), provides on their website PLEXOS databases of their system for purposes of their generation programming containing detailed production and network data. These databases were adapted for the purposes of this work. The outputs of the simulations were benchmarked against actual system outputs to check for correctness and consistency.

5.2. Demand and wind power generation

The SING market was simulated for the year 2015 based on National Commission of Energy (*Comisión Nacional de Energía*, CNE) projections [15] and considers two wind farms in different locations, each one of 200MW. Wind data was obtained from two onshore wind speed monitoring stations (*Escondida* and *Estanque de Agua*) installed by the Chilean Department of Energy (*Ministerio de Energía* [16]). The first station (Wind Coast) is in the lowlands near Antofagasta, while the second one (Wind Interior) is located uplands near Calama. The datasets contain wind speed measurements taken at a height of 20 and 80 meters every 10 minutes since 2009. Wind speed data was then converted into wind power generation using generic farm efficiency curves.

Both electric demand and wind have a daily seasonal pattern. Figure 4 presents boxplots showing the 25, 50, and 75 percentiles for each variable. The correlation between wind generation and demand will be determined by the lag between their peaks and/or valleys. It is clear that high correlation implies a better chance for the wind generation to meet the demand. While Wind Interior's generation has a higher capacity factor than Wind Coast (53% versus 42%), Wind Coast's correlation with the demand is higher.

In order to run the Monte Carlo scheme, using a SARIMA model described in [17] we created a set of synthetic wind generation series that preserved the autocorrelation and shape of the historical data.

5.3. LOLP versus demand for the system

As pointed out at the end of section 3, simulation is required for estimating the LOLP curve in real systems. The Monte Carlo simulation scheme used in this paper can be summarized as follows: Using a forecast of demand and wind power for the following day, a detailed hourly unit commitment is obtained for each day. Then, the unit commitment decisions are fixed and a Monte Carlo simulation is applied to the economic load dispatch in order to check whether any loss of load events occur. The Monte Carlo sampling is done to randomly determine forced outage patterns for each conventional generator and transmission line, and to randomly select a wind power simulated pattern that preserves the correlation between load and wind power generation.

In order to obtain a smoother LOLP versus demand curve an aggregation is carried out to get 20 blocks of demand of approximately 40MW each. The LOLP of each block is then calculated by counting all the loss of load events

in that block. Thus, instead of having a curve with 8760 points, there are only about 20 points that describe the curve. The process is illustrated in Figure 5 for the case with no wind farms.

Considering that having unserved energy is a rare event, the process usually requires a large number of simulation samples as it tries to make estimations about the tail of the probability distribution of the balance between demand and supply. First, the 100 Monte Carlo samples are used to estimate the number of LOL instances (in 100 trials) for each of the 8760 hours in a year (giving us 876,000 data points). As the top of Figure 5 shows, the LOLP grows approximately exponentially with the demand, although there are some hours with lower total system demand and higher LOLP. This is because we use different load profiles for each bus, so some distributions of the total load among the buses may carry more risk than others due to transmission constraints. As discussed in section 2, the impact of transmission constraints is an aspect that approximation techniques or convolution-based analytical techniques can not capture properly, and to include them we need to use system-simulation techniques. As we are running a full unit commitment algorithm for each day and for each iteration, our Monte Carlo simulation technique is also capable of capturing some other effects that are important in the SING, such as time-coupling constraints of some thermal units (min up time, min down time, and loading ramps).

Figure 5 also shows how the demand and the LOL instances (over 100 runs) are distributed in each of the 20 demand blocks. In many power systems the LOL instances concentrate mainly in the top periods with most demand (that is, they have a steeper LOLP versus demand curve) and the use of approximation techniques for calculating capacity values (such as average generation over the top N periods) can be justified. But as discussed in section 2 in light of Figure 1 (obtained from the same set of results), that type of approximation is not suitable for the SING.

The resulting LOLP versus demand curve is finally obtained by dividing the number of LOL instances by the number of hours on each block, and by the number of simulation samples. The resulting curve is plotted on logarithmic scale at the bottom of Figure 5, where we can confirm the exponential growth theorized in section 3. If we included periods with higher demand in the simulation, we should see the curve converging to 1.

Table 1: PCV & CV using actual Chilean method and LOLP-based method.

Generator	P_{\max} [MW]	Actual Method		Proposed Method	
		PCV	CV	PCV	CV
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
U14	136	130	103	115	93
U11	38	28	22	26	21
Wind Coast	200	0	0	113	92
Wind Interior	200	33	26	77	63

5.4. LOLP versus demand for different wind penetration scenarios

The resulting LOLP versus demand curves for different levels of wind penetration are presented in Figure 6. Figure 6 shows how wind generation actually improves system adequacy by reducing the LOLP, although the improvement varies with the demand level depending on the wind pattern. While Wind Interior simply shifts the LOLP curve to the right (from the No wind case), Wind Coast distorts the curve making the system more reliable at high demands but does not improve it much at lower demands because most of its generation concentrates at high-demand hours, as shown in Figure 4.

5.5. Capacity value

Both the actual Chilean method and the proposed LOLP-based method require the $LOLP_i$ curves for each generator. Figure 6 shows the $LOLP$ curve (Base case), the $LOLP_{\text{Wind Coast}}$ (Wind Int. only case) and the $LOLP_{\text{Wind Interior}}$ (Wind Coast only case).

The $LOLP_i$ curve for thermal generators of the SING is also calculated using Monte Carlo. Figure 7 illustrates the process for two representative thermal generators: U14 (coal-fired, baseload unit) and U11 (diesel-fired, peaking unit). For the rest of the generators the LOLP curves were estimated by shifting the system LOLP curve to the left, procedure suitable for conventional generators, as Figure 7 shows.

When the described procedures are applied to the simulation results, we obtain the values in Table 1. For the actual method, the initial power P_i^{ini} for the undispatchable generators is chosen as the power that the units are able to deliver the 70% of the time.

