



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL

IMPACTO ECONÓMICO Y OPERACIONAL DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO  
DE ENERGÍA FRENTE UN ESCENARIO DE ALTA PENETRACIÓN EÓLICA EN EL  
SIC-CHILE, UTILIZANDO UN MODELO DE COORDINACIÓN HIDROTÉRMICO

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,  
MENCIÓN RECURSOS Y MEDIO AMBIENTE HÍDRICO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

ABEL ALFONSO QUINTERO FUENTES

PROFESOR GUÍA

MARCELO OLIVARES ALVEAL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN

RODRIGO PALMA BEHNKE

JAMES MCPHEE TORRES

SANTIAGO DE CHILE

Enero 2014

RESUMEN DE LA TESIS  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL Y MAG. CS.  
ING. MENC. REC. Y MED. AMB. HIDR.  
POR: ABEL QUINTERO FUENTES  
FECHA: 27/01/2014  
PROF. GUÍA: SR. MARCELO OLIVARES ALVEAL

## **IMPACTO ECONÓMICO Y OPERACIONAL DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA FRENTE UN ESCENARIO DE ALTA PENETRACIÓN EÓLICA EN EL SIC-CHILE, UTILIZANDO UN MODELO DE COORDINACIÓN HIDROTÉRMICO**

Se proyecta que impulsado por la denominada ley 20/25 aprobada por el Senado en 2013, al año 2025 el parque generador de energías renovables no convencionales genere un 20% de la energía comercializada en el Sistema Interconectado Central (SIC). Si bien la introducción de este tipo de tecnologías implica contar con energía más limpia desde el punto de vista medioambiental, también involucra desafíos operacionales sobre el sistema eléctrico. Particularmente, la energía eólica tiene una alta variabilidad a nivel intradiario, lo cual implica que el sistema constantemente tiene que compensar las altas fluctuaciones de entrega de energía. Los sistemas de almacenamiento de energía son una alternativa para mitigar el efecto de estas fluctuaciones.

El objetivo general de este trabajo es modificar el modelo hidrotérmico de predespacho MIP-UC del Centro de Energía de la FCFM de la universidad de Chile, para poder estudiar los efectos del uso de sistemas de almacenamiento en el sistema interconectado central. Uno de los objetivos específicos más importantes de esta tesis, es contribuir a la identificación de los puntos del SIC donde sería atractiva la aplicación de sistemas de almacenamiento de energía.

Usando el modelo MIP-UC modificado, se cuantifican los beneficios de la operación de sistemas de almacenamiento en el SIC en un año de simulación, se realizaron 3 etapas de selección en las que se va acotando la lista los puntos del SIC atractivos.

Se establecen 4 puntos del SIC de mayor interés para la instalación de sistemas de almacenamiento: las barras Maitencillo 110, barra Degañ 110 y Ovalle 66 además de un sistema acoplado al parque eólico Sarco II. Posteriormente, se modeló un caso de estudio con 100 [MWh] de almacenamiento en cada uno de esos 4 puntos.

Si bien los costos totales del sistema no disminuyeron con el uso de SAE's para el rango de capacidad estudiado, sí se produjo un beneficio en cuanto a la reducción en la operación de centrales térmicas y disminuciones considerables en los costos marginales de las barras con sistemas de almacenamiento, disminuciones del orden del 4%, 8% y 30% respectivamente para las barras estudiadas. Esa reducción en los costos marginales se traduce en una disminución del monto que se cancela por suministro de energía del orden de entre [5,1 MM USD] hasta 94,4 [MM USD] al año dependiendo del tipo de hidrología.

Desde el punto de vista de los operadores de los sistemas de almacenamiento modelados, se logran beneficios anuales del orden de 1,3 [MM USD] en Maitencillo 110, 0,7 [MM USD] en Degañ y 1,8 [MM USD] en Ovalle 66, sin grandes fluctuaciones al sensibilizar los resultados con hidrologías y eficiencias de almacenamiento distintas. Con los niveles de almacenamiento estudiados y respecto del caso sin almacenamiento, no se aprecian diferencias significativas en la operación de embalses, que pudiesen afectar las condiciones hidroambientales aguas abajo de los embalses,.

Se recomienda finalmente realizar estudios más profundos de instalación de sistemas de almacenamiento en los cuatro puntos del SIC señalados como más atractivos.

## DEDICATORIA

*Dedicado a mi familia, especialmente a mi madre y mis abuelos, porque nunca les he dado las gracias como corresponde, por todo lo bueno que me han entregado.*

# AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios primeramente por todo lo bueno que ha puesto en mi vida y en particular en este trabajo.

Agradezco al Instituto Nacional, por la formación y valores que me entregaron sus docentes, que finalmente me ayudaron a ingresar a la Universidad de Chile. Agradezco a aquellos compañeros de curso por su compañía y buenos momentos compartidos, por los gratos recuerdos que tengo con ellos, y que hasta el día de hoy puedo seguir compartiendo con algunos de ellos. Agradezco a mis amigos de la casa, a Juan Pablo Mejías y Felipe Cruz, porque formamos una amistad que partió en kinder y hasta hoy perdura a pesar de todo.

Agradezco a la Universidad de Chile, a los profesores del departamento de ingeniería civil, que sin duda la gran mayoría son grandes académicos y que son el pilar fundamental de esta universidad. Por supuesto agradezco a mis amigos de la Universidad, a Jannik porque trabajamos juntos en nuestras tesis. Al trollo Arce, a la Vale, al Yuri, al Jorge y a todos los que compartimos la sala de tesis. A mis compas de civil y en especial al Cuyi por convertirse en un amigo muy cercano. A mis amigos que conocí en primer y segundo año de carrera (“la sección taca”). A mis amigos de colegio que se repitieron en nuevamente en la Universidad, los más cercanos el Mono, Maldí y Caldera con los que he compartido más de 10 años juntos.

Agradezco a mis colegas del trabajo, a la empresa HydroChile y sobre todo mis agradecimientos van dirigidos a Osvaldo Richards y Héctor Maulén las personas que depositaron su confianza en mí, y me permitieron trabajar en condiciones muy privilegiadas para compatibilizar mis estudios con el trabajo.

Agradezco a mi comisión, a los profesores Rodrigo Palma y James McPhee por creer en mi propuesta, y en especial al profesor Marcelo Olivares que fue un gran apoyo para sacar este tema adelante, siempre confió en mis ideas locas, y que fue fundamental para darle forma a esas ideas.

Agradezco al profesor Aldo Tamburrino, que en su momento confió en que podría ser un buen ayudante, y que gracias a su forma de ser y de enseñar me llevaron a tomar este camino apasionante de la hidráulica.

Doy las gracias a toda mi familia, a mi padre Alfonso Quintero a mis hermanos Ignacio y Carolina estoy seguro que nunca dudaron en que lograría terminar mi carrera y siempre estuvieron de alguna u otra manera ayudándome en este proceso. Por supuesto agradezco los valores entregados y la fe que pusieron en mí. Un especial agradecimiento a mi novia Ann Beltrán por el apoyo brindado a lo largo de este trabajo por siempre estar conmigo y ayudarme en todo lo que pudo. Finalmente le agradezco enormemente a mi madre Aída Fuentes que siempre ha dado todo por mí.

**“So understand  
don't waste your time always searching for those wasted years,  
face up... make your stand,  
and realise you're living in the golden years”**

Adrian Frederick Smith

## TABLA DE CONTENIDO

1	Introducción.....	1
1.1	Objetivo general.....	2
1.2	Objetivos específicos.....	2
1.3	Estructura del trabajo.....	2
2	Antecedentes.....	4
2.1	Sistemas de almacenamiento de energía.....	4
2.2	Indicadores de alteración hidrológica.....	9
3	Metodología.....	12
3.1	Modelo MIP-UC.....	14
3.1.1	Formulación del modelo.....	14
3.1.2	Limitaciones del modelo.....	20
3.2	Datos de entrada.....	21
3.2.1	Barras del sistema.....	21
3.2.2	Centrales del modelo.....	31
3.2.3	Líneas de transmisión.....	42
3.2.4	Caudales afluentes.....	42
3.2.5	Volúmenes de embalse iniciales.....	42
3.2.6	Demandas reales del sistema a nivel horario.....	42
3.3	Representación de sistemas de almacenamiento de energía en el modelo.....	48
3.3.1	Modelación y restricciones sobre el modelo.....	51
3.4	Análisis de sensibilidad.....	54
3.4.1	Definición de escenarios de dos hidrologías distintas:.....	54
3.4.2	Sensibilidad de los resultados con respecto a la eficiencia utilizada en el sistema de almacenamiento.....	57
4	Resultados.....	58
4.1	barras donde instalar SAE.....	58
4.1.1	Análisis de valores duales de la restricción de capacidad de almacenamiento en modelo mip-uc.....	58
4.1.2	Análisis de fourier.....	64
4.2	Verificación de la influencia del aumento de capacidad de almacenamiento a instalar sobre los valores duales de esa restricción.....	71
5	Sensibilidades.....	76
5.1	Hidrología.....	76
5.1.1	Hidrología seca.....	76
5.1.2	Hidrología media.....	78

5.1.3	Hidrología húmeda .....	80
5.2	Eficiencia del ciclo de almacenamiento.....	82
5.3	Análisis general de sensibilidades .....	88
6	Conclusiones.....	98
6.1	Trabajos futuros .....	100
7	Glosario.....	101
8	Bibliografía .....	102
	Anexos .....	105

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Barras usadas en el modelo</i>	22
<i>Tabla 2: Parque Eólicos utilizados en la modelación</i>	32
<i>Tabla 3: Lista de centrales térmicas utilizadas en el modelo (Pt1)</i>	33
<i>Tabla 4: Lista de centrales térmicas utilizadas en el modelo (Pt2)</i>	34
<i>Tabla 5: Caudales mínimos para satisfacer demandas de riego</i>	35
<i>Tabla 6: Centrales Hidráulicas utilizadas en el modelo</i>	38
<i>Tabla 7: Coeficientes de la regresión cúbica de rendimientos de embalses</i>	39
<i>Tabla 8: ID SAE y Barra Respectiva de Conexión (400-536)</i>	50
<i>Tabla 9: ID SAE y Central Térmica de conexión respectiva (537-641)</i>	50
<i>Tabla 10: ID SAE y Parque Eólico Conectado (642-684)</i>	51
<i>Tabla 11: Puntos de instalación de SAE's escogidos</i>	64
<i>Tabla 12: Barras a analizar en más detalle</i>	75
<i>Tabla 13: Variación Volúmenes promedio de Embalse</i>	88
<i>Tabla 14: Suma de costos</i>	90
<i>Tabla 15: Valores Promedio de las semanas simuladas</i>	90
<i>Tabla 16: Valores relativos al escenario Hidrológico Medio sin Almacenamiento</i>	91
<i>Tabla 17: Resumen Ahorros SAE's</i>	92
<i>Tabla 18: Resumen Ingresos y Egresos SAE's</i>	94
<i>Tabla 19: Detalle líneas de transmisión del modelo</i>	106
<i>Tabla 20: Afluentes Hidrología Seca</i>	141
<i>Tabla 21: Afluentes Hidrología Media</i>	142
<i>Tabla 22: Afluentes Hidrología HÚmeda</i>	143

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Potencia vs Capacidad de Almacenamiento .....	6
Figura 2: Eficiencia de Sistemas de Almacenamiento de Energía .....	6
Figura 3: Banco de Baterías Central Norgener.....	9
Figura 4: Esquema Metodológico.....	13
Figura 5: Uso Óptimo del agua embalsada.....	15
Figura 6: Simbología de referencia Mapa CDEC-SIC.....	23
Figura 7: Subsistema de la isla de Chiloé.....	23
Figura 8: Subsistema del Norte del SIC.....	25
Figura 9: Costos Marginales [mills/Kwh] Selección de Barras Entre Abril 2011 y Marzo 2013.....	26
Figura 10: Detalle Costos Marginales [mills/Kwh] Barras 1 a la 20 .....	27
Figura 11: Detalle Costos Marginales [mills/Kwh] Barras 21 a la 40 .....	27
Figura 12: Detalle Costos Marginales [mills/Kwh] Barras 41 a la 60 .....	28
Figura 13: Detalle Costos Marginales [mills/Kwh] Barras 61 a la 80 .....	28
Figura 14: Detalles Costos Marginales [mills/Kwh] Barras 81 a la 100 .....	29
Figura 15: Detalle Costos Marginales [mills/Kwh] Barras 101 a la 120 .....	29
Figura 16: Detalle Costos Marginales [mills/Kwh] Barras 121 a la 137 .....	30
Figura 17: Evolución de Volúmenes de Embalse Entre 2011 y 2013.....	30
Figura 18: Generación Mensual por Tipo de Aportes .....	31
Figura 19: Diagrama configuración centrales en serie de la cuenca del Aconcagua .....	35
Figura 20: Diagrama de configuración centrales en serie de la cuenca del Maule .....	36
Figura 21: Diagrama de configuración de centrales en serie de la cuenca del biobio .....	37
Figura 22: Diagrama configuración centrales en serie cuenca del laja .....	37
Figura 23: Rendimiento Centrales de Embalse Pt. 1 .....	40
Figura 24: Rendimiento Centrales de Embalse Pt. 2 .....	41
Figura 25: Demanda barras utilizadas en la modelación en [MWh] .....	44
Figura 26: Detalle Demandas Barras 1 a la 21 en [MWh] .....	45
Figura 27: Detalle Demandas Barras 21 a la 40 en [MWh] .....	45
Figura 28: Detalle Demandas Barras 41 a la 60 en [MWh] .....	46
Figura 29: Detalle Demandas Barras 61 a la 80 en [MWh] .....	46
Figura 30: Detalle Demandas Barras 81 a la 100 en [MWh] .....	47
Figura 31: Detalle Demandas Barras 101 a la 120 en [MWh] .....	47
Figura 32: Detalle Demandas Barras 121 a la 137 en [MWh] .....	48
Figura 33: Esquema Aplicación de Sistemas de Almacenamiento Acoplados Directamente a Barras con la Capacidad de Extraer energía del Sistema. ....	49
Figura 34: Esquema aplicación de sistemas de almacenamiento acoplados a parques eólicos .....	49
Figura 35: Ejemplo de Suavización utilizada para los caudales Afluentes del Modelo .....	55
Figura 36: Energía Afluente Energía a las Centrales Hidráulicas.....	56
Figura 37: Resultados Suma de Valores Duales en un Año de Simulación.....	60
Figura 38: Resultados Suma Valores Duales, en Orden Creciente mejores 30 Resultados Para Escenarios con 00, 01 y 05 [MWh] Por cada SAE.....	61
Figura 39: Resumen de los 59 Mejores Puntos en Ranking de los 3 Escenarios de Estudio .....	63
Figura 40: Representación del valor de A en la onda de la transformada de Fourier asociada a la frecuencia f.....	66
Figura 41: Espectros de cmg Barra Paposo 220 .....	69
Figura 42: Espectros de cmg Barra Charrúa 220 .....	70
Figura 43: Valores Duales en Función de la Capacidad de Almacenamiento (SAE 400, 401, 402 y 403) .71	71
Figura 44: Valores Duales en función de la capacidad de almacenamiento (SAE 404, 405, 406 y 407) ...71	71
Figura 45: Valores Duales en función de la capacidad de almacenamiento (SAE 408, 409, 492 y 493) ...72	72
Figura 46: Valores Duales en función de la capacidad de almacenamiento (SAE 494, 495, 496 y 497) ...72	72
Figura 47: Valores Duales en función de la capacidad de almacenamiento (SAE 498, 536, 651 y 652) ...72	72
Figura 48: Valores Duales en función de la capacidad de almacenamiento (SAE 658, 659, 663 y 664) ...73	73
Figura 49: Valores Duales en función de la capacidad de almacenamiento (SAE 665 y 683) .....	73
Figura 50: Subsistema Ovalle, El Peñon, M. Patria y Punitaqui .....	74
Figura 51: cmg Barra Maitencillo 110 Hidrología Seca.....	77

Figura 52: cmg Barra Degañ 110 Hidrología Seca .....	77
Figura 53: cmg Barra Ovalle 66 Hidrología Seca.....	78
Figura 54: cmg Barra Maitencillo 110 Hidrología Media .....	79
Figura 55: cmg Barra Degañ 110 Hidrología Media.....	79
Figura 56: cmg Barra Ovalle 66 Hidrología Media .....	80
Figura 57: cmg Barra Maitencillo 110 Hidrología Húmeda .....	81
Figura 58: cmg Barra Degañ 110 Hidrología Húmeda .....	81
Figura 59: cmg Barra Ovalle 66 Hidrología Húmeda .....	82
Figura 60: Eficiencia Almacenamiento vs efecto en cmg promedio barra Maitencillo 110.....	83
Figura 61: Eficiencia Almacenamiento vs efecto en cmg promedio barra Degañ 110 .....	83
Figura 62: Eficiencia Almacenamiento vs efecto en cmg promedio barra Ovalle 66.....	84
Figura 63: cmg Barra Maitencillo 110 Hidrología Media Distintas Eficiencias .....	85
Figura 64: cmg Barra Degañ 110 Hidrología Media Distintas Eficiencias .....	86
Figura 65: cmg Barra Ovalle 66 Hidrología Media Distintas Eficiencias.....	87
Figura 66: Resumen Sensibilidades cmg Relativo a la Hidrología Media sin Almacenamiento.....	89
Figura 67: Valores Relativos Costo Total, Costo Futuro y Costo Térmico .....	92
Figura 68: Valores Relativos Costo Flujos de Línea, Costo Energía no Suministrada, Costo Vertimientos .....	93
Figura 69: Comparación Semanas con y sin Almacenamiento .....	96
Figura 70: Ejemplo Operación SAE (Acoplada a Eólica Sarco II) .....	97
Figura 71: Espectros cmg Barra D. Almagro 220 .....	109
Figura 72: Espectros cmg Barra C. Pinto 220.....	110
Figura 73: Espectros cmg Barra Cardones 220.....	111
Figura 74: Espectros cmg Barra Cardones 110.....	112
Figura 75: Espectros cmg barra Maitencillo 220.....	113
Figura 76: Espectros cmg barra Maitencillo 110.....	114
Figura 77: Espectros cmg Barra Huasco 110 .....	115
Figura 78: Espectros cmg Barra Pan de Azucar 220.....	116
Figura 79: Espectros cmg Barra Pan de Azucar 110.....	117
Figura 80: Espectros cmg barra Constitución 66.....	118
Figura 81: Espectros cmg barra S. Javier 66.....	119
Figura 82: Espectros cmg barra S. Miguel 66.....	120
Figura 83: Espectros cmg barra Talca 66.....	121
Figura 84: Espectros cmg barra Dole 66 .....	122
Figura 85: Espectros cmg barra Indura 66.....	123
Figura 86: Espectros cmg barra Graneros 66.....	124
Figura 87: Espectros cmg barra S. Fco. Mostazal .....	125
Figura 88: Espectros cmg barra Ancud 110.....	126
Figura 89: Espectros cmg barra Degañ 110 .....	127
Figura 90: Espectros cmg barra Pid-Pid 110 .....	128
Figura 91: Espectros cmg barra Chonchi 110.....	129
Figura 92: Espectros cmg barra El Peñon 66 .....	130
Figura 93: Espectros cmg barra Ovalle 66.....	131
Figura 94: Espectros cmg barra Punitaqui 66.....	132
Figura 95: Espectros cmg barra M. Patria 66 .....	133
Figura 96: Espectros cmg barra Guacolda 220 .....	134
Figura 97: Espectros cmg barra P. Colorada 220.....	135
Figura 98: Espectros cmg barra Coronel 66 .....	136
Figura 99: Espectros cmg barra Concepción 66.....	137
Figura 100: Espectros cmg barra Ancoa 220.....	138
Figura 101: Espectros cmg barra Alto Jahuel 220.....	139
Figura 102: Espectros cmg Barra C. Navia 220.....	140
Figura 103: Volúmenes Canutillar .....	144
Figura 104: Volúmenes Cipreses.....	145
Figura 105: Volúmenes Colbún.....	146
Figura 106: Volúmenes El Toro.....	147
Figura 107: Volúmenes Machicura .....	148
Figura 108: Volúmenes Pangué.....	149
Figura 109: Volúmenes Pehuenche.....	150

<i>Figura 110: Volúmenes Ralco</i> .....	151
<i>Figura 111: Volúmenes Rapel</i> .....	152
<i>Figura 112: IAH Hidrología Húmeda Rapel</i> .....	153
<i>Figura 113: IAH Hidrología Media Rapel</i> .....	153
<i>Figura 114: IAH Hidrología Seca Rapel</i> .....	154
<i>Figura 115: IAH Hidrología Media Distintas Eficiencias Rapel</i> .....	154

# 1 INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas asociados al empleo de energía eólica es su naturaleza fluctuante en escalas de tiempo cortas, que resulta en un patrón de generación altamente errático y puede afectar tanto la calidad (por ejemplo alterando la frecuencia del sistema) como la planificación de los sistemas eléctricos (Díaz *et al.* 2012) Por otro lado también se observa que la demanda tiene fluctuaciones de magnitud considerable a nivel horario. Cuando la generación de centrales eólicas es inyectada directamente al sistema eléctrico, el efecto negativo más relevante es el desbalance instantáneo entre generación y demanda. Para contrarrestar este efecto se requiere de fuentes de generación que sirvan de respaldo para absorber estas fluctuaciones en la oferta de energía del sistema. En principio, estas variaciones son absorbidas por centrales de rápida respuesta, como las hidroeléctricas de embalse. Consecuentemente, se producen fluctuaciones del caudal aguas abajo del punto de restitución de dichas centrales. Estas fluctuaciones pueden alcanzar gran magnitud respecto del régimen natural, con cambios drásticos en el flujo del río en un período de 24 horas (Zimmerman *et al.* 2010) y a este efecto se le denomina alteración hidrológica.

La idea de combinar tecnologías de almacenamiento de energía con parques eólicos con el fin de aprovechar de mejor manera de la energía del sistema y contrarrestar el efecto negativo de la alta variabilidad de su generación sobre los sistemas de transmisión no es algo nuevo en el mundo. Díaz *et al.* (2012) estudiaron las diversas tecnologías que hoy en día serían posibles de aplicar en la regulación de la entrega de centrales eólica y las compararon en términos de diversos criterios, incluyendo entre otros: eficiencia, madurez, capacidad, vida útil, potencia, etc. Los criterios mencionados anteriormente son algunos de los más importantes identificados por Tugrul *et al.* (2012) y Chen *et al.* (2009), quienes concluyen que no hay una tecnología que sea superior a las otras en todos los aspectos analizados. En general, lo más importante al comparar diversas tecnologías es la eficiencia, la capacidad de almacenamiento y la potencia.

En Chile existe un operador del sistema que se encarga de realizar la coordinación del despacho de carga de las centrales del sistema, si se incorporan sistemas de almacenamiento de energía (SAE) a la operación del sistema, en su planificación debe tener en consideración la operación que tendrían los SAEs. La entidad encargada de operar el sistema estudiado es el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), que utiliza dos modelos para preparar el despacho de las centrales en la red. Estos modelos son: i) el PLP (modelo de Programación de Largo Plazo), utilizado para efectuar estimaciones de generación y el costo oportunidad del agua en el largo plazo, y ii) el PCP (modelo de Programación de Corto Plazo), que es utilizado para hacer una programación en el corto plazo, considerando un horizonte de modelación semanal (7 días).

El Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (CE-FCFM), cuenta con una réplica del modelo PCP denominada MIP-UC (Mixed Integer Programming Unit Commitment), al cual se le efectúan modificaciones en la programación, con el fin de incorporar el uso de sistemas de almacenamiento en la red modelada.

## 1.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo general del presente trabajo, es cuantificar el impacto económico y operacional sobre el Sistema Interconectado Central (SIC), que resulta del uso de sistemas de almacenamiento de energía en puntos estratégicos del mismo, bajo un escenario de alta penetración de energía eólica.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos de este estudio son los siguientes:

- Contar con un modelo que incluya la representación de sistemas de almacenamiento de energía.
- Identificar puntos del SIC más promisorios, en términos económicos, para la instalación de sistemas de almacenamiento de energía.
- Cuantificar los beneficios económicos del uso de sistemas de almacenamiento.
- Determinar los efectos del uso de sistemas de almacenamiento sobre la operación del sistema y los consiguientes impactos sobre el régimen hidrológico intradiario.

## 1.3 ESTRUCTURA DEL TRABAJO

- En el capítulo 2 se presenta una revisión del estado del arte en cuánto a uso de sistemas de almacenamiento de energía en redes eléctricas, haciendo una explicación de qué son los sistemas de almacenamiento de energía, los beneficios de su uso, y sus características más importantes.
- En el capítulo 3 se presenta en detalle la metodología utilizada para cumplir con los objetivos propuestos, incluyendo la formulación del problema matemático de optimización utilizado, información de los datos de entrada utilizados, supuestos utilizados y las limitaciones del modelo.
- En el capítulo 4 se exponen los resultados obtenidos en la determinación de los puntos interesantes para instalar sistemas de almacenamiento. Además se realiza una propuesta y discusión, sobre realizar un análisis espectral de los costos marginales de las barras como método alternativo para la determinación de puntos atractivos para la instalación de sistemas de almacenamiento de energía
- En el capítulo 5 se realiza un análisis de sensibilidad de los resultados obtenidos, para los escenarios hidrológicos seco y húmedo; y para distintas eficiencias de transformación de energía.
- En el capítulo 6 se presentan las conclusiones y propuestas para trabajos futuros



## 2 ANTECEDENTES

### 2.1 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La integración de generación eólica a niveles por sobre el 20%, requieren mayor regulación y un aumento de reservas en giro con el propósito de asegurar la estabilidad de la red (Arabali, Ghofran and Etezadi-Amoli 2013). Por este motivo, se ha expandido a nivel mundial el estudio del uso de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en escenarios de alta penetración eólica.