The results in Table 1 show the results for both methods. In particular, it is remarkable the increment in the capacity value for wind generators. Table 1 show that while capacity value of the thermal units do not vary much

between the two methodologies, the capacity value of the wind generators increases considerably. Since Wind Coast has a higher correlation with the demand, it has a higher capacity value than the Interior generator, despite the second one having higher capacity factor (it generates 12% more energy per year). This illustrates the importance of distinguishing between high and low risk periods for the calculation of the capacity value.

6. Conclusions

The LOLP as a function of system demand corresponds to a family of curves depending on the demand distribution among the different buses. In practice, to account for the transmission system constraints, losses, and line FOR the LOLP versus demand curve needs to be obtained by simulation. In this case we obtained the LOLP versus demand curves for the Chilean SING using repeated market simulations in a Monte Carlo scheme.

The measure of the adequacy contribution of a specific unit (its capacity value) can vary strongly depending on the method used for calculating it, and will privilege some generators over others. Therefore, choosing a methodology that is both rooted on solid theoretical foundations and that takes into account the system characteristics is vital to allow a reliable system operation and to provide the right incentives for entry of new capacity in the medium and long term. The LOLP-based methodology proposed in this paper is basically a weighted average of the power made available by that generator and represents the contribution that the unit makes to system adequacy, and proved capable of capturing the contribution of wind farms to power system adequacy discriminating the periods of higher risk. Because of the direct relationship between demand and system risk we have assumed, a positive correlation between available generation capacity and system load is awarded while a negative correlation is penalized.

7. Acknowledgments

The authors acknowledge the support of the Chilean National Commission for Scientific and Technological Research (CONICYT) under grant Fondecyt 11110502.

8. References

- [1] NERC Board of Trustees, Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards, Technical Report, North American Electric Reliability Corporation, 2012.
- [2] R. Billinton, R. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, Plenum Press, New York, NY, USA, 2nd. edition, 1996. ISBN: 978-0-306-45259-8.
- [3] M. Milligan, P. Donohoo, D. Lew, E. Ela, B. Kirby, H. Holttinen, E. Lannoye, D. Flynn, M. O'Malley, N. Miller, Operating reserves and wind power integration: An international comparison, in: 9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks of Offshore Wind Farms, pp. 18–19.
- [4] M. Milligan, K. Porter, The capacity value of wind in the united states: Methods and implementation, *The Electricity Journal* 19 (2006) 91–99.
- [5] L. Garver, Effective load carrying capability of generating units, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-85* (1966) 910–919.
- [6] P. Aguirre, C. Dent, G. Harrison, J. Bialek, Realistic calculation of wind generation capacity credits, in: 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium on Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, pp. 1–8.
- [7] K. Dragoon, V. Dvortsov, Z-method for power system resource adequacy applications, *IEEE Transactions on Power Systems* 21 (2006) 982–988.
- [8] C. D'Annunzio, S. Santoso, Analysis of a wind farm's capacity value using a non-iterative method, in: 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1–8.
- [9] B. Hasche, A. Keane, M. O'Malley, Capacity value of wind power, calculation, and data requirements: the irish power system case, *IEEE Transactions on Power Systems* 26 (2011) 420–430.

- [10] E. Gil, I. Aravena, Use of LOLP-versus-demand curves to evaluate the contribution of intermittent generation sources to power system adequacy, in: To be presented at 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, Canada, pp. .
- [11] Manual de Procedimiento N°23: Cálculo de Potencia Firme y determinación del Balance entre Generadores, Dirección de Operación CDEC-SING, 2009.
- [12] CDEC-SING, 2011 Annual Report: Statistics and Operation, Technical Report, CDEC-SING, Santiago, Chile, 2012.
- [13] Energy Exemplar, PLEXOS for Power Systems–Power Market Simulation and Analysis Software [computer software], 2013. URL <http://www.energyexemplar.com/>.
- [14] B. Daniel, Xpress-Optimizer Reference Manual, Fair Isaac Corporation, Leamington Spa, Warwickshire, UK, 2009.
- [15] Comisión Nacional de Energía, Fijación de Precios de Nudo Abril de 2012, Sistema Interconectado Norte Grande (SING): Informe Técnico Definitivo, Technical Report, CNE, Santiago, Chile, 2012.
- [16] Ministerio de Energía, Campaña de Prospección Eólica en el Norte de Chile, Technical Report, Santiago, Chile, 2010.
- [17] E. Gil, Evaluating the impact of wind power uncertainty in power system adequacy, in: Proceedings of IEEE 12th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2012), Istanbul, Turkey, pp. 664–669.

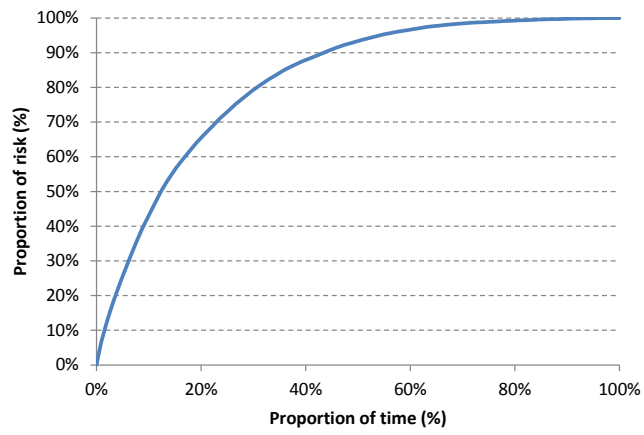


Figure 1: Proportion of risk versus proportion of time.

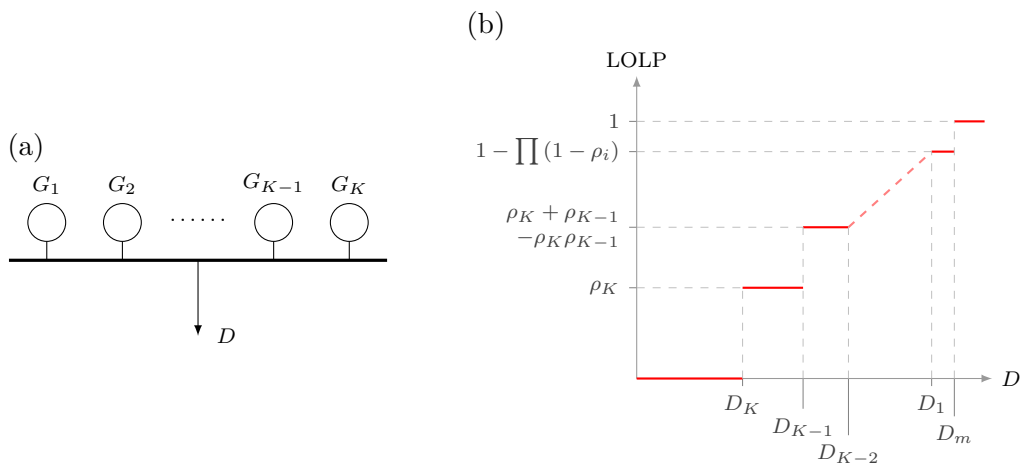


Figure 2: LOLP versus load for uninodal system.

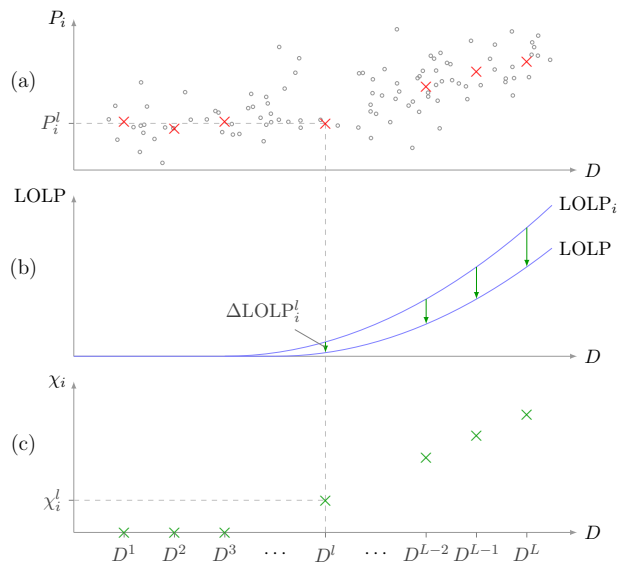


Figure 3: Representative generation for different demand tranches, contribution to LOLP reduction, and weights for calculating PCV_i

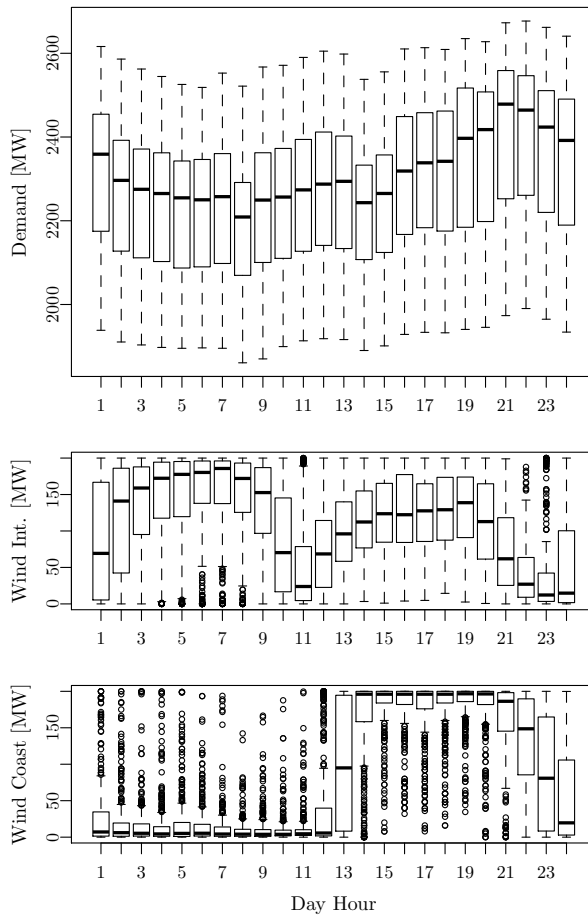


Figure 4: Boxplots of demand and wind generation by day-hour along the year.

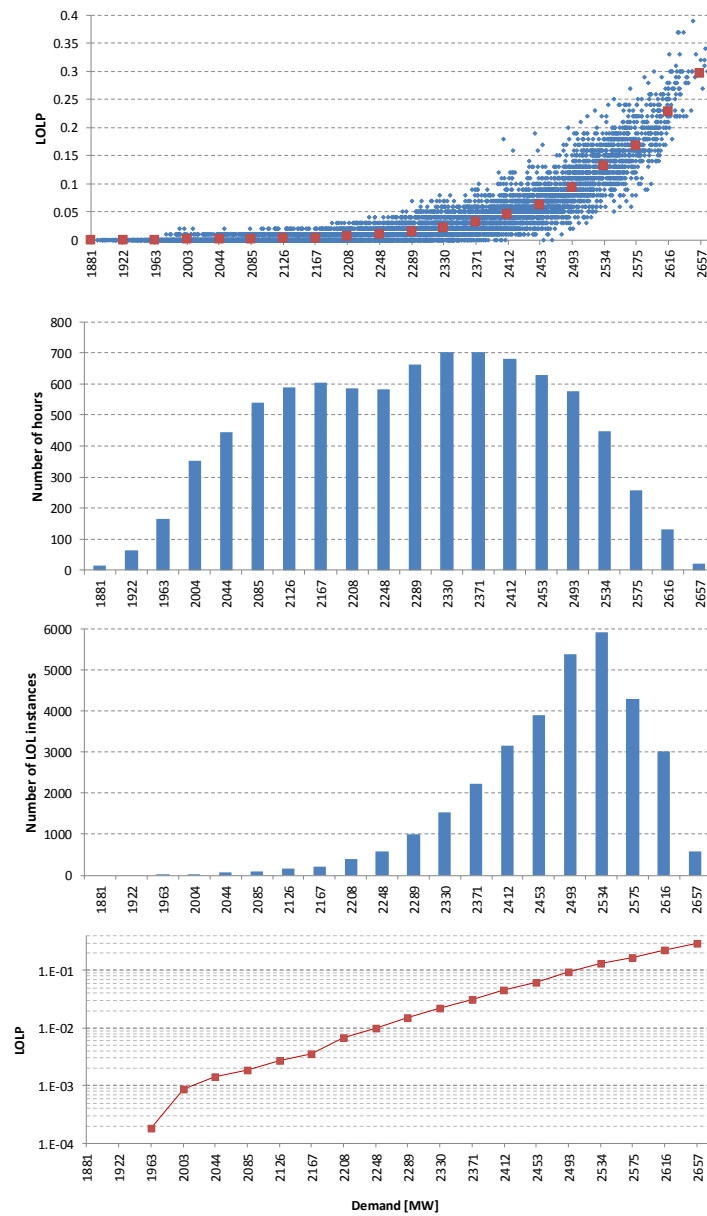


Figure 5: Construction of LOLP versus demand curve for the *No Wind* case.