Según Beaudin *et al.* (2010), aunque las tecnologías de almacenamiento de energía tengan un costo elevado, de no utilizarse, la integración de fuentes de energía renovables y fluctuante (FERF) a gran escala, sería un mayor desafío. Además, afirman que a bajos niveles de penetración de FERG el almacenamiento de energía no es crucial, pero que sin embargo a medida que se aumenta la demanda congestionando las redes y la introducción de FERG aumenta, resulta más viable el uso de SAE's en lugares estratégicos de la red, que la construcción de nuevas líneas de transmisión y aumento de la capacidad de generación instalada.

Hoy en día existen diversas alternativas de SAE's en el mercado, con distintos grados de madurez en sus estudios y aplicaciones. Además, estas tecnologías se encuentran en constante evolución, con iniciativas científicas enfocadas en reducir los costos de producción, aumentar las eficiencias, aumentar la vida útil, reducir los posibles impactos ambientales asociados, etc.

En forma resumida y a modo de reseña, entre las tecnologías de almacenamiento más destacadas de encuentran:

- **Centrales de bombeo:** Consisten en dos reservorios de agua a distinta altura, donde se bombea agua desde el reservorio inferior al superior en periodos de bajo costo de generación, para luego generar energía, con esa energía potencial acumulada, en momentos económicamente más atractivos.
- **Almacenamiento de aire comprimido:** En este caso la energía que se quiere almacenar se usa para comprimir aire, generalmente en acuíferos naturales y pozos petroleros agotados, cavernas creadas artificialmente en intrusiones salinas, túneles mineros en desuso, etc. La idea es usar ese aire comprimido para mover una turbina en los momentos que sea atractivo volver a entregar la energía a la red.
- **Almacenamiento en baterías:** En este caso se acumula energía de manera electroquímica, al igual que una pila; generalmente se trabaja con un set de baterías conectadas en serie, paralelo o de ambas maneras, dependiendo del voltaje, capacidad y potencia requeridos.

- **Almacenamiento en baterías de flujo:** Esta es una tecnología relativamente nueva. El principio de operación es basado en una reacción electroquímica reversible que ocurre en un set de celdas conectadas en serie, paralelas o de ambos modos. A diferencia de las baterías convencionales, dos soluciones acuosas distintas de electrolitos son contenidas en tanques separados. Durante la operación normal de la batería, esas soluciones acuosas son bombeadas a través de una celda electroquímica donde las reacciones ocurren (Hall and Bain 2008).
- **Almacenamiento de hidrógeno:** En este sistema la energía que se quiere acumular es utilizada para obtener H<sub>2</sub>, la forma más común de hacer esto es mediante la electrólisis del agua.
- **Volantes de inercia:** Los volantes de inercia son estructuras típicamente en forma de discos, que se hacen girar a altas velocidades entre dos campos magnéticos y en una cámara de vacío para eliminar el roce con el aire. La energía acumulada se encuentra en forma de energía cinética, y al momento de cargar el sistema, se usa energía externa para aumentar la velocidad de giro (por consiguiente la inercia de la masa) y por el contrario, al extraerle energía, se disminuye la velocidad de giro por efecto de la entrega de energía cinética.
- **Superconductores magnéticos:** Esta también es una tecnología relativamente reciente. Su operación se basa en almacenar la energía en un campo magnético, que es creado a partir de una corriente continua a través de una bobina superconductora de gran tamaño a temperatura criogénica.
- **Supercapacitores:** También son conocidos como ultracapacitores o capacitores de doble capa. Son básicamente capacitores de gran tamaño, que permiten cargar y descargar grandes cantidades de energía en escalas de tiempo muy pequeñas, del orden de los segundos.

En las Figura 1 y Figura 2 se presentan valores típicos de las capacidades de almacenamiento, las potencias y las eficiencias para algunos tipos de SAE's.

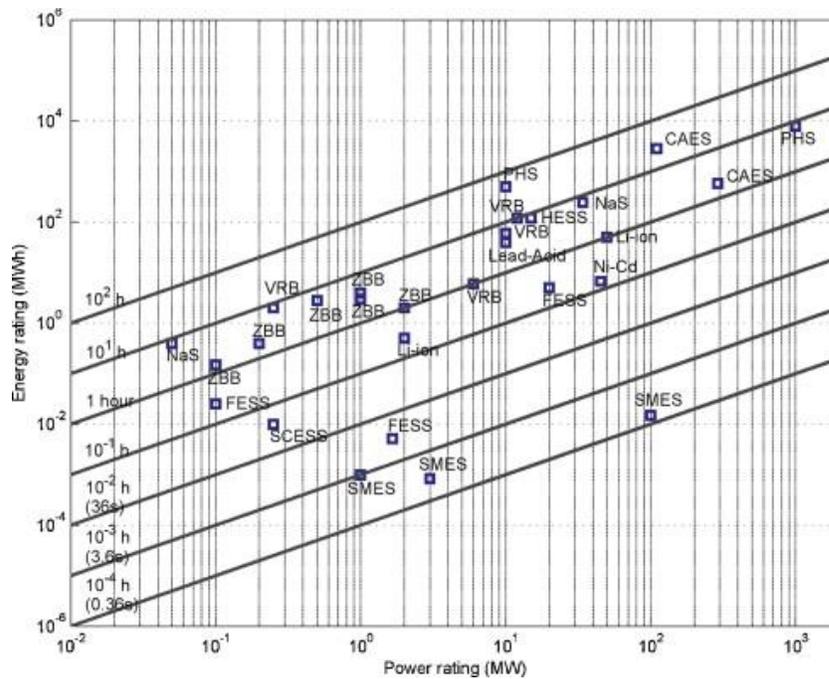


FIGURA 1: POTENCIA VS CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO  
Fuente: (Díaz et al. 2012)

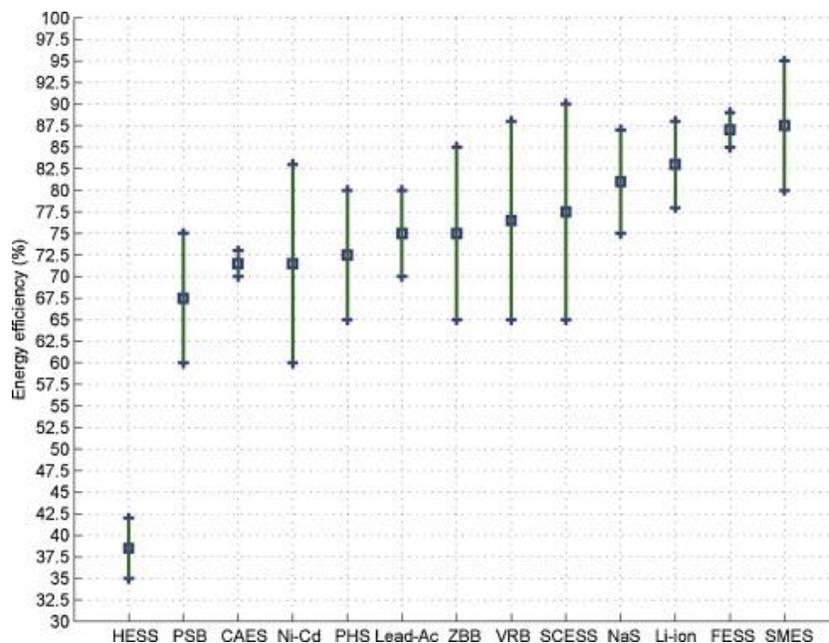


FIGURA 2: EFICIENCIA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA  
Fuente: (Díaz et al. 2012)

Díaz et al. (2012) distinguen al menos 11 aplicaciones distintas para el uso de SAE's en conjunto con energía eólica, estos son:

- **Supresor de fluctuaciones:** La idea es que los SAE's mitiguen los efectos de fluctuaciones muy rápidas de energía inyectada por parques eólicos (en tiempos

menores a un minuto), que pueden alterar la frecuencia del sistema y voltaje, especialmente en sistemas aislados.

- **Paso a través de bajas de voltaje:** El control a la tensión de los parques eólicos en el punto de conexión con la red durante las caídas de tensión, se lleva a cabo para evitar que el parque eólico se desconecte, lo que podría causar el colapso de la red. Por esta razón se pueden utilizar SAE's para controlar caídas bruscas de tensión.
- **Soporte de control de voltaje:** Los parques eólicos consumen una gran cantidad de potencia reactiva. El control de flujo de potencia reactiva en una red eléctrica es crucial para mantener niveles adecuados de tensión en el sistema, en este caso el sistema debe ser capaz de administrar fluctuaciones tanto de energía activa como reactiva.
- **Reserva en giro:** En este uso los SAE's son utilizados para compensar la reserva en giro de las centrales, que el operador del sistema le exige, para poder proveer de soporte a la regulación de frecuencia del sistema y así poder inyectar más energía a la red.
- **Seguimiento de carga:** En este servicio, los SAE's son requeridos para proveer energía en tiempos de orden de las 10 horas. Debido a la naturaleza estocástica del viento, la energía entregada por los parques eólicos podrían no ajustarse a la demanda del sistema, esto conlleva a varios problemas técnicos y económicos. Problemas técnicos, como variaciones de voltaje y frecuencia debido a disparidad entre la generación y la demanda, limita en algunos instantes, la entrega de energía por parte de tecnologías renovables. En cuanto a lo económico, algunos marcos regulatorios, especifican penalizaciones a parques eólicos por no alcanzar la generación ofertada, esto teniendo en cuenta el error en los pronósticos de viento.
- **Corte de puntas de demanda:** En este caso la estrategia de operación para los sistemas de almacenamiento es la de almacenar energía eólica en horas de baja demanda, como la noche, y suministrar energía en horas de alta demanda, de este modo se suaviza la típica curva de carga con valles y picos bien marcados.
- **Cortes de transmisión:** Debido a múltiples razones, como la necesidad de asegurar la estabilidad del sistema, o por limitaciones técnicas en la transmisión de algunas líneas, algunos parques eólicos deben ser desconectados. En este caso los SAE's almacenan energía en los momentos que se encuentre saturada la línea, para inyectar energía cuando sí sea posible.
- **Desplazamiento en el tiempo:** En este caso se utilizan SAE's para almacenar la energía de parques eólicos durante periodos de baja demanda, y además, comprando energía a bajo costo a la red si es necesario, e inyectando en periodos punta de demanda, esto suprimiría la activación o subidas en la generación de centrales de térmicas de punta.

- **Unidad comprometida:** Debido a la incertidumbre de las variaciones del viento es difícil administrar el compromiso de turbinas eólicas para alcanzar la demanda estimada en todo momento. Además la introducción de parques eólicos en sistemas eléctricos genera la necesidad de contar con reservas para compensar los errores de pronósticos.
- **Almacenamiento a nivel estacional:** En este caso, el objetivo es almacenar energía en un horizonte temporal del orden de meses, aprovechando diferencias en costos que se aprecian a nivel estacional, generalmente, a causa de las variaciones en la oferta de energía de origen hidráulico a lo largo del año.

Se recalca que en particular en este estudio se tiene como base un uso de los SAEs cumpliendo la función de “Desplazamiento en el tiempo”.

Hoy en día se puede encontrar un gran número de publicaciones, respecto al uso de SAE's en sistemas eléctricos, como por ejemplo: Wade, Taylor and P.D. Lang (2010), Huang *et al.* (2011), Benitez, Benitez & Van Kooten (2008), Denholm & Sioshansi (2009) y Arabali, y Ghofran & Etezadi-Amoli (2013).

En Chile existe un banco de baterías operando actualmente en el SING, denominado proyecto Angamos en Mejillones, región de Atacama, que es complementaria a la operación de la central termoeléctrica a carbón con el mismo nombre, que cuenta con 280 MW instalados. El proyecto monitorea continuamente las condiciones del sistema de potencia y si ocurre una desviación de frecuencia significativa, como la salida de un generador o línea de transmisión, el almacenamiento de Angamos provee hasta 20 MW de potencia o carga casi instantáneamente. Esta potencia de salida puede ser mantenida por 15 minutos a plena carga, permitiendo al operador del sistema resolver el evento o poder encender otras unidades apagadas (AES GENER STORAGE n.d.).

AES ya contaba con otro banco de baterías en nuestro país de apoyo a la operación de la central Norgener de 277 [MW] de potencia en Los Andes (Figura 3) , región de Atacama, proyecto de menor tamaño, con una potencia instalada de 12 MW y una capacidad de generación a plena carga de 20 minutos, cuya rápida capacidad de respuesta frente a fluctuaciones de frecuencia, ayuda a mejorar los tiempos de restauración del sistema, para evitar vertimientos de carga de emergencia (AES GENER STORAGE n.d.) .



FIGURA 3: BANCO DE BATERÍAS CENTRAL NORGENER  
Fuente: (AES GENER STORAGE n.d.)

Un tercer proyecto de la empresa, que aún no se encuentra en operación es el proyecto de baterías de litio de apoyo a la central termoeléctrica Cochrane con una generación bruta de 532 MW y una capacidad de almacenamiento de 20 MW.

Los proyectos anteriormente mencionados, según la definición de AES Energy Storage son proyectos de almacenamiento que permiten a los propietarios de las plantas de energía, mejorar el factor de planta, mediante la disminución de la reserva en giro, usando la capacidad almacenada en lugar de la reserva que podría brindar una unidad generadora y permitir que la central cumpla con la reserva requerida, sin disminuir su producción.

Si bien existe cierta experiencia en Chile en el uso de sistemas de almacenamiento de energía, los casos presentados tienen como objetivo suplir la reserva en giro de las centrales asociadas, pero en general no existe desarrollo en Chile del resto de los usos.

## 2.2 INDICADORES DE ALTERACIÓN HIDROLÓGICA

Es sabido que la operación de embalses modifica el régimen hidrológico natural de un cauce. Estas alteraciones a la hidrología ocurren en la escala de tiempo intra-diarias y es particularmente importante el efecto de *peaking* en el río, que no es más que el aumento o disminución repentina del caudal en el río a causa de cambios bruscos de la potencia generada.

La alteración hidrológica en escalas de tiempo pequeñas, particularmente a escala intra-diaria, es uno de los principales impactos de los embalses en las especies acuáticas y ribereñas, además de las comunidades que habitan aguas abajo. Mientras algunas variaciones a nivel intra-diario son naturales, los cambios en la frecuencia, magnitud y previsibilidad de las fluctuaciones aguas abajo de las presas han demostrado reducir la abundancia, diversidad, éxito reproductivo y la supervivencia de

las especies acuáticas y ribereñas (Van Looy *et al.* 2007). Las variaciones intradiarias de caudales pueden ser caracterizadas por varios indicadores (Zimmerman *et al.* 2010).

Existe una cantidad muy diversa de indicadores que han sido propuestos por varios autores como McKinney, Speas & Rogers (2001), Lundquist & Cayan (2002) y Baker *et al.* (2004) para cuantificar el grado de alteración hidrológica sobre un cauce natural a causa de la intervención del hombre, y que además, analizan estos efectos en distintas escalas de tiempo. En este trabajo se utilizan cuatro indicadores de alternación hidrológica descritos por Zimmerman *et al.* (2010) para estimar la alteración hidrológica a nivel intradiario.

Al trabajar con indicadores de escalas de tiempo intradiarios (horas), es posible cuantificar la alteración hidrológica que producen las rápidas respuestas de centrales de embalse para absorber fluctuaciones en el balance demanda-generación a nivel horario, fenómenos que están muy ligados a los efectos de una alta penetración eólica en el sistema eléctrico y el uso de sistemas de almacenamiento. En particular, debido a la falta de estudios, no se tiene certeza de si el uso de sistemas de almacenamiento tendría efectos hidroambientales positivos, negativos o neutrales. En este trabajo se parte de la hipótesis de que el uso de sistemas de almacenamiento ayudaría a disminuir los índices de alteración hidrológica de los embalses del sistema, al apoyar a los embalses en la tarea de mantener el balance entre la oferta y la demanda, especialmente fluctuante debido a la penetración de parques eólicos.

Los indicadores utilizados se presentan a continuación:

**Richards-Baker flashiness index (R-B Index):** Este indicador fue propuesto por Baker *et al.* (2004) y corresponde a la suma de los valores obtenidos al promediar la variación absoluta entre la hora anterior y la variación absoluta con la hora posterior, como se presenta en la ecuación (1).

$$R - B Index = \frac{\sum_{i=1}^n 0,5 \cdot (|q_{i+1} - q_i| + |q_i - q_{i-1}|)}{\sum_{i=1}^n q_i} \quad (1)$$

- **Reversals (NREVS):** Corresponde al número de cambios entre aumentos a disminuciones de caudal y viceversa que ocurren durante el día.

Este indicador es propuesto por la organización The Nature Conservancy, y utilizada en su programa computacional Hydrologic Alteration software (Version 7.1) (The Nature Conservancy 2009).

- **Percent of total flow (PTF):** Este indicador fue propuesto por Lundquist y Cayan (2002) y Corresponde a la magnitud determinada por el caudal máximo y mínimo

registrado dentro de un día, por sobre la suma total de caudales afluentes dentro de ese mismo periodo, según la ecuación ( 2 ).

$$PTF = \frac{q_{max} - q_{min}}{\sum_{i=1}^n q_i}$$

( 2 )

- **Coefficient of diel variation (CDV):** Este indicador corresponde a la desviación estándar de los caudales horarios, sobre el promedio de estos, en un horizonte de 24 horas.

Este indicador fue propuesto por McKinney, Speas y Rogers (2001)

### 3 METODOLOGÍA

En este capítulo se detalla la metodología utilizada para alcanzar los objetivos de este estudio, a manera de resumen se presenta en la Figura 4 un esquema metodológico, en resumen y sin entrar en detalles por ahora, se siguen los siguientes pasos:

En primer lugar se incorpora al modelo la capacidad de usar sistemas de almacenamiento de energía, luego se utilizan los mismos inputs del PCP de demandas, centrales térmicas e hidráulicas en operación, parámetros de conexiones de línea entre barras, y se usa como input para las centrales hidráulicas una hidrología media. Al modelo se le incorporan un set de proyectos eólicos que podrían entrar a operar dentro los próximos años, alcanzando un 20% de potencia instalada de tipo eólica.

En el modelo se le aplican sistemas de almacenamiento a todas las barras del sistema y centrales eólicas y parques eólicos, se realizan 3 simulaciones anuales con 3 capacidades de almacenamiento distintas en cada barra: 0, 1 y 5 [MWh]. Se analizan los resultados obtenidos de la suma anual del valor dual de la restricción de capacidad de almacenamiento para las 3 capacidades de almacenamiento impuestas. Se seleccionan en esta etapa los 26 puntos que en promedio tienen mayores valores duales.

Por otra parte se analiza el espectro de los costos marginales de las barras del sistema obtenidos en la modelación de alta penetración eólica y sin almacenamiento de energía. Se contrastan los resultados obtenidos de esta forma con los obtenidos al usar el criterio de los valores duales de la restricción de capacidad.

Luego se vuelve a modelar, con almacenamiento de energía en los 26 puntos preseleccionados, usando 4 casos con capacidades de almacenamiento de 5, 10, 50 y 100 [MWh] en cada punto. Nuevamente se comparan los resultados obtenidos del valor dual y se acota la lista a solo 4 puntos de mayor interés.

Se realiza un caso de estudio para los 4 puntos seleccionados, aplicando un sistema de almacenamiento de 100 [MWh] en cada uno de ellos, se analizan los resultados obtenidos y realiza un análisis de sensibilidad para distintas hidrologías y eficiencias de los sistemas de almacenamiento.

En este capítulo se detalla el modelo utilizado y las ecuaciones que rigen la operación de los sistemas de almacenamiento y que fueron incorporadas a este. En segundo lugar se detallan los inputs utilizados, como son por ejemplo las barras del sistema utilizadas y las centrales que se incorporan.

Finalmente se detallan que variaciones se le efectúan a los datos de entrada del modelo a fin de comparar los resultados frente a distintas hidrologías, y además saber lo que pasa al usar sistemas de almacenamiento que tienen distintas eficiencias de almacenamiento, partiendo de la hipótesis de que para obtener más beneficios es necesario usar sistemas de almacenamiento con mayores eficiencias en el ciclo de transformación de energía.

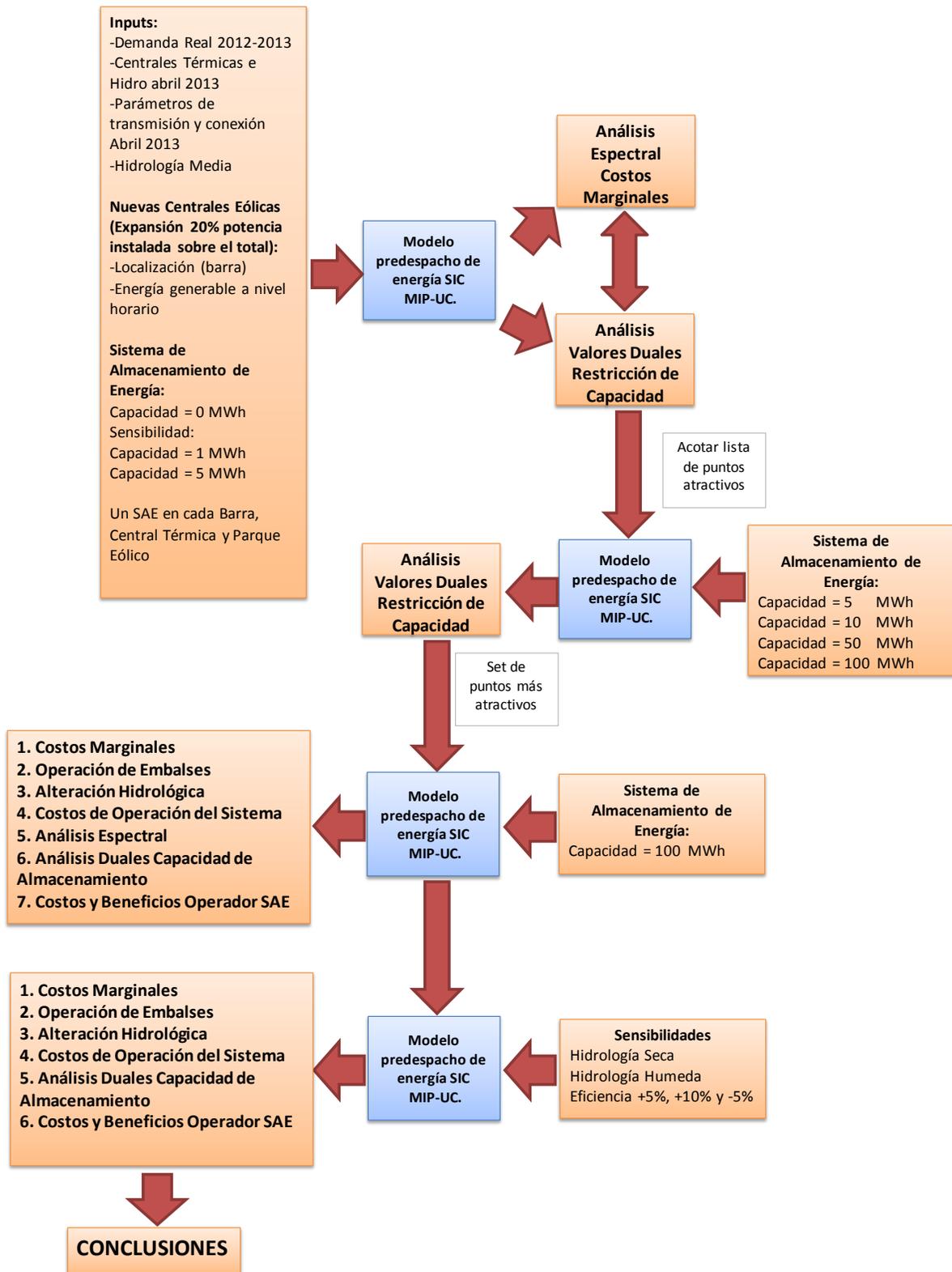


FIGURA 4: ESQUEMA METODOLÓGICO

### 3.1 MODELO MIP-UC

El modelo MIP-UC, es un modelo de coordinación hidrotérmico (CHT) de corto plazo, en el que actúan centrales térmicas e hidráulicas, para lograr suplir la demanda de energía de las barras o nodos de entrega. Originalmente el modelo fue desarrollado por Benavides (2008) para el predespacho económico de centrales térmicas, luego en el Centro de Energía de la Universidad de Chile se le hicieron las modificaciones necesarias para incorporar centrales hidráulicas de pasada y embalses, hoy en día el modelo replica lo que hace el modelo PCP del CDEC-SIC.

Las centrales eólicas, se tratan en el modelo como centrales térmicas con costos variables iguales a 0 y cuya energía inyectada al sistema es limitada superiormente por la energía de generación proyectada para cada hora. Es decir, eventualmente una central eólica puede estar entregando a la red menos energía de la podría generar en un instante de tiempo, ya sea por limitaciones de transmisión, o instantes de demandas bajas.

#### 3.1.1 FORMULACIÓN DEL MODELO

##### 3.1.1.1 FUNCIÓN OBJETIVO

El modelo minimiza los costos de operación del sistema, representados por la función objetivo del problema de optimización presentada en la ecuación ( 3 ). La función objetivo cuenta con 3 elementos bien definidos: i) la función de costo inmediato (FCI), que mide los costos de operación debido a la generación térmica; ii) la función de costo futuro (FCF), que está asociada a los costos de operar con energía provenientes de embalses, en relación a mantener almacenada esa energía para ser utilizada en el futuro; y iii) términos que representan las fallas que sufre el sistema por demandas no satisfechas y por caudales ficticios, que necesita el modelo para poder cumplir con todas las restricciones en algunos casos puntuales.

$$F_{obj} = \sum_{t,g}^{T,G} c_g \cdot P_{g,t} \cdot n_t + FCF + \sum_{t,g}^{T,G} (c_{UE} \cdot UE_{b,t} \cdot n_t + c_{AF} \cdot AF_{g,t}) \quad (3)$$

Donde:

- $F_{obj}$  : Función objetivo del problema de optimización
- $c_g$  : Costo de operación del generador g
- $P_{g,t}$  : Energía generada por la central g en el tiempo t
- $n_t$  : Duración en horas del bloque de tiempo t
- $FCF$  : Valor de la función de costo futuro

- $c_{UE}$  : Costo de penalización por energía no suministrada
- $T$  : Horizonte de tiempo de evaluación o tiempo final.
- $G$  : Conjunto de centrales
- $c_{AF}$  : Costo de penalización por afluentes ficticios
- $AF_{g,t}$  : Afluentes ficticios a la central  $g$  en el tiempo  $t$ ,

Las centrales hidráulicas de embalse tienen un valor indirecto, asociado a la economía de combustible de las térmicas desplazadas en el presente o en el futuro. El uso óptimo del agua se obtiene cuando están equilibrados los valores inmediato y futuro del agua (Torres 2006); en la Figura 5 se presenta un esquema ilustrativo de la operación de embalses y posibilidades en la toma de decisiones en cada periodo y los impactos que tiene cada rama en el árbol de decisión, respecto a la generación térmica desplazada, los posibles vertimientos o desperdicio de agua o los déficits que podrían producirse.

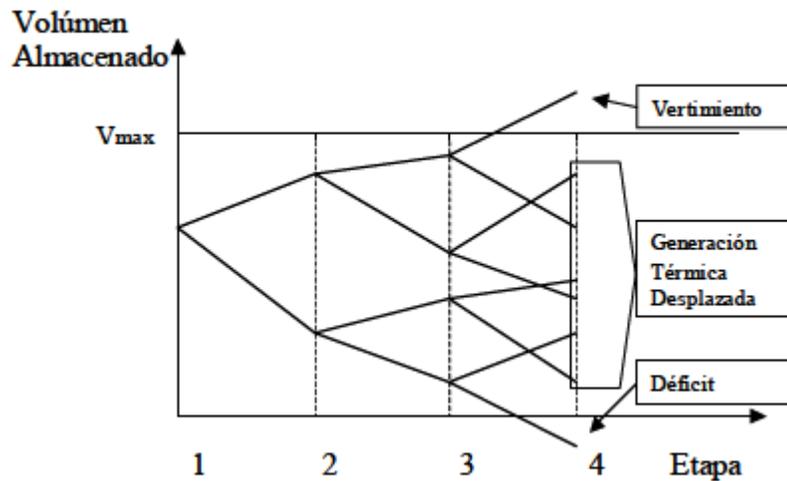


FIGURA 5: USO ÓPTIMO DEL AGUA EMBALSADA  
Fuente: (Torres 2006)

La formulación de la función de costo futuro se presenta en ( 4 ) y ( 5 ).

$$FCF = \sum_1^S \frac{1}{S} \cdot FCF_s \tag{ 4 }$$

$$FCF_s \geq \beta_{s,k} + \sum_{g=1}^G \alpha_{k,g,s} \cdot V_{g,T} , \quad \forall s, k \quad (5)$$

- $s$  : Escenario hidrológico  
 $FCF_s$  : Valor de la función de costo futuro en el escenario  $s$   
 $\beta_{s,k}$  : Intercepto 'y' del corte de Benders de la iteración  $k$  del escenario  $s$  de la función de costo futuro  
 $\alpha_{k,g,s}$  : Pendiente del corte de Benders de la iteración  $k$  del escenario  $s$  de la función de costo futuro  
 $V_{g,T}$  : Volumen de agua en el embalse  $g$  en el tiempo  $T$

### 3.1.1.2 RESTRICCIONES DEL MODELO

En la ecuación ( 6 ) se presentan las restricciones de balance de demanda y generación en las barras.

$$\sum_g^{G_b} P_{g,t} + UE_{b,t} + \sum_l^{\mathbb{L}_b} F_{l,t} + \sum_l^{\mathbb{L}_b} R_{l,t} = D_{b,t} , \quad \forall t, b \quad (6)$$

Donde:

- $G_b$  : Subconjunto de centrales que se conectan a la barra  $b$   
 $\mathbb{L}_b$  : Conjunto de líneas de transmisión  
 $F_{l,t}$  : Flujo de energía en línea  $l$  en el tiempo  $t$   
 $R_{l,t}$  : Pérdidas de transmisión de la línea  $l$  en el tiempo  $t$   
 $D_{b,t}$  : Demanda de la barra  $b$  en el tiempo  $t$

$$F_{l=ba,t} = \frac{\theta_{b,t} - \theta_{a,t}}{x_{ba}} \quad (7)$$

Donde:

$F_{l=ba,t}$  : Flujo de la línea que una las barras a y b en el tiempo t

$\theta_{b,t}$  : Ángulo de fase de la barra b en el tiempo t

$x_{ba}$  : Reactancia de la línea que conecta la barra a con b

Como algunas centrales tienen potencias mínimas técnicas de encendido que cumplir, es necesaria la introducción en el modelo de variables binarias de estado (on/off) para aquellas centrales, tal como se muestra en la ecuación ( 8 ); por este motivo el problema de optimización se convierte en un problema entero mixto y la complejidad en su resolución aumenta considerablemente.

$$B_{g,t} \cdot P_g^{min} \leq P_{g,t} \leq B_{g,t} \cdot P_g^{max}, \quad \forall t, g \quad (8)$$

Donde:

$B_{g,t}$  : Variable binaria de la central g, que indica si la central se encuentra encendida o apagada (on=1, off=0) en el tiempo t

$P_g^{min}$  : Potencia mínima de la central g

$P_g^{max}$  : Potencia máxima de la central g

Por otro lado, también se consideran en el modelo para las centrales térmicas, los tiempos mínimos de operación, descritas en las ecuaciones ( 9 ) y ( 10 ), y tiempos mínimos de apagado, descritas en las ecuaciones ( 11 ) y ( 12 ). Estas restricciones son debido a que la inercia de operación de estas centrales es alta, dependiendo de la tecnología, encontrándose en algunos casos en el rango de días. Este es un punto importante en la flexibilidad del sistema para enfrentar altas fluctuaciones en el balance energético de las barras a nivel horario, considerando la introducción de parques eólicos, que ya se ha mencionado, y que presentan altas fluctuaciones en la energía generable, dentro del rango de las horas.

$$\sum_{ta=t}^{t+EtpOn_{g,t-1}} n_{ta} \cdot B_{g,ta} \geq tOn_g^{min} \cdot (B_{g,t} - B_{g,t-1})$$

$$1 \leq t \leq T - EtoOnFin_g, \quad \forall g \in \mathbb{G}_T \quad (9)$$

$$\sum_{ta=t}^T n_{ta} \cdot B_{g,ta} \geq \left( \sum_{ta=t}^T n_{ta} \right) \cdot (B_{g,t} - B_{g,t-1})$$

$$T - EtpOnFin_g < t, \quad \forall t \leq T, \quad \forall g \in \mathbb{G}_T \quad (10)$$

- $\mathbb{G}_T$  : Subconjunto de centrales térmicas
- $EtpOn_{g,t}$  : Periodos de la unidad generadora  $g$  que se deben considerar a partir de  $t$  para aplicar la restricción de tiempo mínimo de operación
- $EtpOnFin_g$  : Periodos antes de  $T$  hasta el cual a la restricción de tiempo mínimo de operación de la unidad generadora  $g$  se le exige estar en operación un tiempo  $tOn_g^{min}$
- $tOn_g^{min}$  : Tiempo mínimo de permanencia encendido de la central  $g$

$$tOff_g^{min} \cdot (B_{g,t-1} - B_{g,t}) + \sum_{ta=t}^{t+EtpOff_{g,t}-1} n_{ta} \cdot B_{g,ta} \leq \sum_{ta=t}^{t+EtpOff_{g,t}-1} n_{ta}$$

$$1 \leq t \leq T - EtpOffFin_g, \quad \forall g \in \mathbb{G}_T \quad (11)$$

$$\left( \sum_{ta=t}^T n_{ta} \right) \cdot (B_{g,t-1} - B_{g,t}) + \sum_{ta=t}^T n_{ta} \cdot B_{g,ta} \leq \sum_{ta=t}^T n_{ta}$$

$$T - EtpOffFin_g < t < T, \quad \forall g \in \mathbb{G}_T \quad (12)$$

- $EtpOff_{g,t}$  : Periodos de la unidad generadora  $g$  que se deben considerar a partir de  $t$  para aplicar la restricción de tiempo mínimo de operación
- $EtpOffFin_g$  : Periodos antes de  $T$  hasta el cual a la restricción de tiempo mínimo de operación de la unidad generadora  $g$  se le exige estar en operación un tiempo  $tOff_g^{min}$
- $tOff_g^{min}$  : Tiempo mínimo de permanencia fuera de servicio de la central  $g$
- $tOn_g^{min}$  : Tiempo mínimo de permanencia encendido de la central  $g$

En las ecuaciones ( 13 ) a la ( 16 ) se presentan las restricciones de las centrales hidráulicas.

$$\frac{V_{g,t} - V_{g,t-1}}{3.6\Delta t} = AF_{g,t} + \sum_u^{U_g} Q_{g,u,t} + \sum_u^{U_g} QV_{g,u,t} + A_{g,t} - Q_{g,t} - QV_{g,t}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_H \quad (13)$$

$$V_g^{min} \leq V_{g,t} \leq V_g^{max}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_H \quad (14)$$

$$B_{g,t} Q_g^{min} \leq \frac{P_{g,t}}{\gamma_g} \leq B_{g,t} Q_g^{max}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_H \quad (15)$$

$$QV_g^{min} \leq QV_{g,t} \leq QV_g^{max}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_H \quad (16)$$

Donde:

- $\mathbb{G}_H$  : Subconjunto de centrales hidráulicas
- $U_g$  : Conjunto de centrales inmediatamente aguas arriba de  $g$
- $Q_{g,u,t}$  : Caudal entregado por la central o canal  $u$  inmediatamente aguas arriba de la central  $g$  en el tiempo  $t$
- $QV_{g,u,t}$  : Caudal vertido por la central o canal  $u$  inmediatamente aguas arriba de la central  $g$  en el tiempo  $t$
- $V_g^{min}$  : Volumen mínimo del embalse  $g$
- $V_g^{max}$  : Volumen máximo del embalse  $g$
- $P_{g,t}$  : Potencia de la central  $g$  en el tiempo  $t$
- $\gamma_g$  : Rendimiento de la central  $g$  en función de su caudal en [MW/(m<sup>3</sup>/s)]
- $Q_g^{min}$  : Caudal mínimo turbinable por la central  $g$
- $Q_g^{max}$  : Caudal máximo turbinable por la central  $g$

La programación original del modelo considera el uso de bloques de tiempo representativos de las variaciones de las demandas de energía a nivel intra-diarario; en el caso de los escenarios modelados, se ha dejado de lado el uso de bloques, para usar directamente intervalos de tiempo de 1 hora; si bien esta decisión aumenta los tiempos de cómputo del modelo, es una modificación necesaria para poder estudiar fenómenos

que se encuentran dentro del rango de las horas, como lo son las fluctuaciones de generación de energía eólica y la alteración hidrológica.

### 3.1.2 LIMITACIONES DEL MODELO

Un punto que no se incluyó en la modelación pero que es importante de tener en cuenta y tiene relación con los tiempos de encendido y apagado, es que en centrales térmicas una operación que regularmente presenta cambios bruscos en la carga suministrada al sistema, genera que los tiempos entre mantenimientos se vean acortados, lo cual es un efecto negativo desde el punto de vista económico para el operador de la central, pero que no necesariamente se le suma al costo de operación del sistema, pero que pueden implicar aumentos en los costos de operación al tener mayores indisponibilidades de centrales térmicas por mantenciones realizadas con una mayor frecuencia.

Los caudales afluentes de las centrales hidráulicas no incorporan las variaciones a nivel horario. Hoy en día el CDEC-SIC hace sus simulaciones del modelo PCP usando caudales estimados a nivel semanal y que se mantienen constantes a lo largo de cada semana simulada. En el caso del modelo utilizado en este estudio, se ha hecho una interpolación lineal entre caudales medios mensuales, entre intervalos de una hora, como se explica en el capítulo 5.1

Algunas unidades generadoras, tienen la capacidad para operar con distintos tipos de combustibles. Como se explica en el capítulo 3 se simplificó el modelo al uso de solo un tipo de combustible para esas unidades.

En las simulaciones no se han considerado mantenciones a unidades generadoras, ya que resulta imposible hacer un pronóstico a futuro de qué centrales estarían en mantenimiento, tanto programado como no programado. Eventualmente se podría incorporar al modelo una variable estocástica relacionada con la disponibilidad de operación de las centrales, pero escapa de los objetivos de esta tesis, y por lo demás las mantenciones se programan para tener el menor impacto posible sobre la operación del sistema, por tanto se puede inferir que esta simplificación no tenga mayor impacto en los resultados.

No se ha utilizado en este modelo una proyección de la demanda, si bien existen indicadores de la tasa de aumento de esta, lo cierto es que no se está haciendo un modelo para una proyección futura del sistema, sino que se estudia lo que pasaría si en el estado actual del sistema se hace un aumento del orden de 20% de potencia instalada como eólica y se usa almacenamiento.

En lo que respecta a este trabajo, esos costos marginales altos debido a fallas, serán indicadores de que en una situación real se presentarían situaciones de operación de centrales térmicas por debajo de los estándares recomendados por los fabricantes (no se respetan tiempos mínimos de encendido o apagado), o que centrales térmicas quemaran combustible sin inyectar energía. Por simplicidad no se ha intentado

cuantificar estos efectos, en tanto que la variación de los costos de mantención son muy difíciles de estimar para cada central del sistema y los encendidos a mínimos técnicos no son un costo que se refleje en los costos marginales del sistema, sino más bien en un costo para los operadores de centrales de los subsistemas que se encuentran en una situación que hay una central funcionando a mínimo técnico, esperando entregar energía al sistema.

## 3.2 DATOS DE ENTRADA

Para la modelación se usará el parque generador térmico e hidráulico del año 2013. Esto incluye las potencias máximas y mínimas de cada central, y los costos de operación actualizados a abril de 2013, y los tiempos de permanencia encendido/apagado mínimo. Mientras que los primeros son datos públicos CDEC-SIC y CNE, los tiempos mínimos de encendido y apagado se han inferido a partir de la operación histórica o por tiempos típicos según tecnología. La conectividad hídrica en centrales y/o canales en serie, el rendimiento [MW/m<sup>3</sup>] y los demás datos técnicos de las centrales hidráulicas, las capacidades de transmisión y reactancias de las líneas, el costo de energía no servida, las funciones de costo futuro y la demanda energética real por barra del año 2011-2013, y las hidrologías históricas del SIC a nivel semanal son obtenidos de CDEC-SIC y CNE.

Por otro lado, las velocidades y generación horarias del viento entre el año 1980-2012, para los distintos lugares de los proyectos eólicos son extraídos del Explorador Eólico (Departamento de Geofísica, Universidad de Chile s.f.).

### 3.2.1 BARRAS DEL SISTEMA

En el SIC se han identificado un total de 449 barras a la fecha de marzo de 2013. Dada la complejidad del modelo, y para reducir los tiempos de cómputo, se han agrupado estas barras en el modelo. Las barras que fueron utilizadas en el modelo se presentan en la Tabla 1; en esas 137 barras se agrupó la demanda total del sistema; el criterio para agrupar las barras pequeñas en estas 137, es el de conexión, voltaje de la línea y cercanía. Es importante señalar que las demandas se modelaron a nivel horario y que la suma total de demanda del sistema que se modeló, recupera la demanda real total del sistema en cada hora.

TABLA 1: BARRAS USADAS EN EL MODELO

ID	Barra	ID	Barra	ID	Barra	ID	Barra
1	Paposo 220	36	Tilcoco 154	71	Dole 66	106	Molinos 110
2	D. de Almagro 220	37	S. Fernando 154	72	Indura 66	107	Polpaico 220 Aux
3	C. Pinto 220	38	Teno 154	73	Graneros 66	108	El Salto 110
4	Cardones 220	39	Itahue 154	74	S. Fco Mostazal 66	109	Almendros 220
5	Cardones 110	40	Cipreses 154	75	Charrúa 66	110	Almendros 110
6	Maitencillo 220	41	Maule 154	76	Cholguán 66	111	Chena 110
7	Maitencillo 110	42	Linares 154	77	Pehuenche 220	112	Lo Espejo 110
8	Huasco 110	43	Parral 154	78	Rucue 220	113	Ochagavia 110
9	Pan de Azucar 220	44	Chillán 154	79	Antuco 220	114	Florida 110
10	Pan de Azucar 110	45	Ancoa 220	80	Pangue 220	115	Nogales 220
11	Los Vilos 220	46	Charrúa 220	81	Trupán 220	116	P. Colorada 220
12	Quillota 220	47	Charrúa 154	82	Cholguán 220	117	Buin 110
13	A. Santa 220	48	Concepción 154	83	Alfalfal 220	118	Renca 110
14	Miraflores 110	49	S. Vicente 154	84	Candelaria 220	119	Malloa 154
15	Quillota 110	50	Petrodow 154	85	Ralco 220	120	Tinguiririca 154
16	Ventanas 110	51	Hualpén 154	86	Ciruelos 220	121	A. Santa 110
17	Pachacama 110	52	Mapal 154	87	Ancoa 500	122	L. Palmas 220
18	Las Vegas 110	53	Fopaco 154	88	Sauzal 2 110	123	Lagunillas 154
19	P. Peuco 110	54	Bocamina 154	89	Tuniche I	124	Sauzal 154
20	Batuco 110	55	Esperanza 220	90	Tuniche II	125	Sauza 3 110
21	Polpaico 220	56	Temuco 220	91	Cautín 220	126	Temuco 66
22	Lampa 220	57	Valdivia 220	92	Ancud 110	127	Pillanlelbun 66
23	Rapel 220	58	B. Blanco 220	93	Degañ 110	128	Lautaro 66
24	A. Melipilla 220	59	P. Montt 220	94	Pid-Pid 110	129	L.Vegas 110 exp
25	C. Navia 220	60	Canutillar 220	95	Chonchi 110	130	Ventanas 220
26	C. Navia 110	61	C. Arauco 66	96	El Peñon 110	131	S. Luis 220
27	Chena 220	62	Colcura 66	97	Ovalle 66	132	Quintero 220
28	A. Jahuel 220	63	Constitución 66	98	Punitaqui 66	133	Lagunillas 220
29	Colbún 220	64	Coronel 154	99	M. Patria 66	134	Hualpén 220
30	A. Jahuel 154	65	El Indio 110	100	Guacolda 220	135	S. María 220
31	A. Jahuel 110	66	Lota 66	101	C. Navia 220 Aux	136	Coronel 66
32	Paine 154	67	S. Javier 66	102	S. Elvira 66	137	Concepción 66
33	Rancagua 154	68	S. Miguel 66	103	Polpaico 500		
34	Sauzal 1 110	69	Talca 66	104	A. Jahuel 500		
35	P. Cortés 154	70	Rancagua 66	105	Ancoa 500 Aux		

### 3.2.1.1 COSTOS MARGINALES REALES (2011-2013)

Si bien los costos marginales no son precisamente un dato de entrada al modelo, se considera importante hacer un pequeño análisis previo de estos valores en el escenario actual, para luego hacer un contraste entre los valores reales y los que son producto de las modelaciones.

En la Figura 9 se presentan los valores de los costos marginales reales, entre abril de 2011 y marzo de 2013, a nivel horario, de las 137 barras utilizadas en la modelación y sirve para apreciar de manera general la evolución de los costos marginales en distintas zonas del sistema. Además, en la Figura 10 a la Figura 16, se presenta la misma información pero con más detalle, agrupando la información cada 20 barras para poder apreciar mejor los datos.

La numeración de las barras en los gráficos es coincidente con la entregada en la Tabla 1 Se verifica en la Figura 9 y Figura 14, que las barras 92, 93, 94 y 95 tienen los costos marginales más altos en promedio a lo largo del periodo. Estas barras corresponden a las de la isla de Chiloé, donde se confirma en la Figura 7 que en ese subsistema solo hay generación térmica hoy en día.

Se puede apreciar también, de la Figura 9, que el sistema por lo general presenta gran variabilidad en los costos marginales a nivel estacional donde, entre los meses de mayo y junio de 2011, se registra un aumento considerable en los costos marginales, al igual que en los meses de marzo, abril y principios de mayo del 2012, con valores por sobre los 350 [mills/kWh]. Por otro lado en los meses de septiembre, octubre y principios de noviembre de 2011, se registra una tendencia a la baja en los precios, al igual que a finales de mayo, junio y principios de julio de 2012, con valores bajo los 100 [mills/kWh] en la mayoría de las barras. Esta tendencia sería similar a la mostrada por la evolución de los volúmenes de embalse en ese mismo periodo, tal como se muestra en la Figura 17, por supuesto que la evolución de los volúmenes de embalse van ligados netamente a la hidrología, por eso se estudian 3 diferentes tipos de hidrología en el modelo.



FIGURA 6: SIMBOLOGÍA DE REFERENCIA MAPA CDEC-SIC



FIGURA 7: SUBSISTEMA DE LA ISLA DE CHILOÉ  
Fuente: CDEC-SIC

Ciertamente las barras que se encuentran en la zona norte del sistema tienen costos marginales que dependen en menor grado de los volúmenes de embalse. Como se aprecia en la Figura 10 y Figura 15, las barras numeradas del 1 al 10 y la 116, son las que tienen menores variaciones estacionales apreciables. Estas barras corresponden a las que se encuentran entre Paposo y Pan de Azúcar como se aprecia en la Figura 8, donde no hay centrales hidráulicas operando.

En síntesis los costos marginales observados en el último año, nos dicen que no todo el sistema opera de la misma manera, por cierto hay zonas que por la naturaleza la de generación empleada tienen un comportamiento distinto, en particular la zona norte y el sector de Chiloé tienen costos de operación relativamente constantes a nivel estacional a causa de usar de manera primaria energía térmica. En la zona centro donde predomina el uso de energía hidráulica y sobre todo la operación de embalses, se tienen marcadas variaciones estacionales en los costos de operación.

Que los costos marginales varíen sustancialmente entre zonas para el mismo tiempo, indica que hay un desacople de estas, por saturaciones en los flujos de energía entre las barras, justamente este desacople en la zona norte se produce entre las barras Pan de Azúcar hacia el norte.