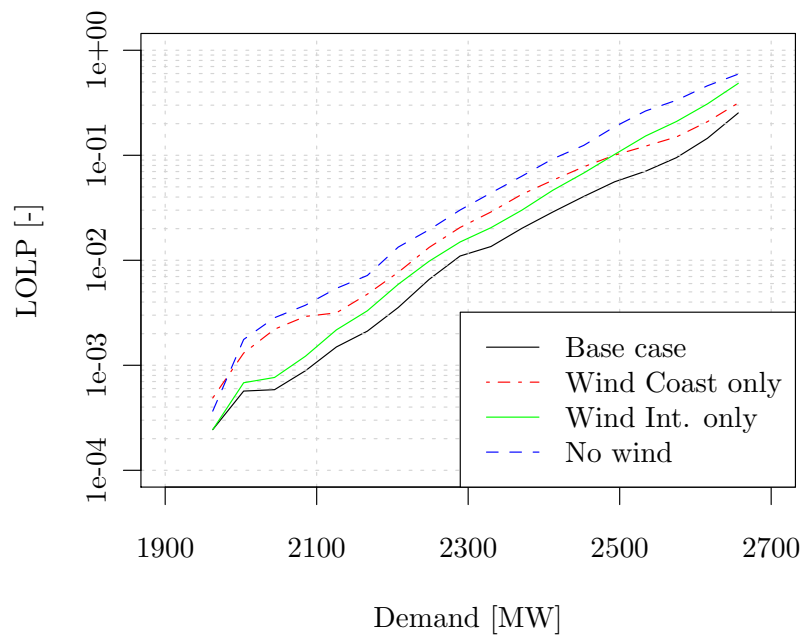


Figure 6: LOLP versus demand curves. The base case includes both wind farms.

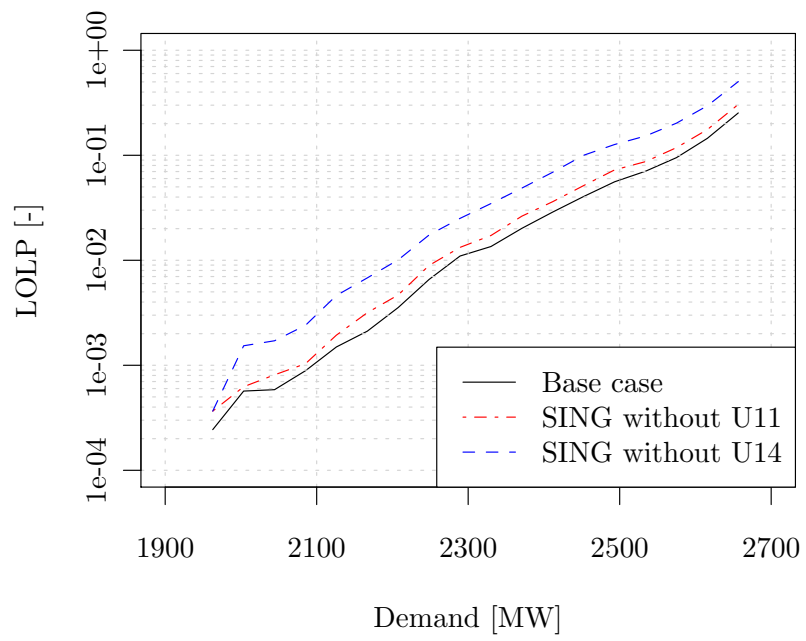


Figure 7: LOLP versus demand curves for thermal plants.

Evaluating the contribution of intermittent generation to power system adequacy at different demand levels

Esteban Gil
and Ignacio Aravena
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad Técnica Federico Santa María
Valparaíso, Chile

Abstract—This paper discusses the contribution of intermittent generation sources to power system adequacy for the Chilean Northern Interconnected System (SING) at different demand levels. Curves showing the system risk for different levels of demand are obtained using a Monte Carlo simulation approach that performs unit commitment and economic load dispatch, considering randomly generated outages and randomly selected synthetic wind and solar generation profiles created using a semi-parametric model. The simulation results are then used to estimate the probability of having energy not served for different demand levels. These curves can then be used to gain a better understanding of the contribution to adequacy of intermittent generators such as wind and solar (CPV and CSP), and the impact that thermal storage in CSP plants can make to improve their capacity value.

Index Terms—Intermittent generation, power system adequacy, capacity value, wind power generation, solar power generation.

I. INTRODUCTION

As penetration of non-conventional renewable energy (NCRE) grows, also grows the concern about the ability of the system to deliver a continuous supply of electricity despite the intermittency of the wind and solar resources. Thus, asking for the impact that intermittent generation resources such as wind and solar will have in power system reliability becomes relevant. The North American Electric Reliability Corporation (NERC) breaks down power system reliability in terms of both security and adequacy [1]. While security refers to the ability of the bulk power system to withstand and recover from sudden, unexpected disturbances, adequacy refers to having sufficient resources to supply the demand, taking into account unexpected outages of generators or transmission lines and possible constraints on the primary energy resource (problems on the fossil fuel chain of supply, dry spells, lack of wind). System adequacy is achieved by maintaining reserve capacity (especially during peak hours) to cover possible fluctuations in generation and demand and the risk of unexpected transmission or generation outages.

This work was supported in part by the Chilean National Commission for Scientific and Technological Research (CONICYT) under grant Fondecyt 11110502.

Generators with different operational characteristics will contribute differently to power system adequacy, contribution usually measured by their capacity value. Although the theory to determine the capacity value of conventional generation is well developed and the *Effective Load Carrying Capability* (ELCC) approach [2] has been in use for decades, during the last decade there has been a great deal of interest in determining the capacity value of intermittent generators [3]–[8], as the energy resource (wind speed or solar irradiation) is not always available and the conventional methods can not be applied without special considerations. The capacity value of intermittent generation sources depends on the correlation between the system risk and generation output. For example, a generating unit with higher output during high risk periods should be assigned a higher capacity value than a unit with the same capacity factor but available more during periods of low system risk.

This paper presents the results of a study to determine the contribution of wind and solar generators to power system adequacy in the Chilean Northern Interconnected System (*Sistema Interconectado del Norte Grande*, SING). Although the wind and solar energy potential in the SING remains mostly unexploited, its location in the Atacama desert (the driest desert in the world, with nearly non-existent cloud cover) suggests that there is an enormous but yet untapped potential for incorporating solar power into the generation mix. In order to gain an understanding of the specific contribution of intermittent generators to power system adequacy (usually measured by the capacity value), we explore the system risk for different levels of demand with and without some specific wind and solar generation projects.

This paper is structured as follows: Section II discusses how the system risk increases with the demand and presents the methodology used for evaluating the system risk in the SING. Section III describes the SING and the process of obtaining synthetic wind and solar data to use in the Monte Carlo scheme. Section IV presents the simulation results, and discusses the adequacy contribution of wind and solar generation. This section also discusses how heat storage may

increase the adequacy contribution of CSP plants by displacing their generation to the peak hours. Finally, Section V presents the conclusions of the study.

II. SYSTEM ADEQUACY AT DIFFERENT DEMAND LEVELS

The Loss of Load Probability (LOLP) is one of the most widely used metrics for power system adequacy. The LOLP is used in the resource adequacy arena by calculating the probability that system demand will exceed available generator capacity. Thus, in a system with no transmission constraints and with no time-coupling constraints (min up- and downtimes, storage, generation ramps, among others) and independent failure modes, the LOLP can be calculated by doing convolution of the discrete probability distributions of the available capacity C_i of individual generators, as equations (1)-(3) show.

$$C_i = \begin{cases} 0 & p = \text{FOR}_i \\ C_i^{\max} & p = 1 - \text{FOR}_i \end{cases} \quad (1)$$

$$C_{\text{sys}} = \sum_{i \in I} C_i \sim (C_1 * C_2 \dots C_i \dots C_{N-1} * C_N) \quad (2)$$

$$\text{LOLP} = \mathbb{P}[D_{\text{sys}} > C_{\text{sys}}] \quad (3)$$

As the demand grows and the capacity reserve margin of a system tightens, the system risk increases as there will be fewer generating units available to balance demand and supply, and there will be more generating units that can suffer a forced outage and cause a loss-of-load event in the system. LOLP increases exponentially with the demand, and then converges to one as the demand exceeds the installed capacity of the system [9]. However, traditionally LOLP calculations do not consider aspects such as transmission constraints and losses, time-coupling constraints, energy-constrained generation, energy storage, pumping hydro, and/or demand response. Thus, when interested in evaluating the system risk considering operational issues, simulation techniques such as Monte Carlo methods are required [10], [11].

In this paper we use a stochastic production cost model with detailed DC power flow and unit commitment to measure the system risk, by calculating the probability that there would be energy not served happening anywhere in the system. In order to avoid confusion with the traditional definition of LOLP, we will be calling our metric Probability of Energy not Served (PENS). Although PENS is somehow similar to LOLP, LOLP calculations normally only consider generation capacity instead of generator energy output and usually do not include operational, energy, or transmission constraints.

Fig. 1 shows PENS and demand data pairs for the system obtained using the Monte Carlo simulation described in Section III. We can observe that despite the noise introduced by modeling detailed transmission and unit commitment the curve still shows an approximately exponential growth pattern. In order to obtain a less noisy curve we aggregate the energy not served instances for certain blocks of demand. This aggregation has the added advantage that it provides a greater number

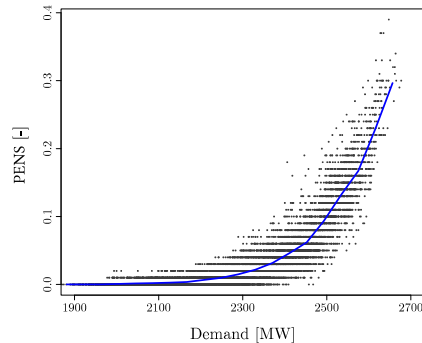


Fig. 1. Aggregation for the *No NCRE* case

of samples for each demand level and decreases uncertainty on the estimate.

III. METHODOLOGY

The objective of the modeling is to evaluate how intermittent generators such as wind and solar contribute to power system adequacy. In order to evaluate the system risk (as measured by the PENS) under different operating conditions (load, resource availability, and forced outages), a Monte Carlo based approach was implemented, based on a previous model presented in [12]. The algorithm runs market simulations for a whole year considering different stochastic samples, performing unit commitment and economic load dispatch for each sample. These random samples consist of: (1) randomly generated outage patterns for the different generators, obtained from their respective forced outage rates (FOR) and mean times to repair (MTTR), and (2) randomly generated selected wind and solar generation patterns, obtained as described in Section IV.

The market simulations were conducted using PLEXOS. PLEXOS is a production cost model capable of optimizing unit commitment and economic load dispatch. PLEXOS optimizes thermal, hydro, and ancillary services using Mixed Integer Linear Programming (MILP) and is able to perform Monte Carlo simulations [13]. Once PLEXOS formulates the mathematical program, it is solved using Xpress [14].