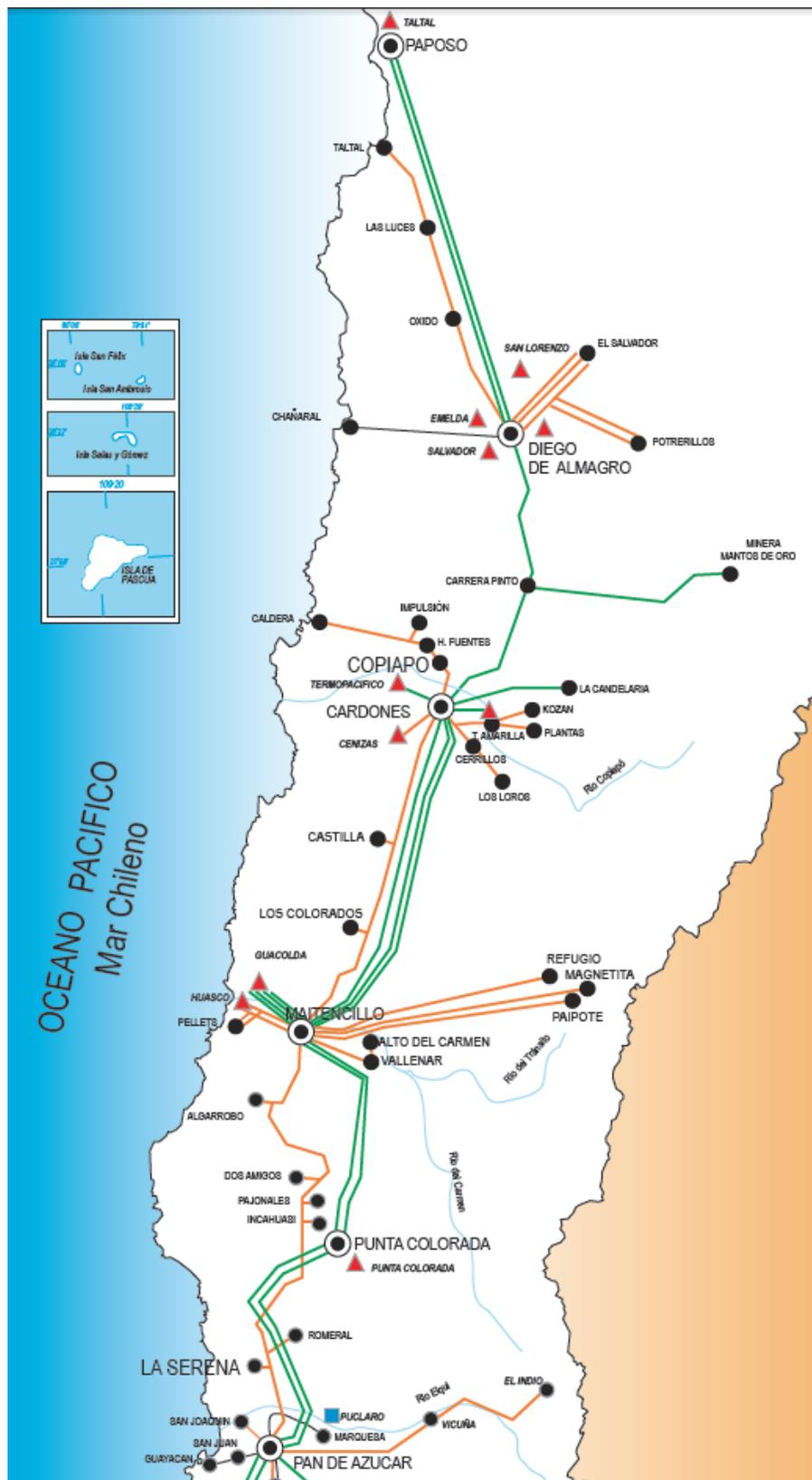


FIGURA 8: SUBSISTEMA DEL NORTE DEL SIC  
Fuente: CDEC-SIC

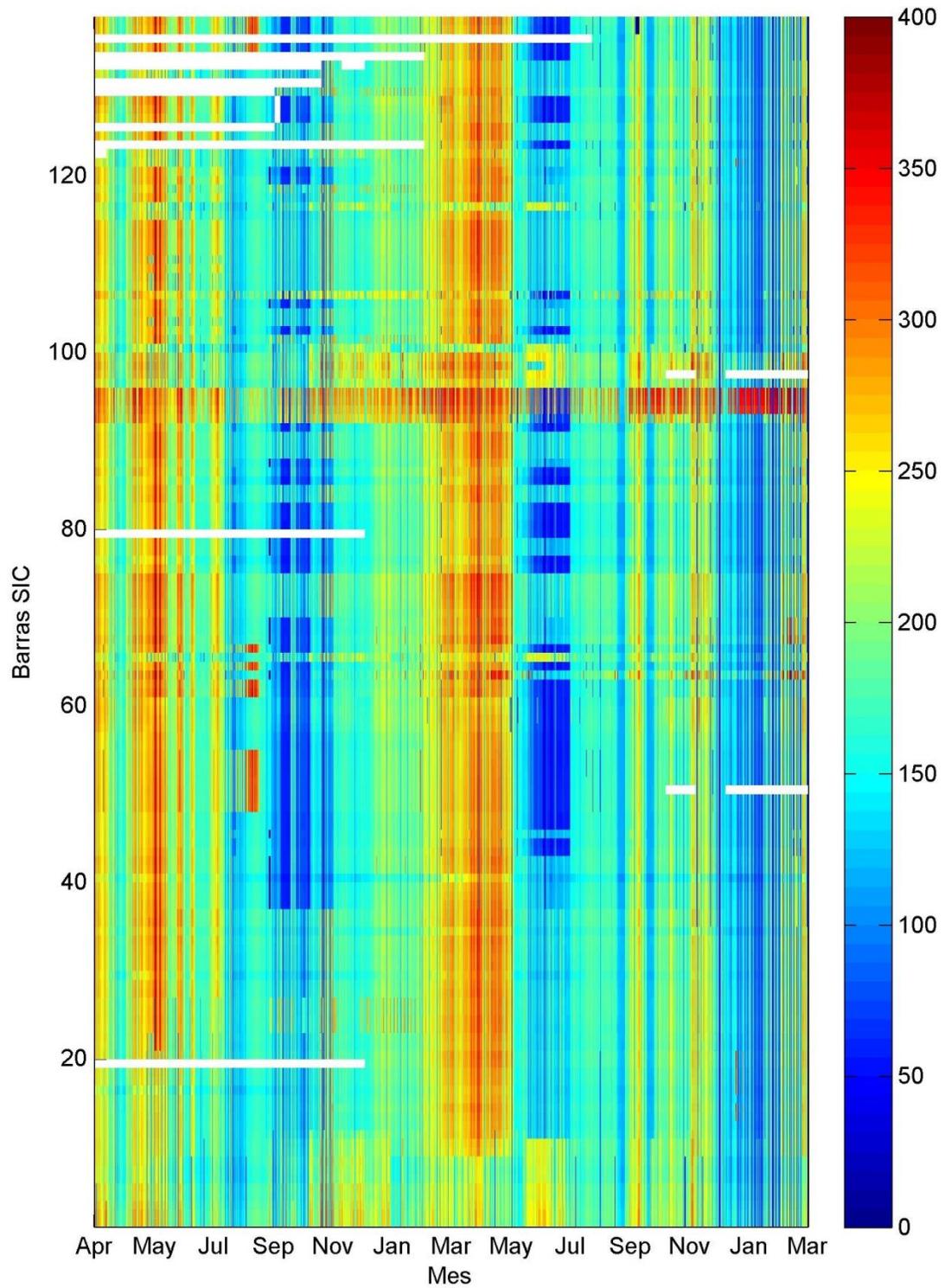


FIGURA 9: COSTOS MARGINALES [MILLS/KWH] SELECCIÓN DE BARRAS ENTRE ABRIL 2011 Y MARZO 2013<sup>1</sup>  
Fuente: Elaboración propia en base a la información disponible en el CDEC-SIC

<sup>1</sup> Los valores en blancos representan intervalos sin información disponible, o donde las barras aún no entraban en operación.

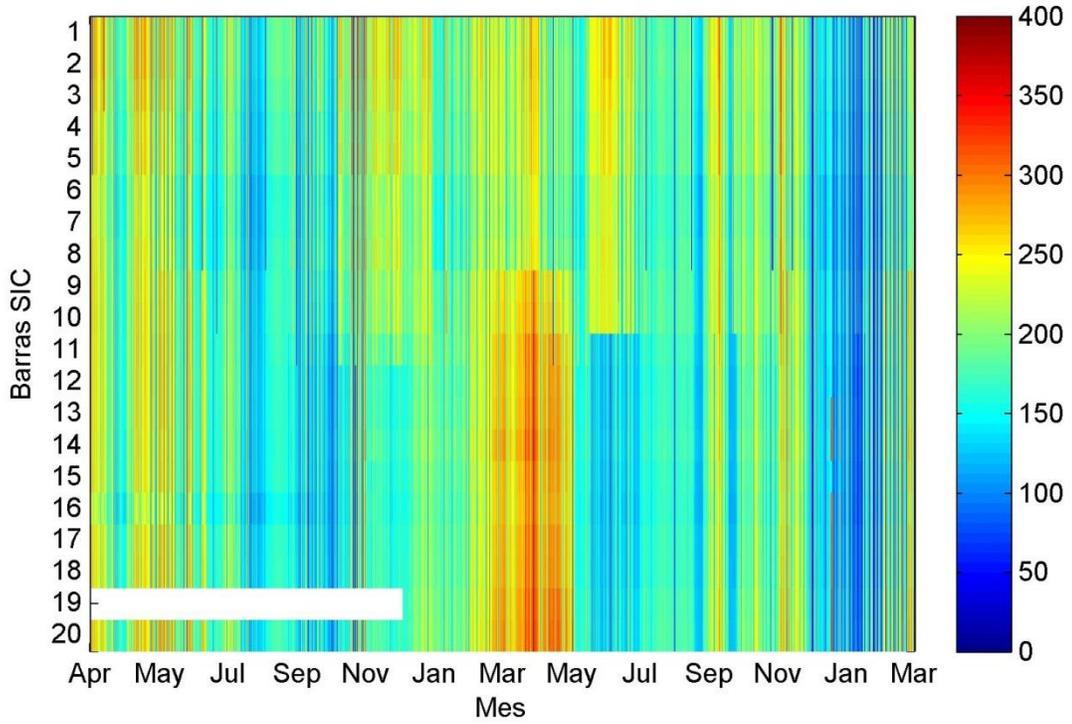


FIGURA 10: DETALLE COSTOS MARGINALES [MILLS/KWH] BARRAS 1 A LA 20

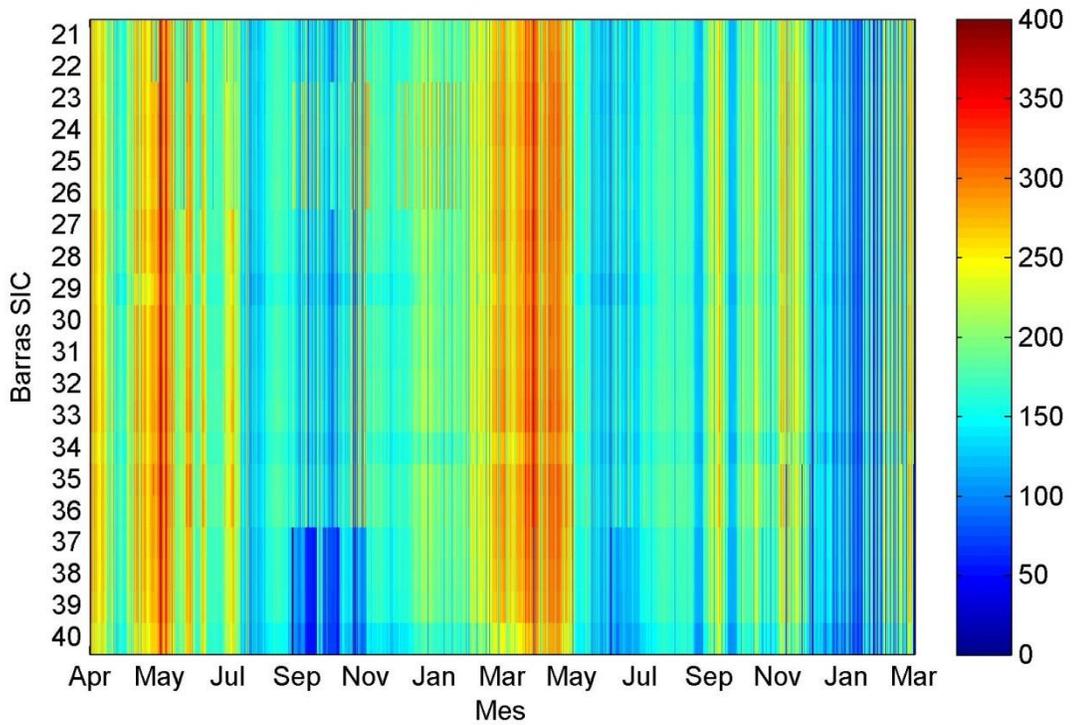


FIGURA 11: DETALLE COSTOS MARGINALES [MILLS/KWH] BARRAS 21 A LA 40

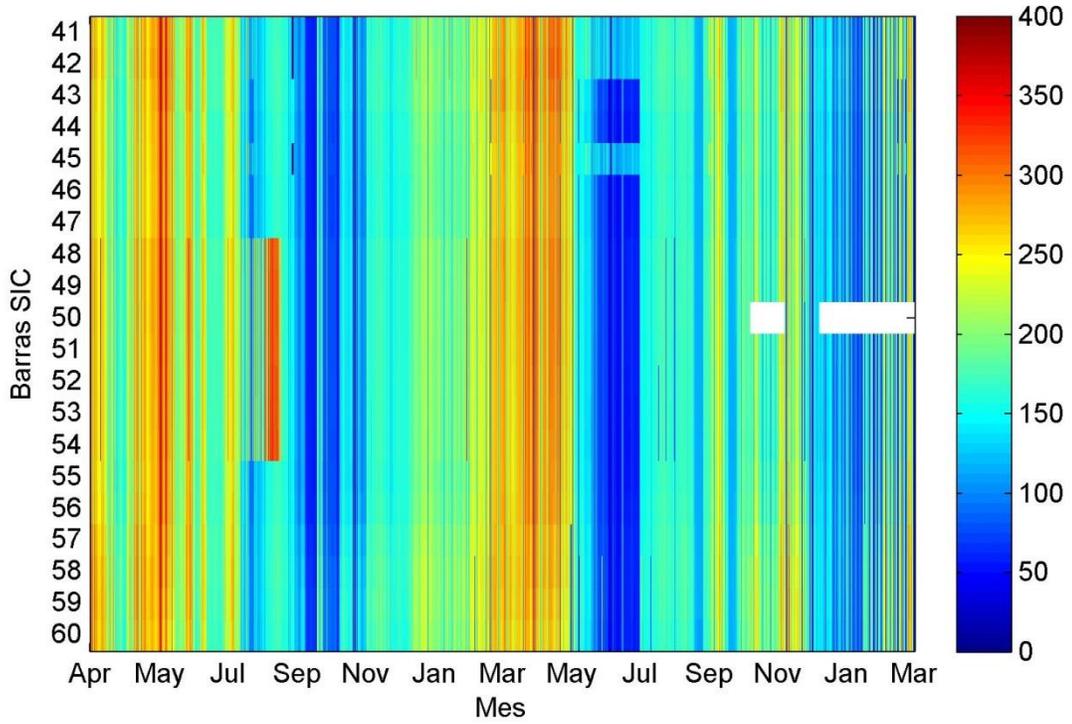


FIGURA 12: DETALLE COSTOS MARGINALES [MILLS/KWH] BARRAS 41 A LA 60

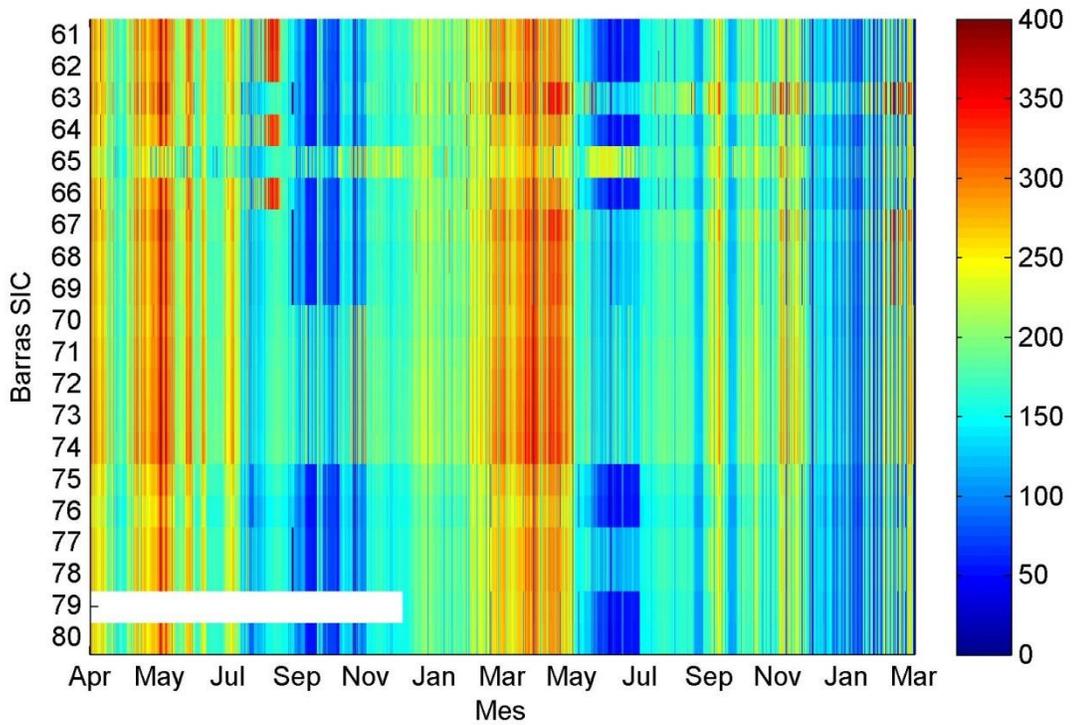


FIGURA 13: DETALLE COSTOS MARGINALES [MILLS/KWH] BARRAS 61 A LA 80

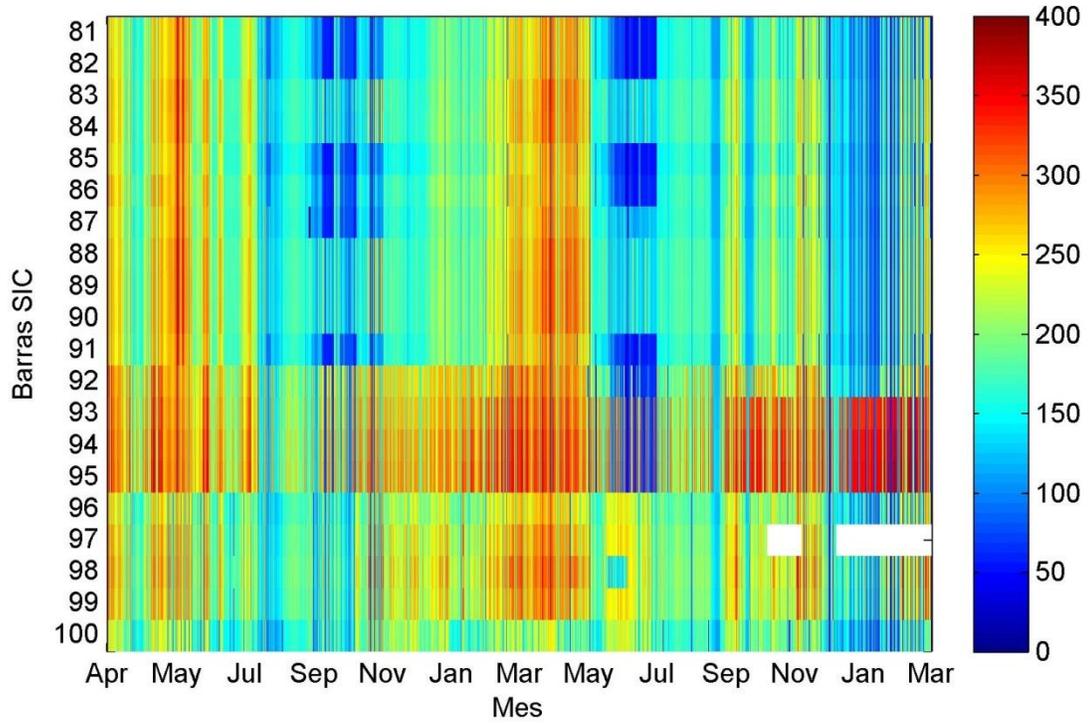


FIGURA 14: DETALLES COSTOS MARGINALES [MILLS/KWH] BARRAS 81 A LA 100

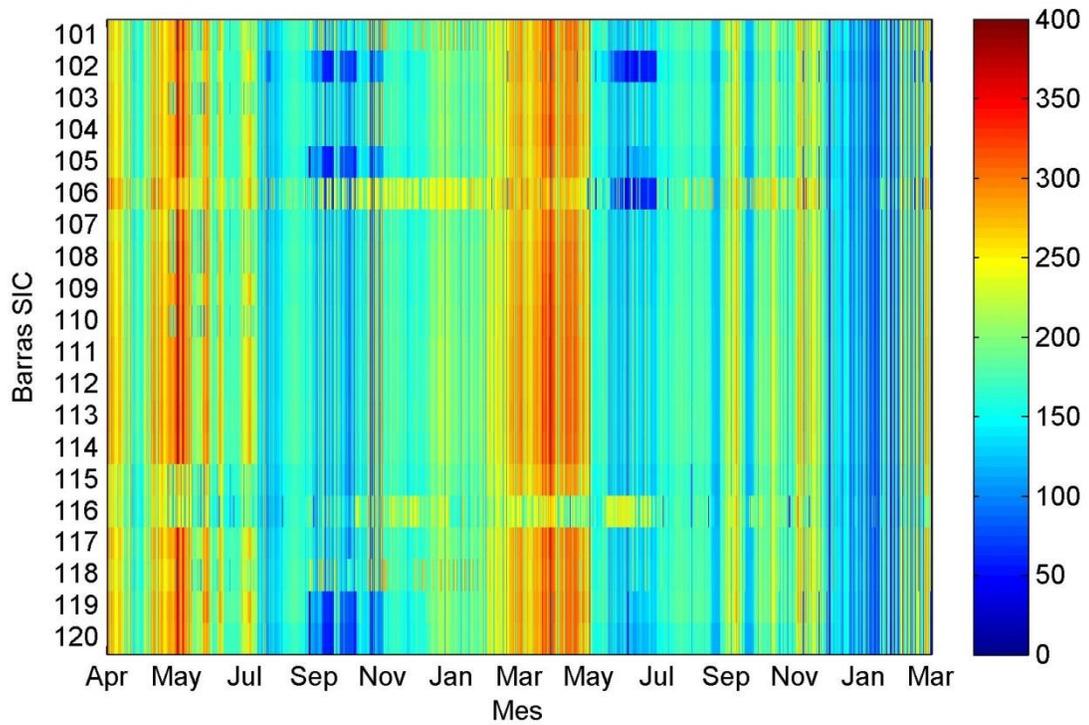


FIGURA 15: DETALLE COSTOS MARGINALES [MILLS/KWH] BARRAS 101 A LA 120

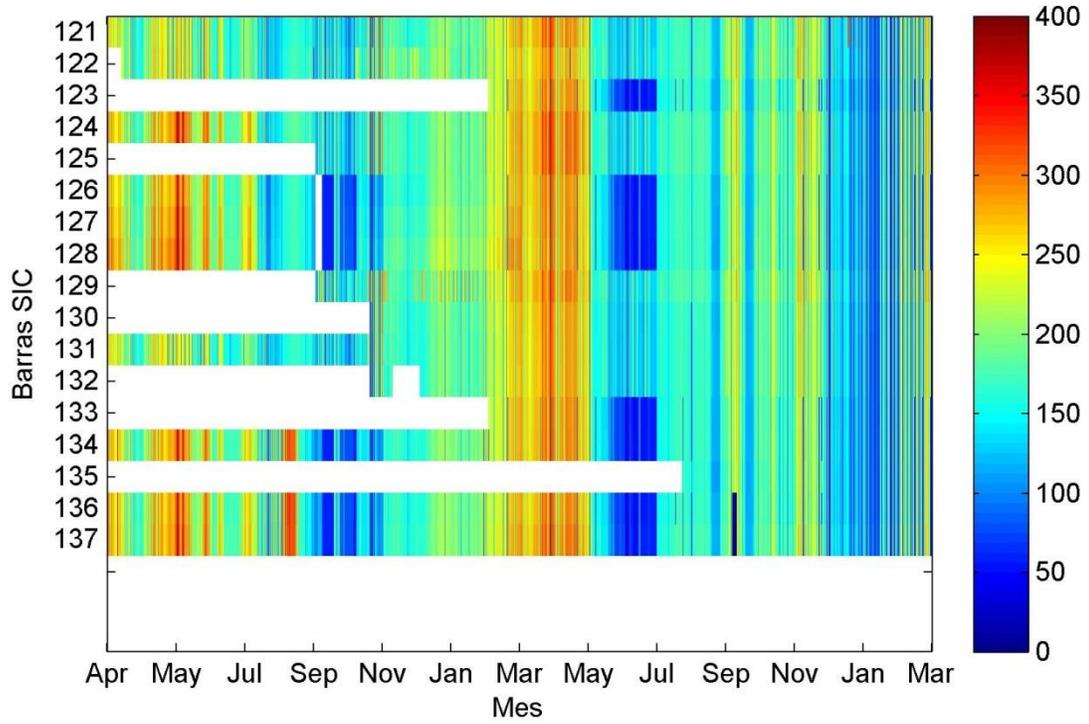


FIGURA 16: DETALLE COSTOS MARGINALES [MILLS/KWH] BARRAS 121 A LA 137

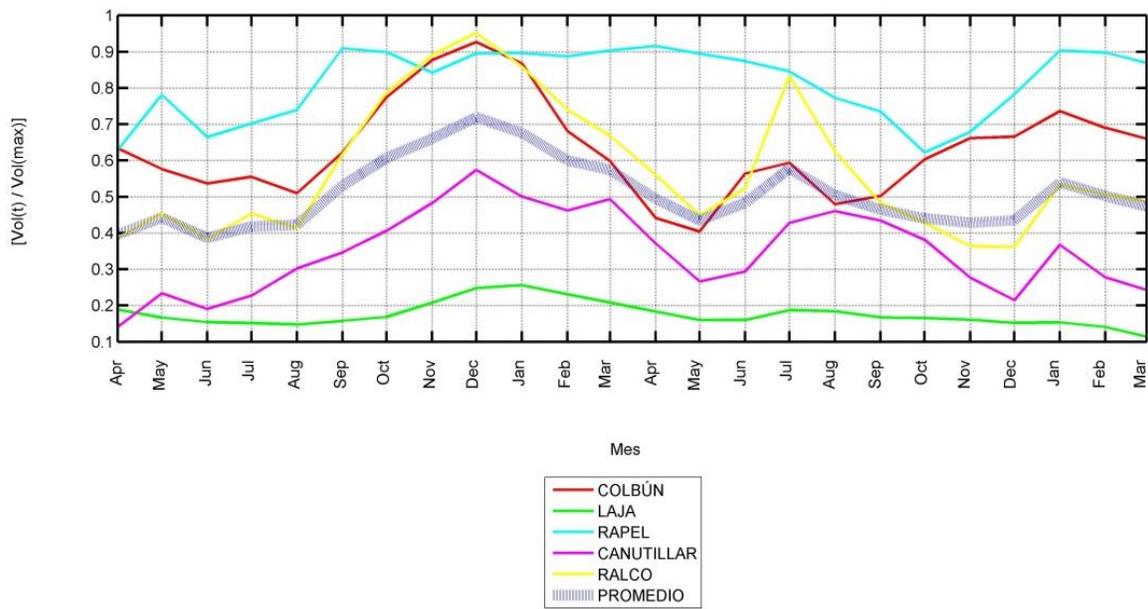


FIGURA 17: EVOLUCIÓN DE VOLÚMENES DE EMBALSE ENTRE 2011 Y 2013

### 3.2.2 CENTRALES DEL MODELO

En el modelo se incorporaron 3 tipos de centrales de generación: las centrales eólicas, térmicas e hidráulicas; se han omitido las centrales solares, que hoy cuentan con solo un 0,01% del porcentaje total de generación del sistema (CDEC-SIC 2013) y aproximadamente con 1.006 MW de proyectos en calificación y otros 613 MW aprobados en el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) según SYSTEP (2013), y es un punto a mejorar en las futuras modelaciones por tratarse de una cifra no despreciable. En la Figura 18 se presenta la evolución mensual de la energía, suministrada por cada tipo de centrales. En Chile solo un 0,79% de la energía suministrada en el año 2012, provino de generación eólica, frente al 58,18% y 41,02% proveniente de centrales térmicas e hidráulicas para él mismo año, respectivamente.