The simulation scheme solves a detailed hourly unit commitment using a forecast of demand and wind and solar power for the following day, and then fixes the unit commitment decisions for slow thermal generators. Then, Monte Carlo simulation is applied to the economic load dispatch. The Monte Carlo sampling is done to randomly determine forced outage patterns for each conventional generator and transmission line and to randomly select wind and solar power simulated patterns such that correlation between load and the intermittent generation is preserved. From the simulation results, the Energy-Not-Served (ENS) instances are counted for each demand level and the probability that there would be energy not served (PENS) is calculated. This method was applied to the SING to obtain a family of PENS-versus-demand curves that can be used to evaluate the contribution

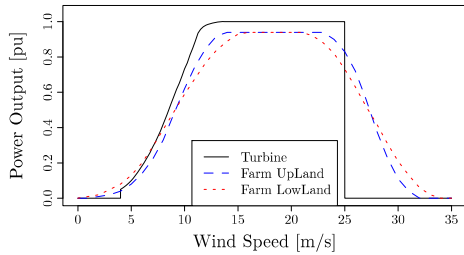


Fig. 2. Wind speed versus power curves for 2Mw wind turbines in wind farms

of wind, concentrated photovoltaic (CPV), and concentrated solar power (CSP) generators to power system adequacy, as results in section V will show.

IV. TEST SYSTEM

A. SING characteristics

The SING is a system supplying mainly industrial load (about 90%) with 3.7 GW installed generation capacity in 2012. Electric energy supply comes mainly from coal-fired units (69.2% of total generation in 2011), some newer combined-cycle and open-cycle gas-fired units (25.8%), some fuel-oil and diesel peaking plants (3.9%), and a small amount of hydro generation (0.5%). The CDEC-SING, the SING independent system operator (ISO), provides on their website PLEXOS databases of their system containing detailed production and network data. These databases were adapted for the purposes of this work and the outputs of the simulations were benchmarked against actual system outputs to check for correctness and consistency. The SING market was simulated for the year 2015 based on National Energy Commission projections. In order to obtain a better estimation of the top of the PENS-versus-demand curve, we used a high demand scenario.

B. Wind and solar data

Two locations for wind farms and three locations for solar generators were considered in the study. Wind data was obtained from wind monitoring stations installed by the Chilean Department of Energy [15]. The first station (*Escondida*) is located in the lowlands close to the shore near *Antofagasta*, while the second one (*Estanque de Agua*) is located uplands near *Calama*. The datasets contain wind speed measurements taken at a height of 20 and 80 meters every 10 minutes from 2009 to 2011. Solar data was obtained from monitoring stations in *San Pedro de Atacama*, *Pozo Almonte*, and *Crucero*.

C. Creation of synthetic wind generation data

As the speed in different turbines in a wind farm is never the same, we used wind farm curves from [16], [17] to make the transformation from wind speed to power. Curves for lowland and upland wind farms are illustrated in fig. 2.

In the generation profiles two types of seasonal components were observed: one with a 24-hour period related to

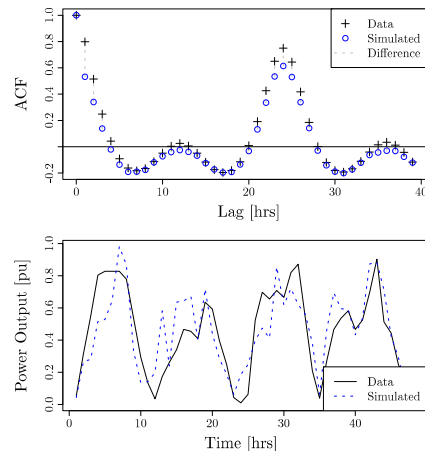


Fig. 3. Autocorrelation and 48-hour sample for original and synthetic data

temperature changes between day and night, and another one caused by seasonal changes. In order to run the Monte Carlo scheme we needed to create synthetic wind generation series. To preserve the observed seasonal components in a parametric model, too many parameters would have been needed, so we opted instead for a semi-parametric model that considered a non-parametric model of the seasonal components and a parametric model of the errors.

The model for extracting the seasonal patterns is based on the LOESS method, used as a low-pass filter. The yearly and daily seasonal components were extracted using a 30-day and a 1-day window for the low-pass filter, respectively, minus an error whose distribution can be approximated by a normal distribution. Then, new random errors are calculated from truncated normal distributions. They are truncated before generating the random errors, securing in this way that the synthetic series remains in the interval $(0, P_{\max})$. This approach is different to calculating the errors (or simulating the series) and then truncating the values, in which case we would be assigning a probability value to the limits and having a mixed discrete-continuous distribution for the innovations.

The results for the synthetic wind data presented in Figure 3 show that in general the autocorrelation of the original series is preserved. Similarly, the synthetic data preserve the seasonal patterns of the original series and are different of the original data, as the chart comparing 48 hours of the original and synthetic data series show.

The described methodology was contrasted against regressions using SARIMA models (simulated with errors from the truncated normal distributions mentioned above), and we obtained similar results in terms of the representation of the original profile, variation among synthetic data, and variation against the original data. However, the SARIMA results were worst in terms of capturing the autocorrelation of the process. Also, simulation of the SARIMA process with truncated errors

was considerably slower than the LOESS-based model.

D. Creation of synthetic solar generation data

The procedure for generating synthetic solar generation data was simpler than in the wind case, as solar irradiation in the Atacama desert shows little variation from day to day (see boxplot in fig. 7), with most of the variability concentrating in the first and last hours of sun of each day (as the seasons change). Furthermore, solar irradiation shows little variation from one location to the other. Thus, to generate the synthetic solar generation datasets for each day we just used the solar irradiation data for a few days before and after each date.

V. SIMULATION RESULTS

A. Contribution to adequacy of wind farms

Using the Monte Carlo method described in Section III and the wind generation profiles obtained as described in Section IV-C, we simulated the system considering the following cases:

- Wind Interior: 400 MW wind farm using the *Wind Interior* synthetic profiles
- Wind Coast: 400 MW wind farm using the *Wind Coast* synthetic profiles
- Wind Coast-Interior: 2x200 MW wind farms, one using the *Wind Interior* profiles and the other using the *Wind Coast* profiles

Fig. 4 compares a boxplot of both wind farms' wind generation profiles (the box indicates the 25, 50 and 75 percentiles) against the percentage of ENS instances at different times of the day. The percentage of ENS instances for each hour is calculated with respect to the total ENS instances for the *No NCRE* case. We can suspect that despite *Wind Interior* having a higher capacity factor than *Wind Coast* (49% versus 38%), *Wind Coast* makes a greater contribution to improving system adequacy during the periods of high risk. This is confirmed by Fig. 5, showing system risk curves with and without the wind farms. As most of the risk concentrates in the periods of higher load, it is reasonable to think that *Wind Coast* should have a higher capacity value than *Wind Interior*, despite contributing less total energy to the system.

For the 3 cases studied, the system risk is reduced once the wind farms are added. This was to be expected, as we are adding more supply to the system and therefore improving its adequacy. But we can also observe that the adequacy contribution of the wind farms varies for different levels of demand/risk.

B. Contribution to adequacy of CPV

We obtained curves for 400 MW CPV generators in three different locations, but could not observe any meaningful differences between them. Fig. 7 compares a boxplot of the *San Pedro de Atacama* generation profiles against the percentage of ENS instances at different times of the day. As most of the system risk concentrates in the periods after sunset, solar CPV contribution during high-risk periods is relatively small, as fig. 6 confirms. This suggests that if the solar plant could

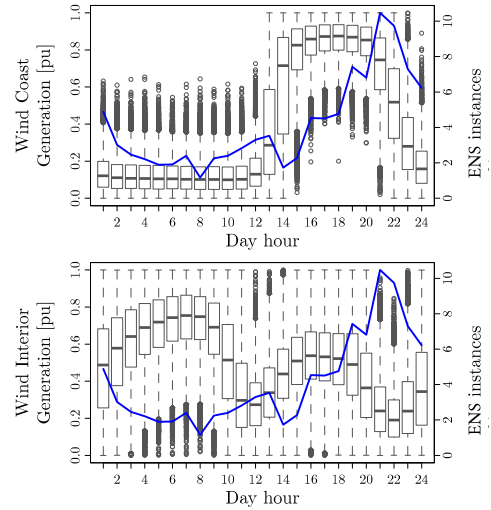


Fig. 4. Wind generation boxplot and percentage of ENS instances per hour

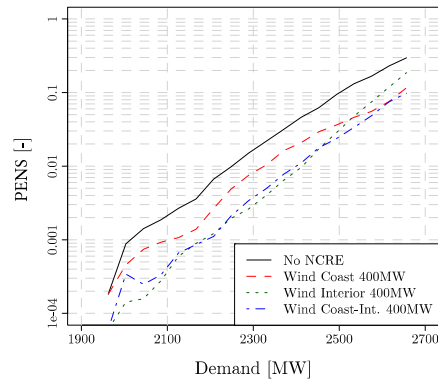


Fig. 5. Contribution to adequacy of wind farms

storage some of the energy for a few hours, it could make a greater contribution to power system adequacy.

C. Contribution to adequacy of CSP with and without storage

Concentrated solar-thermal technology has the option of using molten salt tanks to storage energy in the form of heat for use at a later time. In this way, CSP plants can displace its generation to hours with a higher price so as to increase their revenue. As the high-price hours generally coincide with the hours of high demand/risk, heat storage capability in CSP plants contribute to adequacy when it is more needed, that is, during the periods concentrating most of the risk. Thus, storage can increase their contribution to power system adequacy and therefore their capacity value.

Fig. 8 shows simulation results for a 200 MW CSP plant in *San Pedro de Atacama* with different levels of storage. It is easy to observe that the contribution of the storage to power

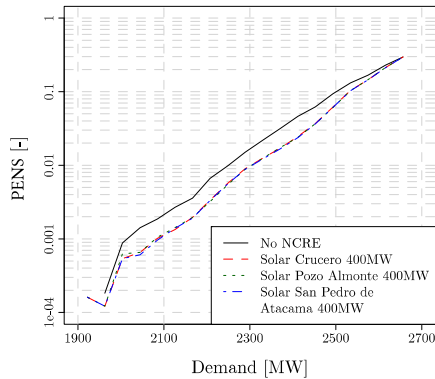


Fig. 6. Contribution to adequacy of CPV

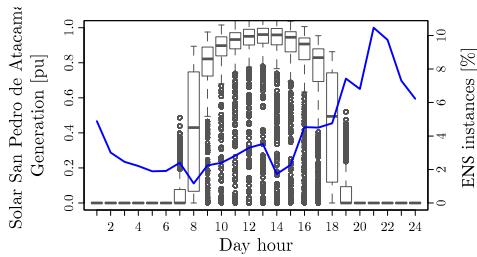


Fig. 7. Solar generation boxplot and percentage of ENS instances per hour

system adequacy happens mostly during high-risk periods. As the heat storage capacity increases, the contribution to adequacy also increases. Beyond 600MWh of storage (3 hours at maximum capacity for the 200 MW plant) there is no further reduction in the system risk. This can be explained by comparing the ENS instances per hour versus boxplots of the solar generation (without storage) per hour, as shown in Fig. 7.

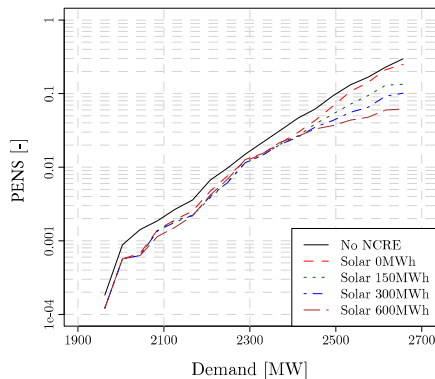


Fig. 8. Contribution to adequacy of CSP with different heat storage capacities

VI. CONCLUSIONS

This paper presented a Monte Carlo based approach to evaluate the contribution of wind and solar generators to power system adequacy, through the analysis of the system risk at different demand levels with and without the generators. The use of PENS-versus-demand curves allowed us to gain a better understanding of how each specific intermittent generator source contributes to risk reduction at different levels of demand. We could also appreciate how by adding storage capacity we can displace intermittent generation so that the peaks of the generation and the peak of the load coincide, in order to achieve a larger reduction of the risk during high-risk periods.