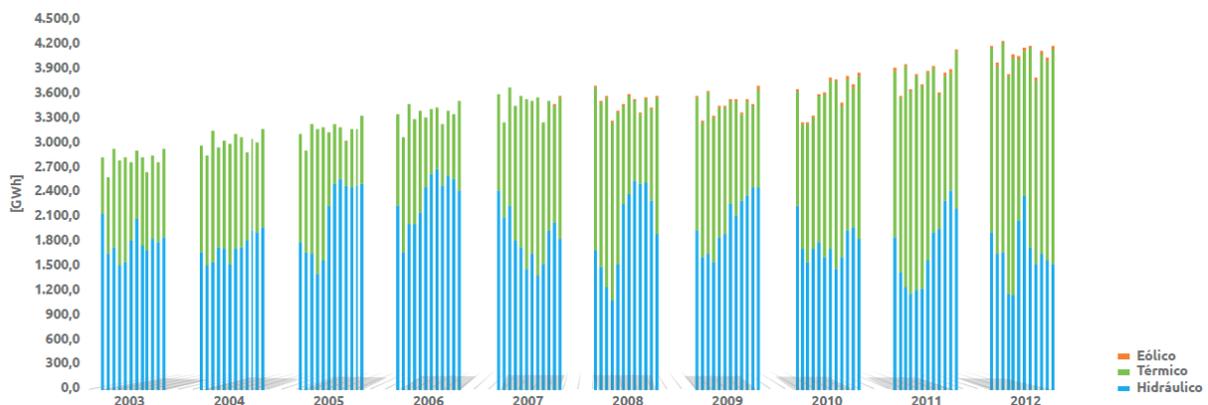


FIGURA 18: GENERACIÓN MENSUAL POR TIPO DE APORTES  
Fuente: (CDEC-SIC 2013)

#### 3.2.2.1 CENTRALES EÓLICAS

Como parte de este trabajo, se incorporaron al modelo original centrales eólicas que se encuentran en construcción o en evaluación ambiental. Los datos de generación de estas centrales nuevas, son resultados de la modelación numérica del viento en Chile entre los años 1980 y 2012, realizada en el Departamento de geofísica de la Universidad de Chile (<http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>). Si bien se cuenta con varios años modelados, se optó por utilizar simplemente la generación eólica del último año con registro. Al ser el pronóstico de vientos a nivel horario complejo y lleno de incertidumbres, no se justifica en este trabajo considerar distintos escenarios de viento ya que lo importante es rescatar la alta variabilidad horaria, no la estacional y esta es bien representada en un año simulado.

Es importante destacar que los datos de generación son de naturaleza determinística en el modelo, por tanto la generación eólica está plenamente determinada, en la práctica no es posible contar con datos 100% certeros de pronóstico de bien para un año al ser una variable estocástica, sin embargo al tratarse de operaciones a nivel semanal es posible en la tener buenas predicciones de viento

usando modelos meteorológicos en el corto plazo y de esta manera tener una idea de la operación de las centrales eólicas para la coordinación de predespacho del sistema.

En este caso se utilizaron un total de 44 centrales eólicas entre el parque generador actual y proyectos nuevos.

Los parques eólicos utilizados se presentan en la Tabla 2, con sus respectivas potencias máximas, número de turbinas y barras a las cuales se conectan o se proyecta que se conecten al iniciar su operación.

TABLA 2: PARQUE EÓLICOS UTILIZADOS EN LA MODELACIÓN

Parque Eólico	Pmax	N° de turbinas	Barra Conexión
Parque Eólico Totoral	46	23	Las Palmas 220
Ampliación Parque Eólico Lebu	6.2	8	Coronel 154
Parque Eólico Talinay II 1	98	49	Pan de Azucar 220
Parque Eólico Talinay II 2	120	60	Pan de Azucar 220
Parque Eólico Talinay II 3	120	60	Pan de Azucar 220
Parque Eólico Talinay II 4	120	60	Pan de Azucar 220
Parque Eólico Talinay III	42	14	Pan de Azucar 220
Parque Eólico Lebu II 1	78	39	Coronel 154
Parque Eólico Lebu II 2	80	40	Coronel 154
Parque Eólico Punta Colorada	36	18	Punta Colorada 220
Parque Eólico Canela II	59.4	36	Las Palmas 220
Parque Eólico Monteredondo	74	37	Pan de Azucar 110
Parque Eólico Canela I	9.9	6	Las Palmas 220
Parque Eólico Lebu Sur	108	54	Coronel 154
Parque Eólico Ucuquer	16.2	9	Rapel 220
Parque Eólico Cabo Leones II 1	102	51	Maitencillo 110
Parque Eólico Cabo Leones II 2	102	51	Maitencillo 110
Parque Eólico San Pedro I	110	22	Ancud 110
Parque Eólico San Pedro II	110	22	Ancud 110
Parque Eólico El Pacífico	72	36	Pan de Azucar 110
Parque Eólico Ancud	120	24	Ancud 110
Parque Eólico Sarco I	100	40	Maitencillo 220
Parque Eólico Sarco II	112.5	45	Maitencillo 220
Parque Eólico Punta Sierra	108	36	Las Palmas 220
Parque Eólico Punta Palmeras	66	22	Las Palmas 220
Parque Eólico Taital	99	33	Paposo 220
Parque Eólico Cabo Leones I 1	80	40	Maitencillo 110
Parque Eólico Cabo Leones I 2	90	45	Maitencillo 110
Parque Eólico El Arrayan	115	50	Pan de Azucar 220
Parque Eólico Raki	9	6	Coronel 154
Parque Eólico Cuel	36.8	23	Charrua 154
Parque Eólico Reinaco	106	44	Temuco 220
Parque Eólico La Cebada	42	21	Pan de Azucar 110
Parque Eólico Llayllay	56	28	Quillota 220
Parque Eólico Llanquihue	74	32	B. Blanco 220
Parque Eólico Las Dichas	16	8	A. Santa 110
Parque Eólico Collipulli	48	24	Lautaro 66
Parque Eólico Laguna Verde	19.5	13	A. Santa 110
Parque Eólico Hacienda Quijote	26	13	Las Palmas 220
Parque Eólico Arauco	100	50	C. Arauco 66
Parque Eólico La Gorgonia	76	38	Pan de Azucar 110
Parque Eólico San Juan de Chañaral I	96	32	Maitencillo 220
Parque Eólico San Juan De Chañaral II	90	30	Maitencillo 220

En total, se estaría agregando un total aproximado de 3.200 MW de generación eólica a la potencia instalada actual. Estos 3.200 MW, sobre un total de aproximadamente 15.900 MW instalados (en el modelo), representan un valor de 20,13%. adicionales a instalar.

### 3.2.2.2 CENTRALES TÉRMICAS

Se modelaron un total de 105 unidades de generación térmica a lo largo del sistema, caracterizadas por sus tiempos mínimos de operación, tiempos mínimos fuera de servicio, costos variables de operación, potencias mínimas técnicas, potencias máximas y punto de conexión a la red.

Existen casos de unidades que tienen la capacidad de generar con tipos distintos de combustibles, y por ende con distintos costos variables de operación, para simplificar el modelo, a esas unidades se les ha fijado el uso de solo un tipo de combustible, el criterio de selección, es usar el tipo de combustible que en los últimos 3 se utilizó mayormente, información que se encuentra disponible en la página de la Comisión Nacional de Energía. De no hacer esta consideración sería necesario incorporar al modelo información sobre disponibilidad de combustibles en el futuro para cada central, lo cual resulta prácticamente impracticable.

TABLA 3: LISTA DE CENTRALES TÉRMICAS UTILIZADAS EN EL MODELO (PT1)

Central	Tiempo mínimo operación [horas]	Tiempo mínimo fuera de servicio	Costo Variable [USD/MWh]	Conectada a la Barra	Potencia Mínima [MW]	Potencia Máxima [MW]
N. Renca	2	4	58.14	118	140	204.96
D. Almagro	5	5	360.5	2	5	23.67
Guacolda 1	4	10	41.25	100	75	143.8
Guacolda 2	4	10	41.25	100	75	143.8
Guacolda 3	4	10	27.29	100	75	137
Guacolda 4	4	10	34.98	100	75	139
Taltal 1	2	5	193.54	1	20	119.76
Taltal 2	2	5	193.54	1	20	119.76
Huasco Carbón 1	1	168	41.3	8	4	7.52
Huasco Carbón 2	1	168	41.3	8	4	7.52
Huasco Diesel 1	1	5	369.68	8	6	23.7
Huasco Diesel 2	1	5	369.68	8	6	25.9
Huasco Diesel 3	1	5	369.68	8	6	25.9
Laguna Verde Gas Natural 1	5	5	288.4	121	2	18.7
Laguna Verde Diesel 1	5	5	440.09	121	7	24
Laguna Verde Diesel 2	5	5	440.09	121	7	21.6
Nehuenco 1	2	5	52.98	131	160	380
Nehuenco 2	2	5	48.65	131	160	390
Nehuenco 3	2	5	52.98	131	40	102
San Isidro I	2	5	90.93	131	130	373.9
San Isidro II	2	5	82.45	131	130	399
Quintero 1	2	5	89.04	132	70	144.9
Quintero 2	2	5	89.04	132	70	144.9
Olivos	5	5	281.3	11	1.28	115.2
Cardones	5	5	304	4	70	152.3
Trapén	1	1	268.4	106	0	74.4
Termopacífico	5	5	272.3	4	1.28	96
Espinos	5	5	279.3	11	0.4	128
Newen	1	1	361.3	49	0	14.9
Ventanas 1	36	24	48.53	16	60	108.7
Ventanas 2	36	24	45.72	16	100	207.1
Nueva Ventanas	36	24	47.2	130	110	249
Candelaria 1	2	5	53.46	84	60	135.32
Candelaria 2	2	5	86.38	84	60	135.32
Renca I	1	36	386.2	118	25	46
Renca II	1	36	386.2	118	25	46
Celco 1	1	1	10	63	0	2.9
Celco 2	1	1	121.6	63	0	1.9
Celco 3	1	1	273.2	63	0	2.9
Arauco 1	1	1	40	61	0	9.7
Arauco 2	1	1	70	61	0	9.7
Arauco 3	1	1	100	61	0	3.9
Escuadrón	1	1	47.2	53	0	17.6
Horcones	5	5	373.3	61	12	24.3
Laja-Eve	1	1	0	75	0	11.8
Santa María	36	24	41.3	135	137	342
Bocamina 1	36	48	43.05	54	70	119.4
Bocamina 2	36	24	45.78	133	0.05	315.7

TABLA 4: LISTA DE CENTRALES TÉRMICAS UTILIZADAS EN EL MODELO (PT2)

Central	Tiempo mínimo operación [horas]	Tiempo mínimo fuera de servicio	Costo Variable [USD/MWh]	Conectada a la Barra	Potencia Mínima [MW]	Potencia Máxima [MW]
S. Francisco	5	5	336.7	74	2	23.9
Petrodow	1	18	3.9	51	56	66.5
Cholguán 1	1	1	34.2	76	0	8.7
Cholguán 2	1	1	292	76	0	3.9
Licantén 1	1	1	29	39	0	1.9
Licantén 2	1	1	344.8	39	0	1.9
Nueva Aldea 1	1	1	25	102	0	10
Nueva Aldea 2	1	1	310.2	102	0	37
Nueva Aldea 3	1	1	0	102	0	14
Coronel	5	5	241.7	64	15	45.7
Yungay 1	1	1	298.4	47	0	49.8
Yungay 2	1	1	298.4	47	0	49.5
Yungay 3	1	1	298.4	47	0	50.8
Yungay 4	1	1	307.8	47	0	39.6
Punta Colorada	1	1	186.46	116	0	16.5
Cementos BioBio	1	1	187.38	38	0	13.6
Masisa	1	1	41.1	47	0	10.5
El Salvador	5	5	424.5	2	5	23.7
Valdivia 1	1	1	0	86	0	5.8
Valdivia 2	1	1	18	86	0	8.7
Valdivia 3	1	1	106	86	0	5.8
Valdivia 4	1	1	225.2	86	0	38.7
Chuyaca	5	5	261.2	58	0.4	14.6
Quellón	5	5	280.8	95	0.4	9.76
Emelda 1	5	5	350.8	2	7.5	33
Emelda 2	5	5	376.2	2	12	35.7
Colihues	5	5	185.2	124	5.5	23.1
Los Vientos	4	1	282.7	18	60	124.4
Santa Lidia	5	5	283.3	46	60	131.34
Colmito	5	5	279.7	14	25	60
Cenizas	1	1	189.7	5	4	15.3
Los Espinos	1	1	201.7	46	0	89.7
Teno	1	1	268.3	38	0	53.6
San Lorenzo 1	5	5	415.7	2	15	27.92
San Lorenzo 2	5	5	459.6	2	15	27.92
El Peñón	1	1	269.4	96	0	74.5
Esperanza 1	1	1	430.5	124	0	18.3
Esperanza 2	1	1	319.7	124	0	1.6
Esperanza 3	1	1	305.4	124	0	1.6
Degañ	1	1	335.6	93	0	36.6
Chiloe	1	1	350	95	0	8.6
Concón	1	1	282.8	14	0	2.2
Las Vegas	1	1	280.9	18	0	2
El Totoral	1	1	279.1	121	0	2.9
Placilla	1	1	271.3	121	0	2.9
Quintay	1	1	272.2	121	0	2.9
Calle-Calle	5	5	260.7	57	0.96	12.9
San Gregorio	1	1	273	42	0	0.4
Linares	1	1	273	42	0	0.4
Constitución	5	5	353.8	63	0.35	10.2
Maule	1	1	353.8	63	0	5.7
Loma Los Colorados 1	1	1	22.7	19	0	1.8
Loma Los Colorados 2	1	1	17	19	0	14.8
Lautaro	1	1	44.4	128	3	22.5
Santa Fe 1	1	1	16	46	0	15.7
Santa Fe 2	1	1	36	46	0	15.2
Santa Fe 3	1	1	47.1	46	0	13.1

### 3.2.2.3 CENTRALES HIDRÁULICAS

En el modelo se han implementado 61 centrales hidráulicas, de las cuales se cuentan 9 centrales de embalse. En algunas cuencas se han establecido relaciones hidrológicas entre centrales en serie y/o canales de riego. En las Figura 19 a Figura 22 se presentan las relaciones entre los elementos hidráulicos de 4 cuencas de gran importancia, en ellas las líneas azules representan caudales efluentes y las líneas rojas representan caudales vertidos. Se han enmarcado en rojo los embalses, en azul las centrales de pasada y en verde elementos del sistema que no son generadores como lagunas y canales.

Los vertimientos que se producen cuando los caudales afluentes al elemento del sistema superan la capacidad de éste, teniendo que verter el exceso que no puede ser utilizado, tanto en el caso de canales como de centrales.

Algunos canales tienen caudales mínimos en algunos meses del año, para poder satisfacer el uso de riego que se les da. Como se trata de aguas de uso consuntivo, no pueden ser utilizadas por otros elementos una vez utilizadas de esa manera. Los caudales mínimos exigidos en algunos elementos del sistema para satisfacer demandas de riego se presentan en la Tabla 5.

TABLA 5: CAUDALES MÍNIMOS PARA SATISFACER DEMANDAS DE RIEGO

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
<b>C_Melado</b>	17.7	17.4	10.9	7.2	4.0	1.4	0.0	0.0	0.0	1.6	8.2	15.6
<b>Filt_Colb</b>	6.9	4.6	3.7	2.6	0.9	1.2	1.3	1.3	3.6	5.5	7.1	7.8
<b>CMNTronco_2</b>	61.3	54.0	29.2	17.1	6.3	6.5	5.2	4.0	12.7	48.0	71.4	64.7
<b>Sur123_SCDZ</b>	56.3	48.2	31.2	20.3	12.3	13.1	11.8	8.5	19.6	48.0	61.7	59.1
<b>Ribera_Sur</b>	5.3	4.6	3.0	2.0	1.2	1.3	1.1	0.8	1.9	4.6	5.9	5.6
<b>Filt_Laja</b>	23.7	22.2	21.7	21.2	20.4	20.2	21.0	21.1	21.0	21.6	22.0	22.5
<b>ArribaRucue</b>	33.5	26.8	19.9	8.3	1.7	0.0	0.0	0.0	8.4	21.8	28.5	33.5
<b>AbajoRucue</b>	56.5	45.2	28.5	13.3	12.4	0.0	0.0	0.0	14.2	36.7	48.0	56.3

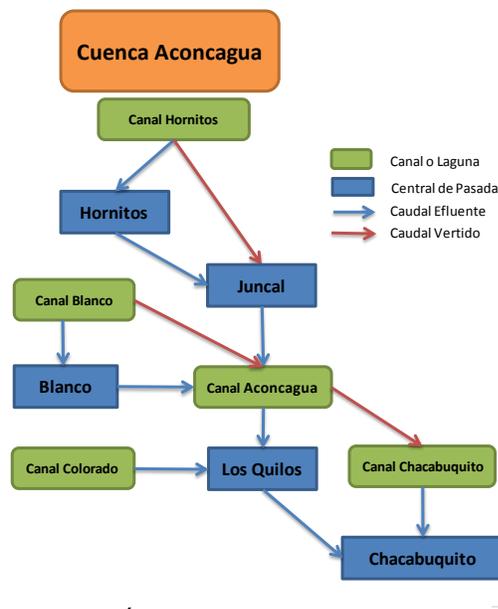


FIGURA 19: DIAGRAMA CONFIGURACIÓN CENTRALES EN SERIE DE LA CUENCA DEL ACONCAGUA

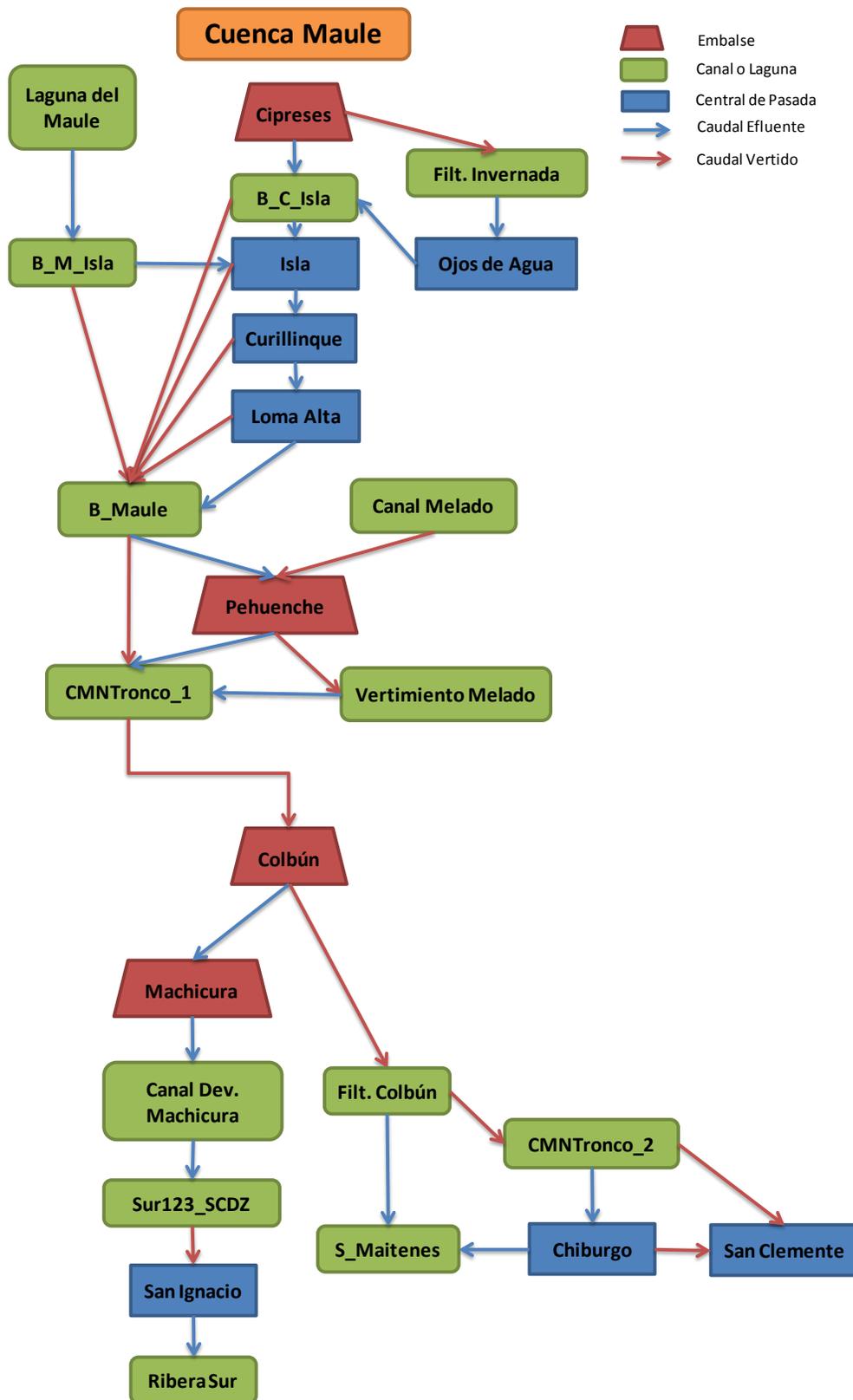


FIGURA 20: DIAGRAMA DE CONFIGURACIÓN CENTRALES EN SERIE DE LA CUENCA DEL MAULE

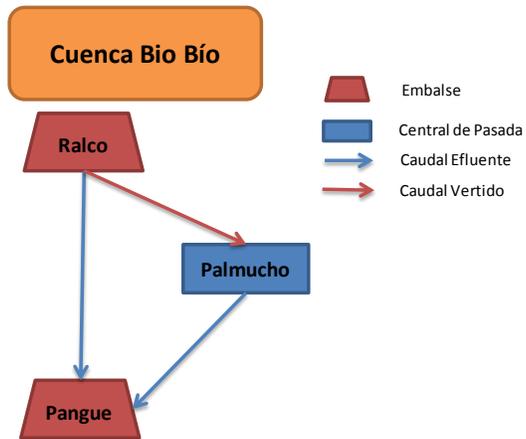


FIGURA 21: DIAGRAMA DE CONFIGURACIÓN DE CENTRALES EN SERIE DE LA CUENCA DEL BIOBIO

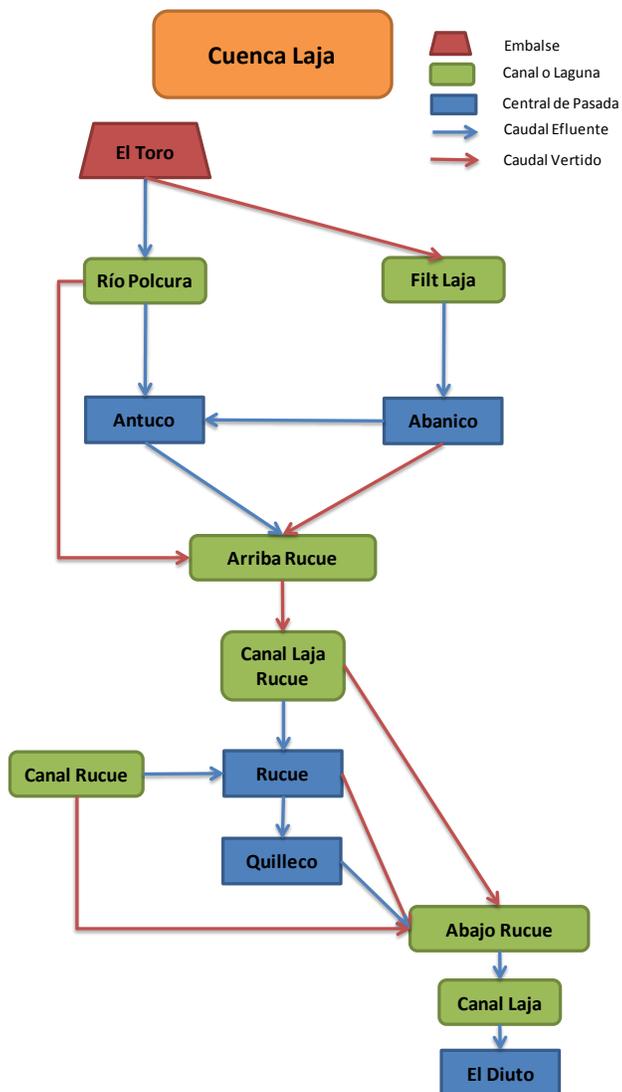


FIGURA 22: DIAGRAMA CONFIGURACIÓN CENTRALES EN SERIE CUENCA DEL LAJA

TABLA 6: CENTRALES HIDRÁULICAS UTILIZADAS EN EL MODELO

CENTRAL	Volumen Mínimo [MM m <sup>3</sup> ]	Volumen Máximo [MM m <sup>3</sup> ]	Potencia Mínima [MW]	Potencia Máxima [MW]
	4.71	174.66	0	102.8
PEHUENCHE	106.58	133.64	120	560
COLBUN	381.62	1553.25	100	457
MACHICURA	7.13	17.7	12	95
ELTORO	431	5585.89	0	450
RAPEL	272.3	563.21	0	375
CANUTILLAR	90	1065.38	40	170.2
RALCO	410	1173.29	90	690
PANGUE	26.6	71.96	50	450
OJOSDEAGUA	0	0	0	9
ISLA	0	0	0	69
CURILLINQUE	0	0	55	87
LOMAALTA	0	0	0	39
CHIBURGO	0	0	0	19.4
SAN_CLEMENTE	0	0	0	5.5
SANIGNACIO	0	0	0	37
ABANICO	0	0	0	136
ANTUCO	0	0	76.6	320
RUCUE	0	0	32	178.4
QUILLECO	0	0	0	70
EL_DIUTO	0	0	0	3.3
HORNITOS	0	0	0	55
JUNCAL	0	0	0	32
BLANCO	0	0	0	57
LOSQUILOS	0	0	0	39.9
CHACABUQUITO	0	0	0	25.7
LAHIGUERA	0	0	30	155
CONFLUENCIA	0	0	30	163.2
PALMUCHO	0	0	0	32
LOSMOLLES	0	0	0	18
QUELTEHUES	0	0	15	48
FLORIDA	0	0	0	29.2
GUAYACAN	0	0	0	12
SAUCEANDES	0	0	0	2
PEHUI	0	0	0	1.1
LOSMORROS	0	0	0	3
MAITENES	0	0	0	31
PUNTILLA	0	0	0	22.2
ALFALFAL	0	0	20	178
EYZAGUIRRE	0	0	0	2.1
SAUZAL_1	0	0	0	37.6
PEUCHEN	0	0	14	85.6
MAMPIL	0	0	0	55
PULLINQUE	0	0	30	51.4
CAPULLO	0	0	0	12
PILMAIQUEN	0	0	0	39.1
PUCLARO	0	0	0	5.6
RIO_TRUENO	0	0	0	5.8
EL_MANZANO	0	0	0	4.9
LA_PALOMA	0	0	0	4.6
COYA	0	0	0	12
LIRCAY	0	0	0	19
MARIPOSAS	0	0	0	6
MALLARAUCO	0	0	0	3.4
MUCHI	0	0	0	1
LA_ARENA	0	0	0	3
CHACAYES	0	0	22	112
RUCATAYO	0	0	0	55
NALCAS	0	0	0	6.8
CALLAO	0	0	0	3.3
LICAN	0	0	0	17