REFERENCES

- [1] NERC Board of Trustees, "Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards," NERC, Tech. Rep., dec. 2012.
- [2] L. Garver, "Effective load carrying capability of generating units," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-85, no. 8, pp. 910–919, aug. 1966.
- [3] M. Milligan and K. Porter, "The capacity value of wind in the united states: Methods and implementation," *The Electricity Journal*, vol. 19, no. 2, pp. 91–99, mar. 2006.
- [4] C. D'Annunzio and S. Santoso, "Analysis of a wind farm's capacity value using a non-iterative method," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, july 2008.
- [5] M. Milligan and K. Porter, "Determining the capacity value of wind: An updated survey of methods and implementation," in *Wind Power Conference 2008*, Houston, Texas, june 2008.
- [6] B. Hasche, A. Keane, and M. O'Malley, "Capacity value of wind power, calculation, and data requirements: the irish power system case," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 420–430, feb. 2011.
- [7] M. Milligan, "Methods to model and calculate capacity contributions of variable generation for resource adequacy planning (ivgtf1-2): Additional discussion," presentation to NERC Loss of Load Expectation Working Group, Atlanta jan. 20, 2011.
- [8] L. Soder and M. Amelin, "A review of different methodologies used for calculation of wind power capacity credit," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, july 2008.
- [9] E. Gil and I. Aravena, "A LOLP-based method to evaluate the contribution of wind generation to power system adequacy," in *Proc. of Fourth International Renewable Energy Congress (IREC2012)*, Sousse, Tunisia, dec. 2012, pp. 125–131.
- [10] J. S. Bob Cummings, Mark Lauby, "Justification for a nerc resource adequacy assessment model: A nerc staff white paper," NERC, Tech. Rep., jul. 2007.
- [11] J. Fazio, "A probabilistic method to assess power supply adequacy for the pacific northwest," Pacific Northwest Resource Adequacy Forum, Tech. Rep., oct. 2011.
- [12] E. Gil, "Evaluating the impact of wind power uncertainty in power system adequacy," in *Proc. of IEEE 12th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS2012)*, Istanbul, Turkey, june 2012, pp. 664–669.
- [13] Energy Exemplar, "PLEXOS for Power Systems—Power Market Simulation and Analysis Software [computer software]," sep. 2012. URL <http://www.energyexemplar.com/>.
- [14] B. Daniel, *Xpress-Optimizer Reference Manual*, Fair Isaac Corporation, Leamington Spa, Warwickshire, UK, Jun. 2009.
- [15] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, "Campaña de Prospección Eólica en el Norte de Chile," Santiago, Chile, sep. 2010.
- [16] J. R. McLean (Garrad Hassan and Partners Ltd.), "Equivalent wind power curves," Tech. Rep. for TradeWind Consortium, jul 2008.
- [17] P. Nørgaard and H. Holttinen, "A multi-turbine power curve approach," in *Proceedings of Nordic Wind Power Conference NWPC'04*, Gothenburg, Sweden, mar. 2004.

Anexo G

Acerca de PLEXOS

Los modelos de sistemas de potencia utilizados en esta tesis fueron implementados en PLEXOS versión 6.207R06. PLEXOS es un software de simulación de mercados eléctricos usado en sistemas eléctricos de diversas características. Usando programación entera-mixta, PLEXOS optimiza el despacho de generación incorporando flujo de carga en continua para modelar la transmisión. PLEXOS co-optimiza el despacho de las centrales térmicas, el uso del agua en centrales hidroeléctricas y servicios complementarios. PLEXOS entrega un conjunto versátil de características que se pueden adaptar para satisfacer diferentes mercados eléctricos. Debido al amplio rango de características disponibles en PLEXOS, el software puede ser usado para múltiples propósitos, desde un detallado análisis de operación focalizado en un día hasta un problema de planificación que abarca de 20 a 30 años.

PLEXOS optimiza el despacho para abastecer la demanda y los requerimientos de servicios complementarios al mínimo costo, sujeto a las restricciones de operación, las cuales pueden ser:

- Restricciones de generación - disponibilidad (salidas planeadas y forzadas), predespacho y otras restricciones técnicas.
- Restricciones de transmisión - disponibilidad (salidas planeadas y forzadas), ecuaciones linealizadas (DC) del flujo de potencia óptimo (OPF), interconexiones, y otras restricciones de transmisión que pueden ser una función de carga, generación o flujos de líneas.
- Restricciones hidráulicas - unidades hidráulicas que puedan tener restricciones de energía, o modelos de almacenamiento más detallados pueden ser modelados con flujos hidráulicos estocásticos.
- Restricciones de combustible - por ejemplo, límites de combustibles diarios o anuales.

- Restricciones de servicios complementarios - respuesta máxima de las unidades, cálculo del riesgo dinámico.
- Restricciones de emisiones - se puede incorporar un límite en la producción de emisiones.

G.1. Algoritmos de PLEXOS

Para permitir el modelado de problemas de largo plazo y restricciones de corto plazo, PLEXOS incluye cuatro algoritmos integrados:

- Simulación de largo plazo (LT) - utiliza el análisis de la curva de duración de carga para permitir el modelado de horizontes que abarcan más de un año en un solo paso. Adecuado para planificaciones de largo plazo en donde las decisiones necesitan considerar futuros cambios del mercado.
- PASA/ pre-programación - optimización de la programación de mantenimiento, y previa programación de las salidas no planeadas de la simulación de Monte Carlo.
- Simulación de mediano plazo (MT) - usa el análisis de la curva de duración de carga para modelar hasta un año de un solo paso. Adecuado para planificación operacional de mediano plazo, se puede usar para modelar el uso óptimo de energía en los embalses en el mediano plazo.
- Simulación de corto plazo (ST) - modelado cronológico del despacho en cada periodo (típicamente una hora o media hora). Adecuado para la toma de decisiones operativas.

Se puede seleccionar cualquier combinación de los cuatro algoritmos para adaptarse a los requerimientos del problema. En este trabajo se emplearon el LT para optimizar la expansión del SIC y el dimensionamiento de los enlaces DC en el RTS, y se utilizó el MT para simular la operación de mediano plazo del SING con considerables desarrollos eólicos.