Se ha observado, de los datos históricos de operación, que las centrales hidráulicas de embalse tienen rendimientos que dependen considerablemente de la cota de embalse y por consiguiente del volumen embalsado. Por tanto, se han estimado curvas de rendimiento para las centrales de embalse, se ha utilizado una interpolación de un polinomio de orden 3 en cada central, utilizando información histórica de operación obtenida de los datos de entrada del PCP; la justificación de usar una interpolación cúbica y no una cuadrática, logarítmica o exponencial, es que se

obtuvieron mejores valores para  $R^2$  y no hay problemas con la extrapolación de los datos, puesto que se cuenta con información en el rango completo de los volúmenes mínimos y máximos de operación de cada central. Los coeficientes estimados se presentan en la Tabla 7 y los datos utilizados y las curvas interpoladas se presentan en la Figura 23 y Figura 24. Al finalizar cada simulación semanal, se actualiza el volumen de los embalses de la semana siguiente, para luego actualizar el rendimiento de cada embalse al inicio de cada simulación. En base a los antecedentes que se manejan, se ha establecido que el rendimiento de la central Machicura no varía sustancialmente en el tiempo y se le ha asignado un valor fijo igual a  $0,33 \text{ [MW/m}^3\text{]}$

TABLA 7: COEFICIENTES DE LA REGRESIÓN CÚBICA DE RENDIMIENTOS DE EMBALSES

Central	a	b	c	d	$R^2$
CIPRESES	1,02850E-07	-4,15762E-05	6,04148E-03	2,57762E+00	0,9931
PEHUENCHE	-1,28340E-06	4,80528E-04	-5,81407E-02	4,04229E+00	0,5504
COLBUN	9,86264E-11	-4,21610E-07	8,24599E-04	9,79032E-01	0,9913
ELTORO	3,41848E-12	-2,63284E-08	1,63855E-04	4,47094E+00	0,9986
RAPEL	3,64000E-10	-4,40574E-07	3,04162E-04	5,54889E-01	0,9807
CANUTILLAR	4,75879E-11	-5,75541E-08	2,11684E-04	1,87516E+00	0,9956
RALCO	2,48838E-10	-7,38748E-07	1,04946E-03	1,11360E+00	0,9944
PANGUE	3,61190E-07	-8,15654E-05	7,68304E-03	6,21294E-01	0,9573

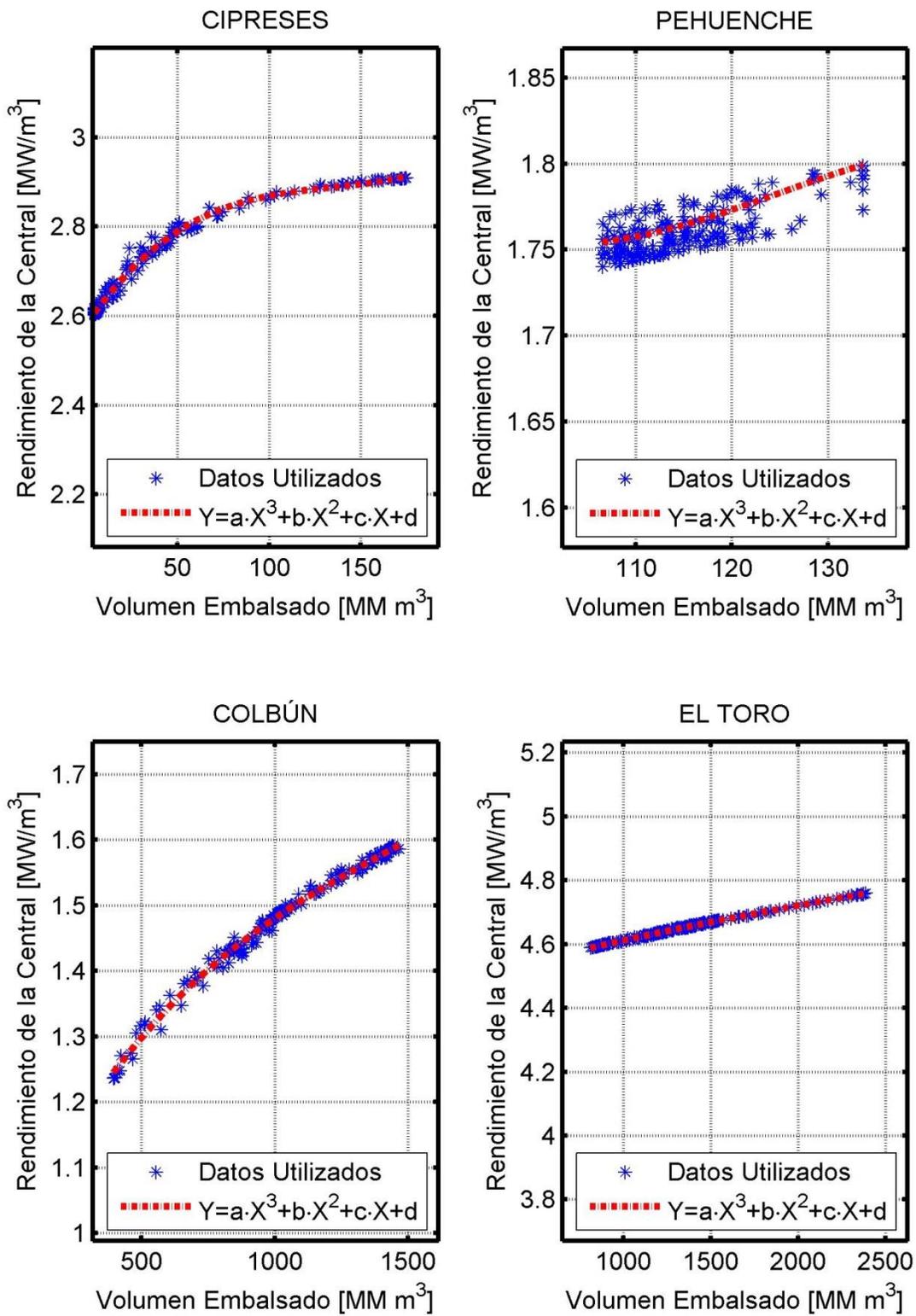


FIGURA 23: RENDIMIENTO CENTRALES DE EMBALSE PT. 1

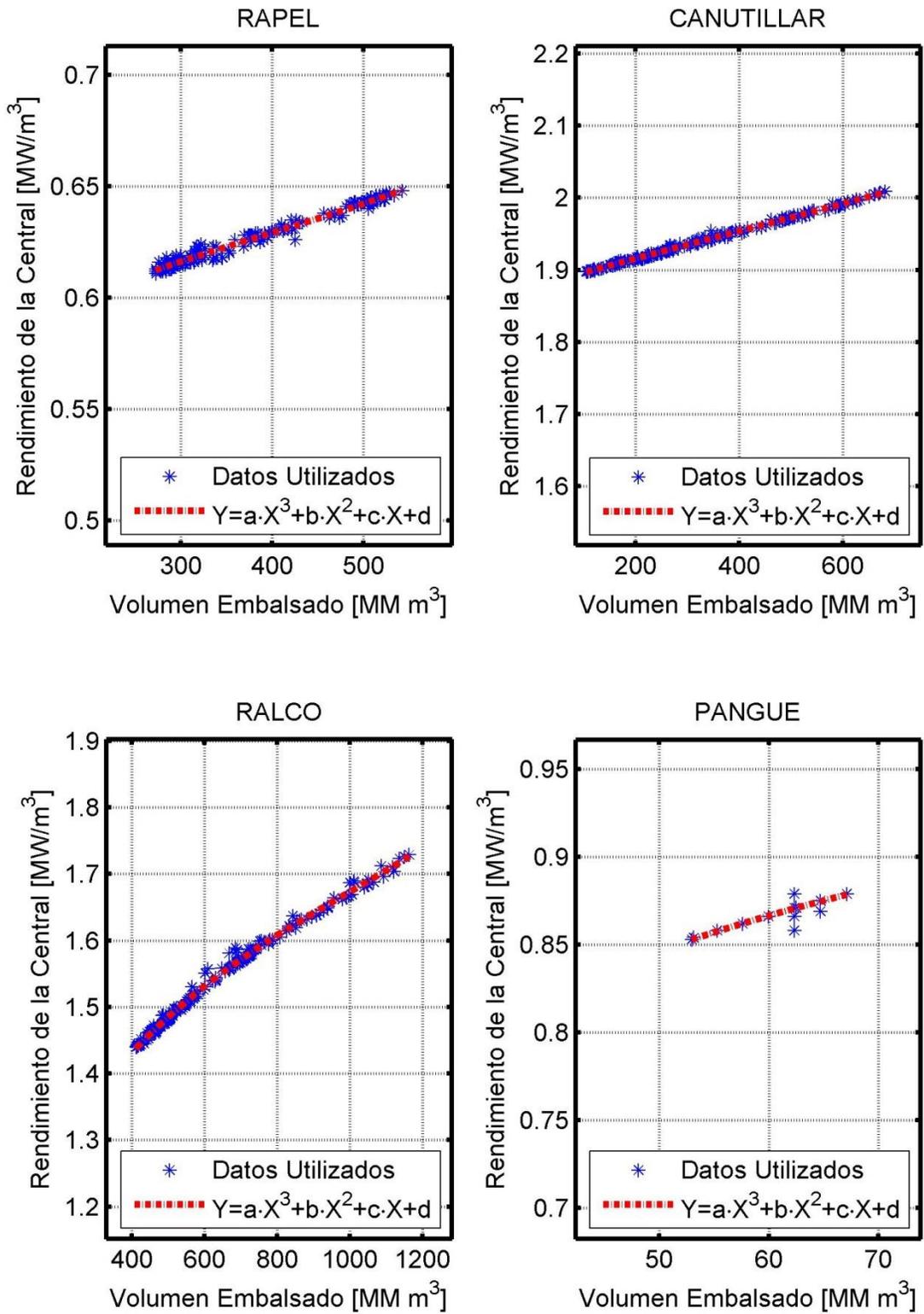


FIGURA 24: RENDIMIENTO CENTRALES DE EMBALSE PT. 2

### 3.2.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La determinación de los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión, como voltajes, reactancias y flujos máximos, así como la interconexión entre las barras, ha sido determinada a partir de los datos de entrada del modelo PCP del CDEC y contrastados con el diagrama unifilar del CDEC-SIC, actualizado al 25 de enero de 2013, mes en el cual se iniciaron las simulaciones del modelo.

Los detalles de las líneas se presentan en los anexos de este informe.

### 3.2.4 CAUDALES AFLUENTES

Los caudales afluentes utilizados en el modelo, corresponden a los de un año hidrológico medio, correspondiente al periodo entre abril 1969 y marzo de 1970 (50% prob. de excedencia), definido por el CDEC-SIC, para todas las simulaciones, ya que se considera un escenario hidrológico representativo. En el análisis de sensibilidad se utilizan además una hidrología seca y una húmeda. La metodología empleada para obtener y aplicar estos datos en el modelo, se explica en más detalle en el capítulo 3.4 de esta tesis.

Es importante destacar que en el caso de las centrales de pasada, que no forman parte de un sistema de centrales en serie, como las presentadas en las Figura 19 a la Figura 22, los caudales afluentes en realidad son representados por energía afluente de manera directa, y a causa de esto, en el modelo se les asigna a estas centrales un rendimiento igual a 1. Tanto la información de caudales o energía generable mes a mes, se presentan en los anexos de este informe y la fuente es el CDEC-SIC

### 3.2.5 VOLÚMENES DE EMBALSE INICIALES

Se ha usado el volumen con probabilidad de excedencia de 50% para los primeros 3 días de abril en cada embalse para el inicio de las simulaciones; a lo largo del año los volúmenes de cada semana son actualizados en función de los resultados obtenidos en la simulación de la semana anterior.

Para determinar cuál sería los volúmenes medio de embalses a utilizar, se ha realizado un análisis de los volúmenes históricos de los embalses para el mes de abril; esta información se encuentra disponible de en la página del CDEC-SIC.

### 3.2.6 DEMANDAS REALES DEL SISTEMA A NIVEL HORARIO.

El modelo ha simplificado la realidad del sistema, al agrupar el total de las barras del sistema en tan solo 137 barras, tal como se explicó anteriormente. Por tanto, también se ha debido agrupar las demandas, para no perder la cantidad de energía real demandada por en el sistema hora a hora.

En la Figura 25 se presentan los valores de las demandas utilizadas en el modelo, que corresponden a las demandas registradas entre abril de 2011 y marzo de 2013, agrupadas en las 137 barras implementadas en el modelo. Desde la Figura 26 a la Figura 32, se presentan los mismos datos pero con más detalle, agrupándolos cada 20 barras para que se pueda apreciar mejor la información.

La gran cantidad de barras en las que no se registra demanda, corresponden a barras que en el modelo sólo cumplen la función de ser puntos de conexión de centrales o enlaces con barras, y que en la práctica no se trata de barras demandantes de energía, como por ejemplo las barras de Alfalfal 220, Ralco 220 y P. Colorada 220.

Se puede apreciar claramente en la Figura 25 que existe un número reducido de barras que tienen demandas relativamente altas, entre las más importantes están: Las Vegas 110, Polpaico 220, Cerro Navia 110, El Salto 110, Ochagavia 110 y Florida 110.

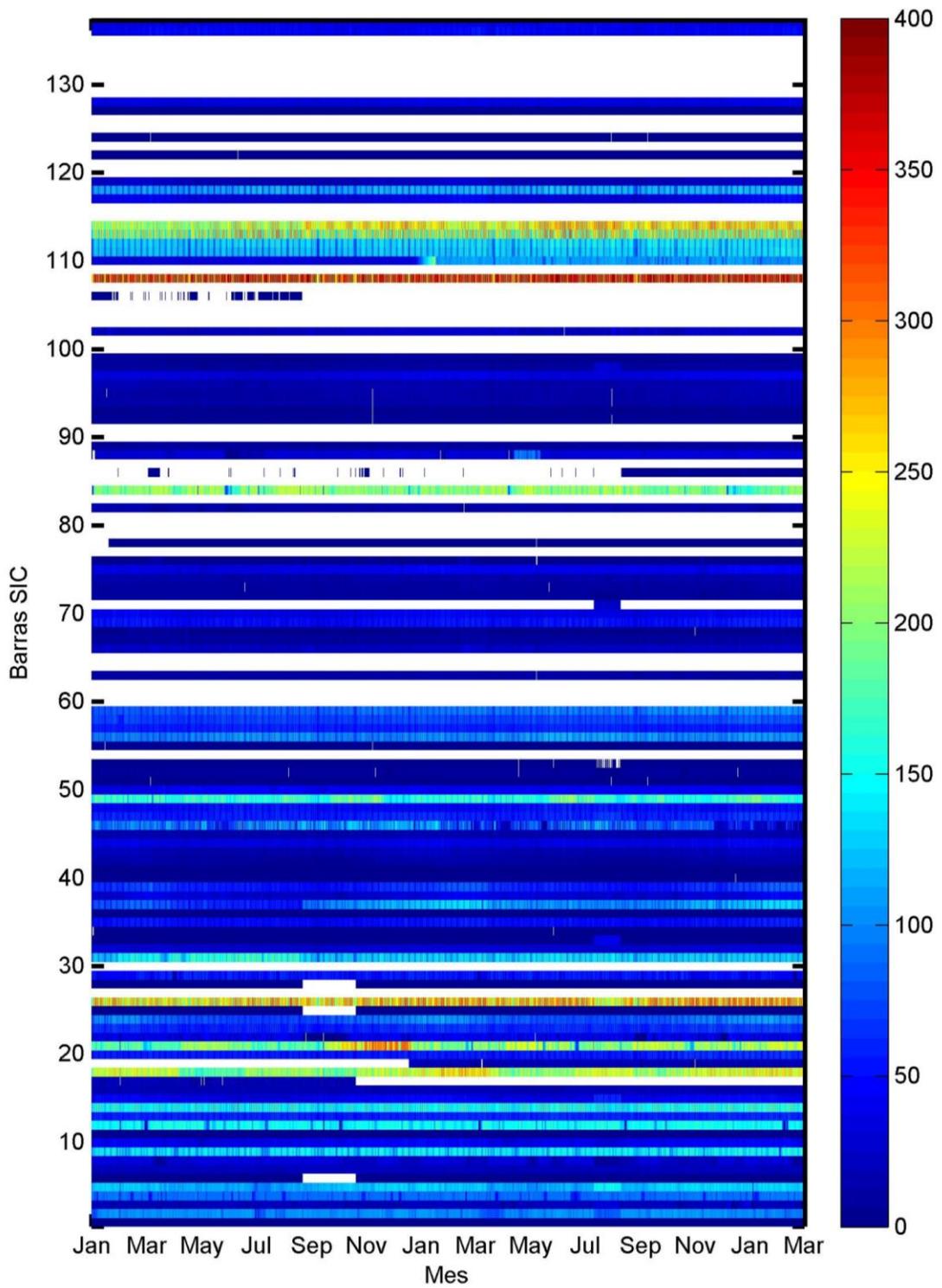


FIGURA 25: DEMANDA BARRAS UTILIZADAS EN LA MODELACIÓN EN [MWh]  
 Fuente: Elaboración propia en base a la información disponible en el CDEC-SIC y CNE

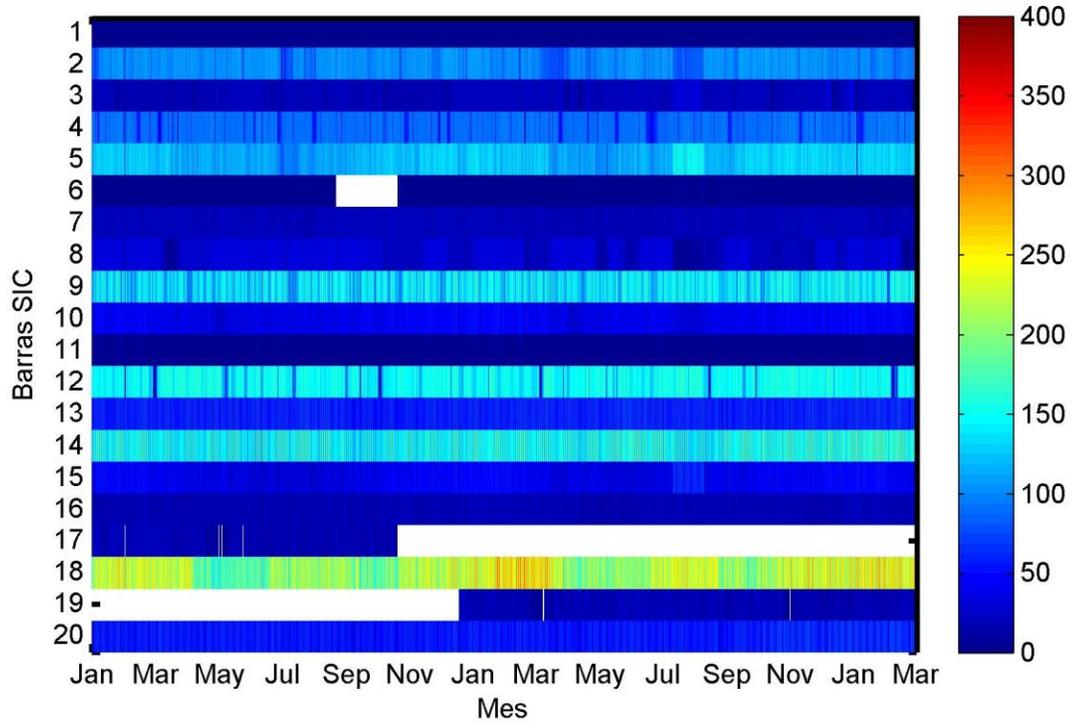


FIGURA 26: DETALLE DEMANDAS BARRAS 1 A LA 21 EN [MWh]

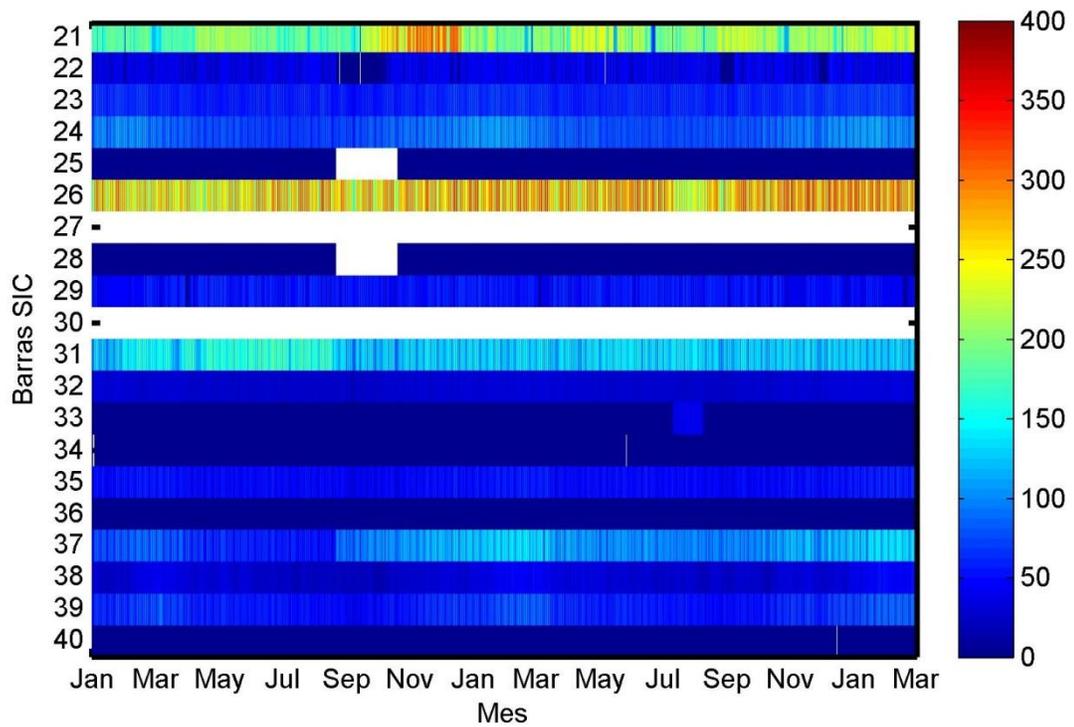


FIGURA 27: DETALLE DEMANDAS BARRAS 21 A LA 40 EN [MWh]

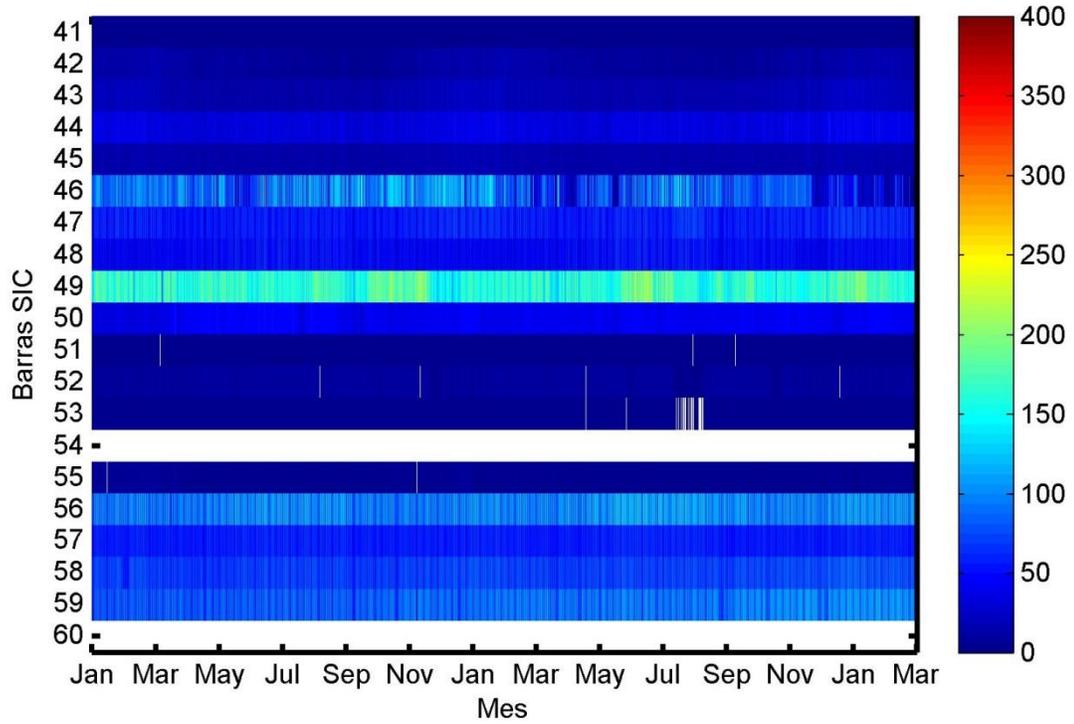


FIGURA 28: DETALLE DEMANDAS BARRAS 41 A LA 60 EN [MWh]

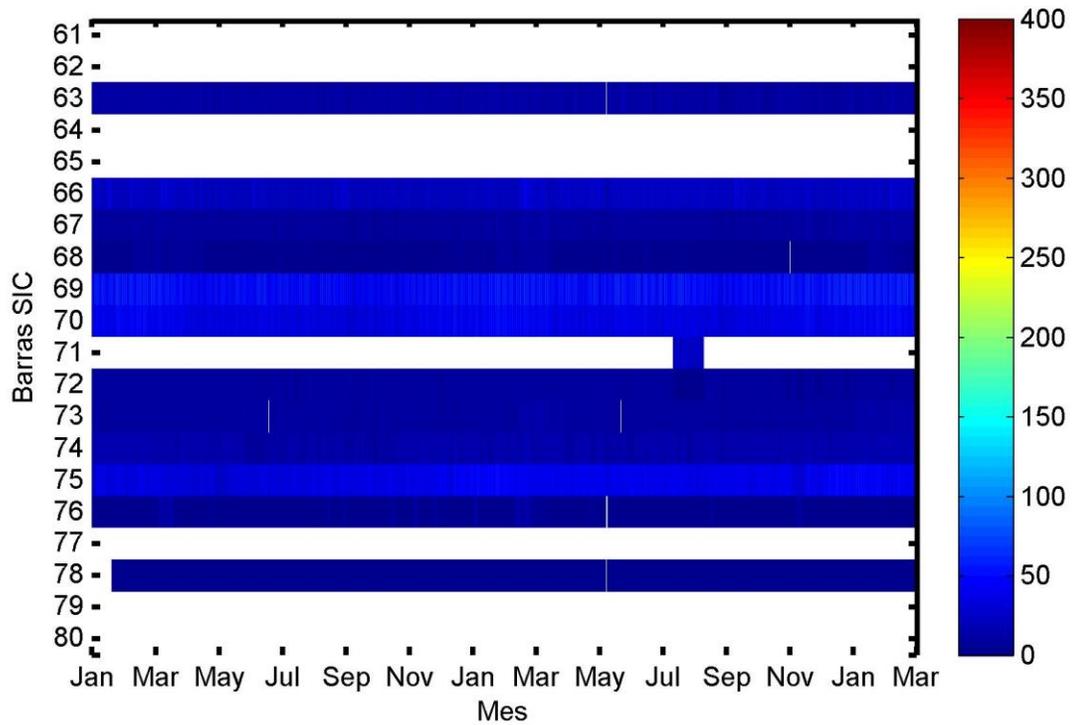


FIGURA 29: DETALLE DEMANDAS BARRAS 61 A LA 80 EN [MWh]

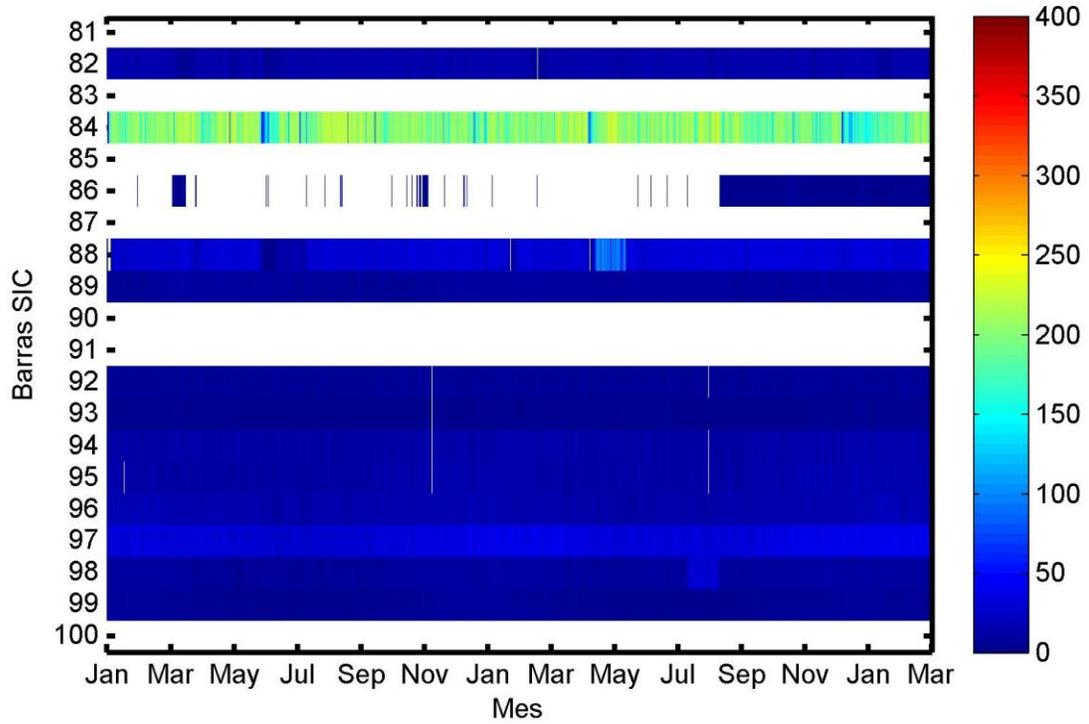


FIGURA 30: DETALLE DEMANDAS BARRAS 81 A LA 100 EN [MWh]

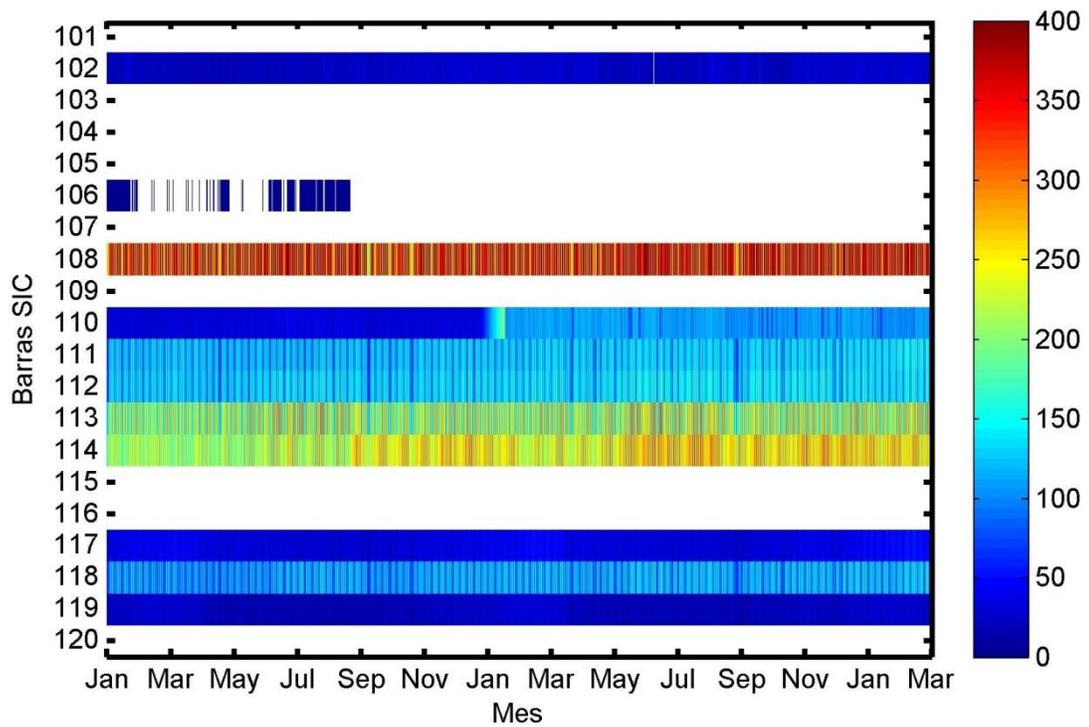


FIGURA 31: DETALLE DEMANDAS BARRAS 101 A LA 120 EN [MWh]

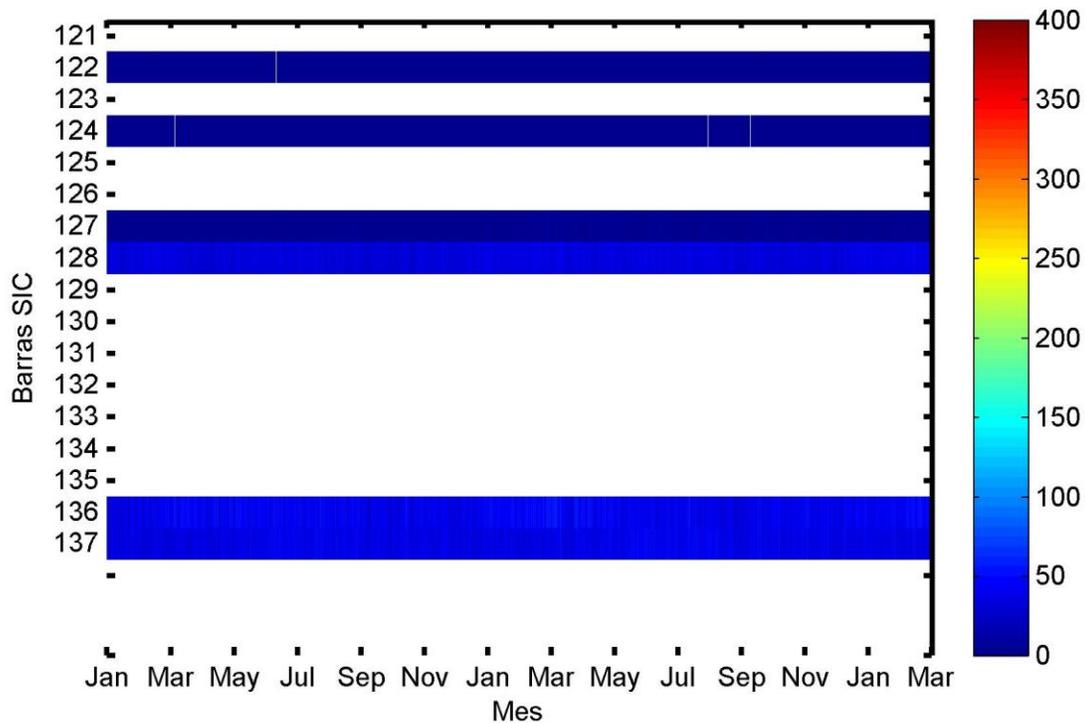


FIGURA 32: DETALLE DEMANDAS BARRAS 121 A LA 137 EN [MWh]

### 3.3 REPRESENTACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL MODELO

Se propone en esta tesis utilizar sistemas de almacenamiento acoplados a las barras utilizadas en el modelo, con la capacidad de poder entregar y tomar de energía a la vez. Por otro lado, se propone utilizarlas acopladas a centrales térmicas y parques eólicos. Por el momento se descarta en este estudio el análisis para centrales hidráulicas, ya que una solución más afín son los estanques de regulación que podrían construir eventualmente este tipo de centrales. Además, los caudales de entrada del modelo no han sido estimados a nivel horario, lo cual sería importante si se quisiera cuantificar el efecto de sistemas SAE acoplados a centrales hidráulicas.

En la Tabla 8 se presenta la identificación de los SAE's que se modelan directamente conectadas a las 137 barras del sistema utilizadas en la modelación, en este caso los SAE's tienen la capacidad de entregar y tomar energía del sistema, el esquema que representa la operación de estas se presenta en la Figura 33.

En la Tabla 9 se presentan la identificación de los SAE's que se conectan a centrales térmicas y en la Tabla 10 los SAE's que se conectan a centrales eólicas, en estos casos sólo pueden tomar energía de la central a la que se encuentra conectada directamente y no del sistema, en la Figura 34 se presenta un esquema de operación de estas.

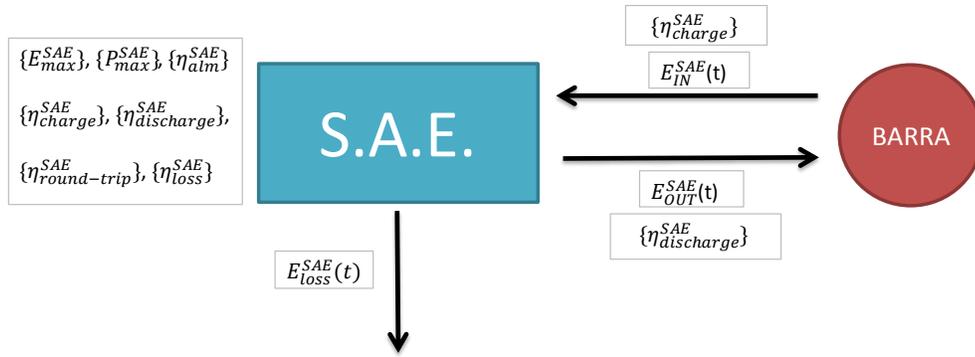


FIGURA 33: ESQUEMA APLICACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO ACOPLADOS DIRECTAMENTE A BARRAS CON LA CAPACIDAD DE EXTRAER ENERGÍA DEL SISTEMA.

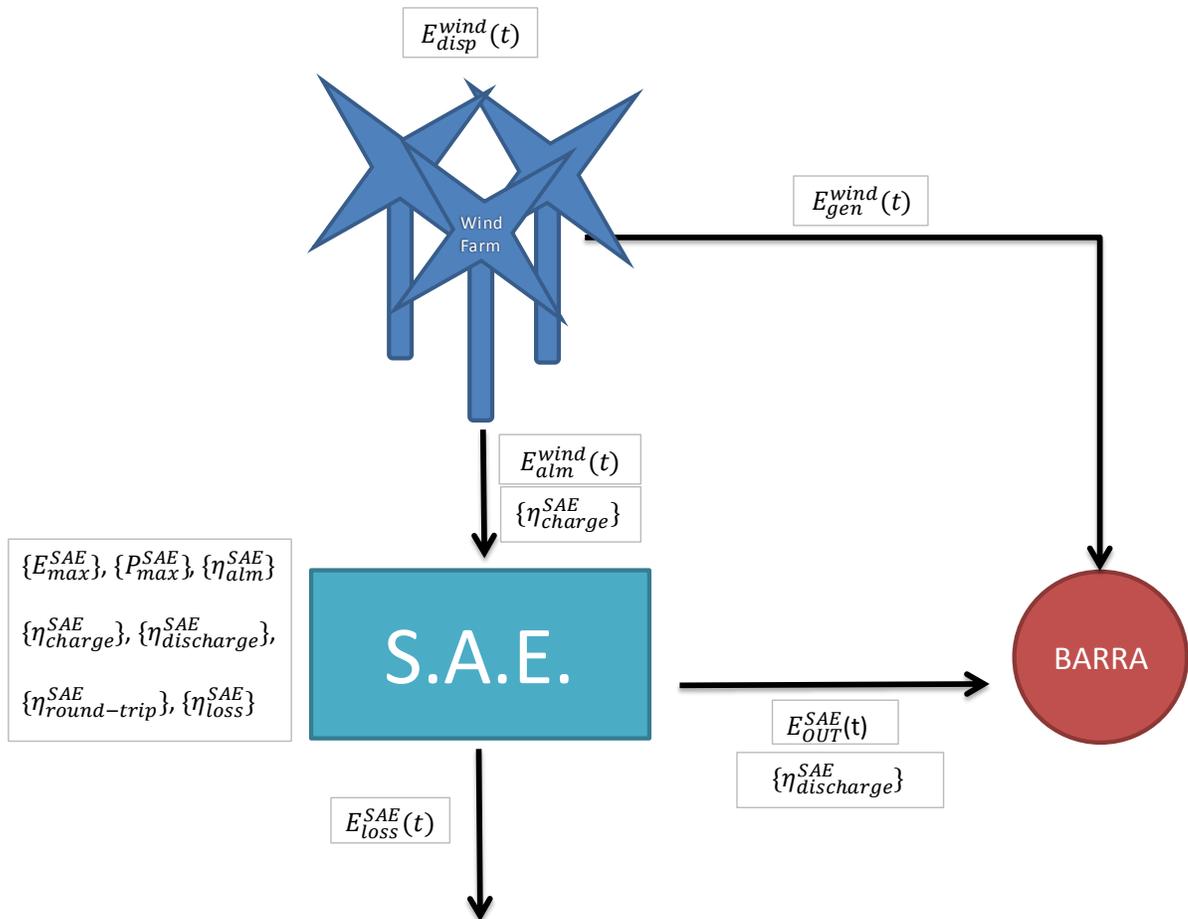


FIGURA 34: ESQUEMA APLICACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO ACOPLADOS A PARQUES EÓLICOS

Los parámetros característicos del SAE se presentan entre corchetes como la eficiencia de carga y descarga, las flechas corresponden a los flujos de energía.

TABLA 8: ID SAE Y BARRA RESPECTIVA DE CONEXIÓN (400-536)

ID SAE	Barra	ID SAE	Barra	ID SAE	Barra	ID SAE	Barra
400	Paposo 220	435	Tilcoco 154	470	Dole 66	505	Molinos 110
401	D. de Almagro 220	436	S. Fernando 154	471	Indura 66	506	Polpaico 220 Aux
402	C. Pinto 220	437	Teno 154	472	Graneros 66	507	El Salto 110
403	Cardones 220	438	Itahue 154	473	S. Fco Mostazal 66	508	Almendros 220
404	Cardones 110	439	Cipreses 154	474	Charrúa 66	509	Almendros 110
405	Maitencillo 220	440	Maule 154	475	Cholguán 66	510	Chena 110
406	Maitencillo 110	441	Linares 154	476	Pehuenche 220	511	Lo Espejo 110
407	Huasco 110	442	Parral 154	477	Rucue 220	512	Ochagavía 110
408	Pan de Azucar 220	443	Chillán 154	478	Antuco 220	513	Florida 110
409	Pan de Azucar 110	444	Ancoa 220	479	Pangue 220	514	Nogales 220
410	Los Vilos 220	445	Charrúa 220	480	Trupán 220	515	P. Colorada 220
411	Quillota 220	446	Charrúa 154	481	Cholguán 220	516	Buín 110
412	A. Santa 220	447	Concepción 154	482	Alfalfal 220	517	Renca 110
413	Miraflores 110	448	S. Vicente 154	483	Candelaria 220	518	Malloa 154
414	Quillota 110	449	Petrodow 154	484	Ralco 220	519	Tinguiririca 154
415	Ventanas 110	450	Hualpén 154	485	Ciruelos 220	520	A. Santa 110
416	Pachacama 110	451	Mapal 154	486	Ancoa 500	521	L. Palmas 220
417	Las Vegas 110	452	Fopaco 154	487	Sauzal 2 110	522	Lagunillas 154
418	P. Peuco 110	453	Bocamina 154	488	Tuniche I	523	Sauzal 154
419	Batuco 110	454	Esperanza 220	489	Tuniche II	524	Sauza 3 110
420	Polpaico 220	455	Temuco 220	490	Cautín 220	525	Temuco 66
421	Lampa 220	456	Valdivia 220	491	Ancud 110	526	Pillanlelbun 66
422	Rapel 220	457	B. Blanco 220	492	Degañ 110	527	Lautaro 66
423	A. Melipilla 220	458	P. Montt 220	493	Pid-Pid 110	528	L.Vegas 110 exp
424	C. Navia 220	459	Canutillar 220	494	Chonchi 110	529	Ventanas 220
425	C. Navia 110	460	C. Arauco 66	495	El Peñon 110	530	S. Luis 220
426	Chena 220	461	Colcura 66	496	Ovalle 66	531	Quintero 220
427	A. Jahuel 220	462	Constitución 66	497	Punitaqui 66	532	Lagunillas 220
428	Colbún 220	463	Coronel 154	498	M. Patria 66	533	Hualpén 220
429	A. Jahuel 154	464	El Indio 110	499	Guacolda 220	534	S. María 220
430	A. Jahuel 110	465	Lota 66	500	C. Navia 220 Aux	535	Coronel 66
431	Paine 154	466	S. Javier 66	501	S. Elvira 66	536	Concepción 66
432	Rancagua 154	467	S. Miguel 66	502	Polpaico 500		
433	Sauzal 1 110	468	Talca 66	503	A. Jahuel 500		
434	P. Cortés 154	469	Rancagua 66	504	Ancoa 500 Aux		

TABLA 9: ID SAE Y CENTRAL TÉRMICA DE CONEXIÓN RESPECTIVA (537-641)

ID SAE	Central	ID SAE	Central	ID SAE	Central
537	N. Renca	572	Renca II	607	Chuyaca
538	D. Almagro	573	Celco 1	608	Quellón
539	Guacolda 1	574	Celco 2	609	Emelda 1
540	Guacolda 2	575	Celco 3	610	Emelda 2
541	Guacolda 3	576	Arauco 1	611	Colihues
542	Guacolda 4	577	Arauco 2	612	Los Vientos
543	Taltal 1	578	Arauco 3	613	Santa Lidia
544	Taltal 2	579	Escuadrón	614	Colmito
545	Huasco Carbón 1	580	Horcones	615	Cenizas
546	Huasco Carbón 2	581	Laja-Eve	616	Los Espinos
547	Huasco Diesel 1	582	Santa María	617	Teno
548	Huasco Diesel 2	583	Bocamina 1	618	San Lorenzo 1
549	Huasco Diesel 3	584	Bocamina 2	619	San Lorenzo 2
550	Laguna Verde Gas Natural 1	585	S. Francisco	620	El Peñón
551	Laguna Verde Diesel 1	586	Petrodow	621	Esperanza 1
552	Laguna Verde Diesel 2	587	Cholguán 1	622	Esperanza 2
553	Nehuenco 1	588	Cholguán 2	623	Esperanza 3
554	Nehuenco 2	589	Licantén 1	624	Degañ
555	Nehuenco 3	590	Licantén 2	625	Chiloe
556	San Isidro I	591	Nueva Aldea 1	626	Concón
557	San Isidro II	592	Nueva Aldea 2	627	Las Vegas
558	Quintero 1	593	Nueva Aldea 3	628	El Totoral
559	Quintero 2	594	Coronel	629	Placilla
560	Olivos	595	Yungay 1	630	Quintay
561	Cardones	596	Yungay 2	631	Calle-Calle
562	Trapén	597	Yungay 3	632	San Gregorio
563	Termopacífico	598	Yungay 4	633	Linares
564	Espinos	599	Punta Colorada	634	Constitución
565	Newen	600	Cementos BioBio	635	Maule
566	Ventanas 1	601	Masisa	636	Loma Los Colorados 1
567	Ventanas 2	602	El Salvador	637	Loma Los Colorados 2
568	Nueva Ventanas	603	Valdivia 1	638	Lautaro
569	Candelaria 1	604	Valdivia 2	639	Santa Fe 1
570	Candelaria 2	605	Valdivia 3	640	Santa Fe 2
571	Renca I	606	Valdivia 4	641	Santa Fe 3

TABLA 10: ID SAE Y PARQUE EÓLICO CONECTADO (642-684)

ID SAE	Parque	ID SAE	Parque
642	Parque Eólico Totoral	664	Parque Eólico Cabo Leones I 1
643	Ampliación Parque Eólico Lebu	665	Parque Eólico San Juan De Chañaral II
644	Parque Eólico Talinay II 1	666	Parque Eólico El Arrayan
645	Parque Eólico Punta Colorada	667	Parque Eólico Raki
646	Parque Eólico Canela II	668	Parque Eólico Cuel
647	Parque Eólico Montereado	669	Parque Eólico Lebu II 2
648	Parque Eólico Canela I	670	Parque Eólico Reinaco
649	Parque Eólico Lebu Sur	671	Parque Eólico La Cebada
650	Parque Eólico Ucuquer	672	Parque Eólico Llayllay
651	Parque Eólico Cabo Leones II 1	673	Parque Eólico Llanquihue
652	Parque Eólico Cabo Leones II 2	674	Parque Eólico San Pedro II
653	Parque Eólico San Pedro I	675	Parque Eólico Las Dichas
654	Parque Eólico El Pacífico	676	Parque Eólico Collipulli
655	Parque Eólico Talinay III	677	Parque Eólico Laguna Verde
656	Parque Eólico Talinay II 2	678	Parque Eólico Hacienda Quijote
657	Parque Eólico Ancud	679	Parque Eólico Arauco
658	Parque Eólico Sarco I	680	Parque Eólico La Gorgonia
659	Parque Eólico Sarco II	681	Parque Eólico Talinay II 3
660	Parque Eólico Punta Sierra	682	Parque Eólico Talinay II 4
661	Parque Eólico Punta Palmeras	683	Parque Eólico San Juan de Chañaral I
662	Parque Eólico Taltal	684	Parque Eólico Lebu II 1
663	Parque Eólico Cabo Leones I 2		

### 3.3.1 MODELACIÓN Y RESTRICCIONES SOBRE EL MODELO

A continuación, se presentan las ecuaciones que rigen la operación de los sistemas de almacenamiento en el modelo.

#### 3.3.1.1 BALANCE DE ENERGÍA:

En las ecuaciones ( 17 ) y ( 18 ) se presentan las restricciones de balance de energía que se almacena y que se libera al sistema.

$$E^{SAE}(t) = (E_{alm}^{wind}(t) + E_{IN}^{SAE}(t)) \cdot \eta_{charge}^{SAE} - E_{OUT}^{SAE}(t) \cdot \eta_{discharge}^{SAE} - E_{loss}^{SAE}(t) ;$$

$$t = 1$$
( 17 )

$$E^{SAE}(t) = E^{SAE}(t - 1) + (E_{alm}^{wind}(t) + E_{IN}^{SAE}(t)) \cdot \eta_{charge}^{SAE} - E_{OUT}^{SAE}(t) \cdot \eta_{discharge}^{SAE} - E_{loss}^{SAE}(t) ;$$

$$\forall t = 2, \dots, T$$
( 18 )

Donde:

$E^{SAE}(t)$  : Energía almacenada en el SAE, en el tiempo t.

$E_{alm}^{wind}(t)$  : Energía entregada al SAE, por la central en el tiempo t.

$E_{IN}^{SAE}(t)$  : Energía que se es almacenada en el SAE, y que proviene de la barra de conexión en el tiempo t.

$\eta_{charge}^{SAE}$  : Eficiencia de transformación de energía en el proceso de carga.

$E_{OUT}^{SAE}(t)$  : Energía entregada a la barra por el SAE en el tiempo t.

$\eta_{discharge}^{SAE}$  : Eficiencia de transformación de energía, en el proceso de descarga.

$E_{loss}^{SAE}(t)$  : Pérdida de energía en el tiempo t, debido a la descarga por almacenamiento.

### 3.3.1.2 RESTRICCIÓN DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

La ecuación ( 19 ) es la que limita la cantidad de energía almacenada, de acuerdo a la capacidad de almacenamiento que el usuario le asigna a cada SAE.

$$0 \leq E^{SAE}(t) \leq E_{max}^{SAE} ; \forall t = 1, \dots, T \quad (19)$$

Donde:

$E_{max}^{SAE}$  : Máxima capacidad de almacenamiento del SAE.

### 3.3.1.3 RESTRICCIÓN DE POTENCIA

Los sistemas de almacenamiento tienen potencias máximas de carga y descarga que son impuestas en las ecuaciones ( 20 ) y ( 21 ). Estas potencias son parámetros de diseño de los SAE y además están correlacionados con la tecnología empleada.

$$0 \leq E_{IN}^{SAE}(t) \leq E_{IN_{max}}^{SAE} ; \forall t = 1, \dots, T \quad (20)$$

$$0 \leq E_{OUT}^{SAE}(t) \leq E_{OUT_{max}}^{SAE} ; \forall t = 1, \dots, T \quad (21)$$

### 3.3.1.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR ALMACENAMIENTO:

Algunos sistemas de almacenamiento sufren pérdidas de energía considerables por almacenamiento, como por ejemplo los volantes de inercia que tienen alrededor de un 20% de pérdidas por almacenamiento por hora (Loannis Hadjipaschalis 2009). De

todas maneras, en general, este término es despreciable en la mayoría de los sistemas de almacenamiento.

$$E_{loss}^{SAE}(t) = E^{SAE}(t-1) \cdot \eta_{loss}^{SAE} ; \forall t = 1, \dots, T \quad (22)^2$$

Donde:

$\eta_{loss}^{SAE}$  : Coeficiente de pérdida por almacenamiento por hora del SAE.

### 3.3.1.5 BALANCE ENERGÍA EÓLICA:

En el caso de los sistemas acoplados a parques eólicos, se impone la restricción de la ecuación ( 23 ), que corresponde a la energía que es vertida (desperdiciada) en algunos instantes, por existir mayor potencial de generación del que es posible inyectar a la red, a causa de limitaciones de transmisión, o sobreoferta de energía eólica en horas de baja demanda.

$$E_{disp}^{wind}(t) = E_{alm}^{wind}(t) + E_{gen}^{wind}(t) + E_{vert}^{wind}(t) ; \forall t = 1, \dots, T \quad (23)$$

Donde:

$E_{disp}^{wind}(t)$  : Energía total disponible para el parque eólico en el tiempo t.

$E_{gen}^{wind}(t)$  : Energía eólica que despacha directamente el parque eólico a la barra de conexión.

$E_{vert}^{wind}(t)$  : Energía eólica que no es despachada al sistema y tampoco es posible almacenarla en un SAE.

### 3.3.1.6 ENERGÍA INICIAL Y FINAL DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO:

Ya que en el modelo se utilizan horizontes de evaluación de 168 horas (7 días), el modelo tendería a dejar en la hora 168 a los SAE's vacíos, al tener bajos o nulos costos para despachar la energía ya almacenada, es decir si uno impone un valor inicial para el almacenamiento siempre terminaría en 0 la energía almacenada al final de la semana. Para que esto no ocurra y a la vez darle una operación con holgura de

---

<sup>2</sup> Balance de la pérdida de energía se realizará a partir del volumen de energía del tiempo anterior.

operación en las primeras y últimas horas de la semana, es que al modelo se le impone una restricción para la energía inicial y final de cada SAE igual a la mitad de su capacidad total.

$$E^{SAE}(t) = \frac{E_{max}^{SAE}}{2} ; \forall t = 1, T \quad (24)$$

### 3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Se han estudiado 2 escenarios de hidrología adicionales. Un escenario de hidrología seca, y uno de hidrología húmeda. Además, se ha hecho un análisis de sensibilidad con respecto a la eficiencia de transformación de energía de los sistemas de almacenamiento de energía.

#### 3.4.1 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS DE DOS HIDROLOGÍAS DISTINTAS:

Se usaron dos hidrologías adicionales a la hidrología media, para determinar en cuál escenario hidrológico se obtienen mayores beneficios por el uso de sistemas de almacenamiento, o si en realidad la hidrología no tiene mayor incidencia en los resultados.

Los escenarios hidrológicos simulados son hidrología seca (90% de probabilidad de excedencia), y húmeda (20% probabilidad de excedencia). En particular, el año seco corresponde al año hidrológico 2007-2008, y el año húmedo corresponde al año hidrológico 1986-1987. En la Figura 36, se presentan los datos que utiliza el CDEC para esta definición de hidrologías. En los dos escenarios utilizados, la variable a modificar es la energía generable por las centrales, esta información se encuentra disponible en la página del CDEC-SIC.

Se ha realizado una regresión lineal, entre mes y mes, de los caudales afluentes a las centrales, con el fin de evitar saltos en las simulaciones que pudiesen alterar los resultados. De no realizarse esta suavización los caudales afluentes tendrían forma de función escalón, generando saltos en los caudales al producirse un cambio de mes. Estos saltos bruscos, en la generación de las centrales hidráulicas, podrían conllevar a resultados anómalos en semanas simuladas donde hay cambio de mes. Estas regresiones lineales se realizaron fijando el valor entregado por el CDEC a la hora 0 del día 15 de cada mes e interpolando los valores a nivel horario entre mes y mes. Un ejemplo de aplicación de estas interpolaciones son presentadas en la Figura 35.

Los escenarios hidrológicos son definidos a nivel de sistema, y por ese motivo en algunos casos particulares, hay centrales que, por ejemplo, en el año seco tienen mayores caudales afluentes que en el definido como medio.

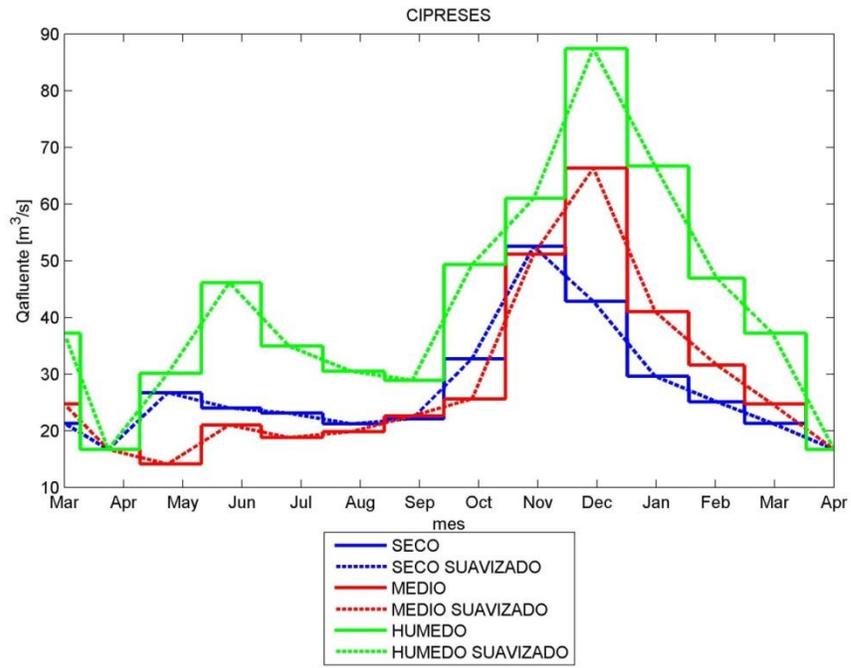


FIGURA 35: EJEMPLO DE SUAVIZACIÓN UTILIZADA PARA LOS CAUDALES AFLUENTES DEL MODELO

Energía de Afluentes del Sistema

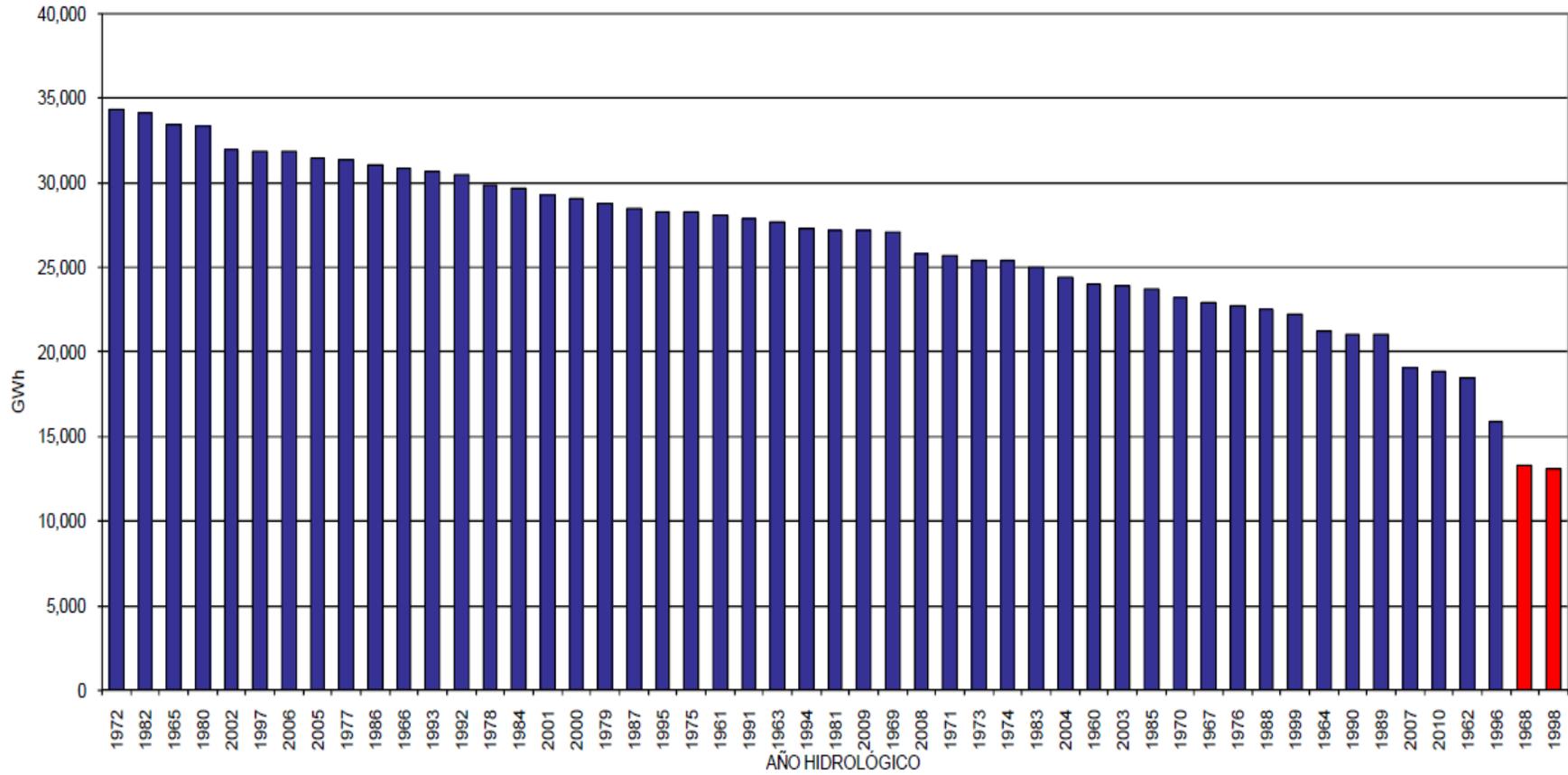


FIGURA 36: ENERGÍA AFLUENTE ENERGÍA A LAS CENTRALES HIDRÁULICAS  
 Fuente: (Comisión Nacional de Energía - Chile 2013)

### 3.4.2 SENSIBILIDAD DE LOS RESULTADOS CON RESPECTO A LA EFICIENCIA UTILIZADA EN EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Se incluye un análisis de sensibilidad con respecto a la eficiencia de transformación de energía de los sistemas de almacenamiento utilizados en el modelo. En los casos bases se utiliza la eficiencia promedio de los sistemas de almacenamiento de aire comprimido, que es alrededor de un 71% en el ciclo completo de carga y descarga.

Para ampliar la validez de los resultados obtenidos en este estudio, se varía la eficiencia utilizada en -5%, +5% y +10%. Con estas variaciones se obtiene un amplio rango de sistemas de almacenamientos que se podrían utilizar (cubriendo un rango de entre 66 y 81% de eficiencia). Se utilizó una capacidad instalada de 100 [MWh] y una potencia de 20 [MW], con lo cual se tiene una operación continua de entrega de 5 horas a descarga completa, lo cual es un valor promedio para las tecnologías que operan en ese rango como se muestra en la Figura 1. Al valor de la pérdida por descarga se le impuso 0, ya que son pocas las tecnologías que tienen pérdidas de este tipo que sean considerables en el rango de días.

## 4 RESULTADOS

### 4.1 BARRAS DONDE INSTALAR SAE

En esta sección se intenta responder la pregunta “¿Dónde instalar sistemas de almacenamiento en el Sistema Interconectado Central?”

#### 4.1.1 ANÁLISIS DE VALORES DUALES DE LA RESTRICCIÓN DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN MODELO MIP-UC

Es poco realista proponer utilizar SAE's en todas las barras, ya que no se puede asegurar que entreguen beneficios al sistema que hagan valer su inversión y además resulta complicado analizar todas las combinaciones posibles de barras con SAE's; en esta tesis se propone aprovechar herramientas matemáticas de optimización para estimar el valor de utilizar un sistema de almacenamiento en algún punto determinado del sistema. Para poder hacer un ranking de candidatos de barras o centrales donde instalar un SAE, se resuelve la simulación continua del modelo para un año, en tres escenarios:

- scn0 : Se agregan al modelo todos los SAE's descritos en las Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10. A todos se les impone a la restricción de  $E_{\max}=00$  [MWh]
- scn1 : Se agregan al modelo todos los SAE's descritos en las Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10. A todos se les impone a la restricción de  $E_{\max}=01$  [MWh].
- scn2 : Se agregan al modelo todos los SAE's descritos en las Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10. A todos se les impone a la restricción de  $E_{\max}=05$  [MWh].

Las simulaciones en estos 3 escenarios sirven para ir descartando puntos del sistema para instalar SAE, si simplemente se usara el caso sin almacenamiento, se podría escoger erróneamente puntos que resultan atractivos para muy pequeñas cantidades de almacenamiento y que no necesariamente influyan en la operación del sistema en cuánto a disminuir significativamente los costos de operación.

Que se use bajas capacidades (solo hasta 5 [MWh]) en esta primera etapa, es a causa de dos puntos:

- La complejidad que adquiere el modelo, ya que hay que tener en cuenta que cada sistema de almacenamiento es equivalente a incorporar al modelo un embalse aumentando en gran manera la cantidad de ramas del árbol de decisiones. Se verificó que el modelo para valores mayores a 5 [MWh] no converge.
- La interferencia entre la gran cantidad de SAE's en el sistema, al usarse valores pequeños, se asegura que la interferencia entre los SAE's es menor en las barras cercanas.

Además, se les impone una eficiencia de transformación de energía de un 71% de ciclo completo, que es un valor típico de los sistemas de almacenamiento de aire

comprimido (CAES) (Díaz *et al.* 2012), que tienen respuestas rápidas, altas capacidades de almacenamiento y costos de instalación competitivos. Por lo demás 71% es un valor un tanto bajo, con respecto al promedio de eficiencia de las tecnologías actuales de almacenamiento, lo cual lo hace un valor conservador.

Se resuelve el modelo entero mixto (MIP) y luego se vuelve a resolver el problema por segunda vez, pero fijando las variables binarias de acuerdo al resultado del problema entero. Esta vez, al no tener variables binarias de decisión, se trataría de un problema lineal, fácil de resolver y al que se le pueden calcular los valores duales de las restricciones.

En particular, se estiman los valores duales del problema de optimización lineal asociados a las restricciones de capacidad máxima de almacenamiento de los SAE's. La interpretación de estos resultados es: en cuánto varía la función objetivo (costo de operación del sistema) si se aumenta una unidad el valor de la restricción, o lo que se le denomina precio sombra. En este caso, cuanto menor (más negativo) es el valor dual, se interpreta como un efecto mayor en la disminución de costos de operación del sistema. Como el valor dual se obtiene para cada instante de tiempo de la modelación (168 valores duales por semana simulada), se ha tomado la decisión de calcular la suma de los duales obtenidos hora a hora para un año de simulación, usando 54 semanas sucesivas, que se resuelven y a su vez entregan información para la semana siguiente de simulación, como volúmenes de embalse, tiempos de operación y potencias de las centrales térmicas al inicio de la semana, que tienen relevancia en las restricciones de encendido y apagado estas.

Los resultados, de la suma de los valores duales asociados a la restricción de capacidad máxima de almacenamiento a lo largo de simulación de un año de operación, se presentan en la Figura 37.

A partir de los resultados obtenidos en esta etapa, se seleccionaron 26 barras o parques eólicos donde instalar SAE's en base al siguiente criterio:

- Se seleccionan las 30 barras con mejores resultados para la suma de los valores de los duales en la restricción de capacidad de almacenamiento en cada escenario.
- De la clasificación anterior, se descartan las barras que no se repiten en al menos 2 escenarios. De este modo se privilegian barras que tienen buenos resultados en un rango más amplio de capacidades instaladas.
- Por último, se seleccionaron las 26 barras cuyos promedios sobre los tres escenarios tienen valores más altos que el resto.

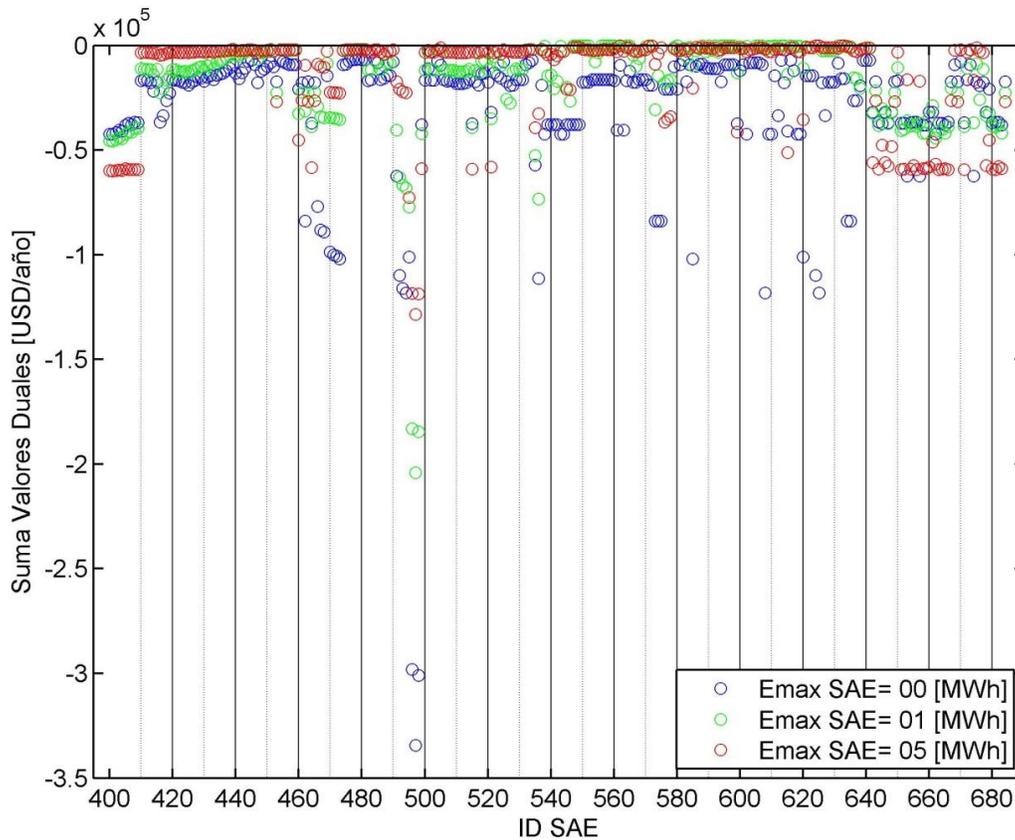


FIGURA 37: RESULTADOS SUMA DE VALORES DUALES EN UN AÑO DE SIMULACIÓN

Los resultados de la suma total de los duales en la simulación anual, ordenando sus valores de menor a mayor, se presentan en el la Figura 38.

Un resultado interesante es que, a pesar de que un SAE podría entregarle flexibilidad de operación a una central térmica al hacer frente a los tiempos de encendido y apagado, en ningún caso se obtuvieron resultados considerablemente favorables para alguna central térmica del sistema al sensibilizar los resultados con 1 y 5 MWh de almacenamiento. En los resultados de las modelaciones no se verían por ejemplo operaciones continuas de centrales térmicas de costo variable bajo que manejen el despacho de energía en las horas de mayores costos marginales; más bien, el modelo decide que es más atractiva la instalación de sistemas de almacenamiento directamente a las barras, las cuales además le entregarían flexibilidad adicional por el hecho de ser un elemento demandante de energía. No se puede descartar que pudiese resultar económicamente atractivo para un operador de centrales térmicas instalar un sistema de almacenamiento a la planta, en esta alternativa posiblemente se tenga una considerable reducción de costos de conexión, al aprovecharse el transformador y la línea de la central, pero a nivel de sistema y sólo mirando beneficios, resulta más atractivo instalar un SAE directamente a la barra.

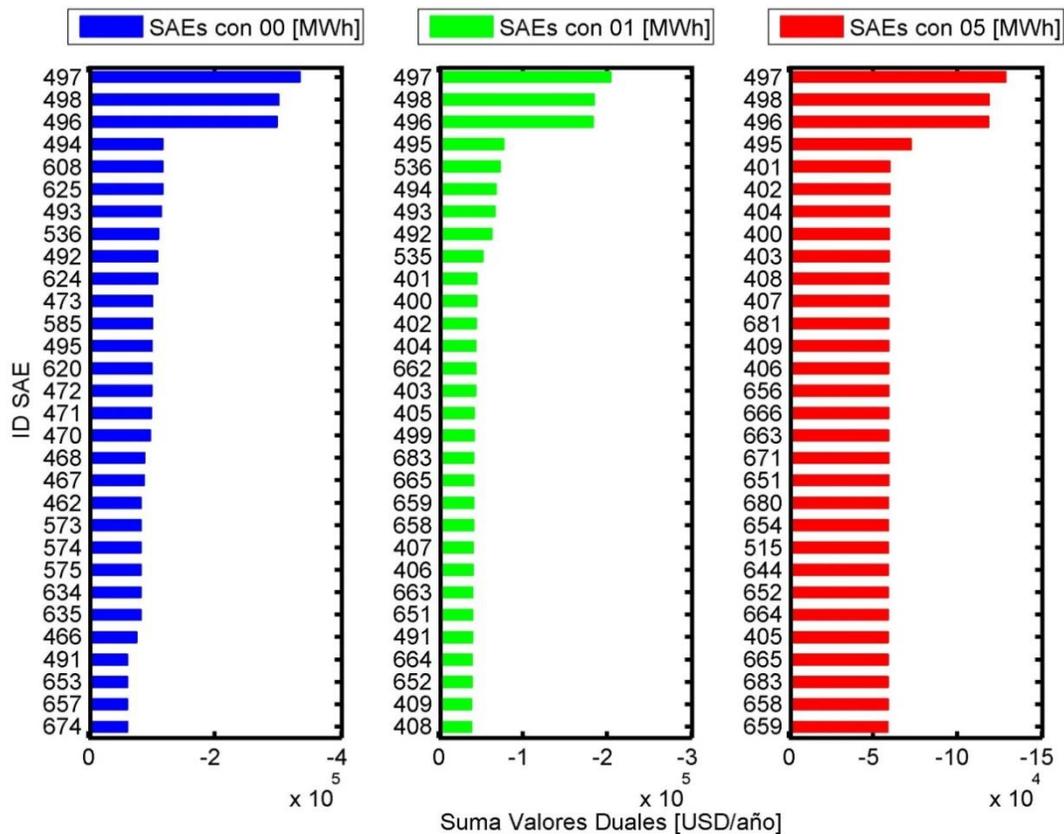


FIGURA 38: RESULTADOS SUMA VALORES DUALES, EN ORDEN CRECIENTE MEJORES 30 RESULTADOS PARA ESCENARIOS CON 00, 01 Y 05 [MWh] POR CADA SAE

En la Figura 39 se presentan los resultados para los 60 SAE's que obtuvieron mayores valores en la suma de los duales de la restricción de capacidad de almacenamiento en el año simulado. Los primeros 30 corresponden a SAE's que se conectan directamente a barras, el resto son SAE's que acopladas a centrales térmicas o eólicas (estas últimas identificadas con 'E.' al comienzo del nombre).

Los valores duales de los SAE's 400 al 409, 499 y 515 (barras sector norte del SIC) tienen un comportamiento y valores muy similares, se destaca que presentan valores duales que aumentan a medida que la capacidad de almacenamiento instalada aumenta. Este mismo comportamiento se observa en los SAE's asociados a parques eólicos, que se conectan a barras de la zona norte, en el caso de los SAE's acoplados a parque eólicos 653, 657 y 674 tienen un comportamiento decreciente en la suma de los duales a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento, estos 3 serían parques eólicos que se instalarían en la isla de Chiloé, esto se interpretaría en que aquellas zonas necesitan mayor holgura para poder alterar el funcionamiento de las centrales térmicas de la zona, una mayor capacidad de almacenamiento tienen mayor probabilidad de desplazar completamente la operación de una central térmica, llegando incluso a evitar que se encienda.

Por otra parte los SAE's 462, 466, 467, 468, 470, 471, 472 y 473 tienen una clara tendencia a disminuir sus duales en función del aumento de la capacidad de almacenamiento. Estos SAE's se localizan en la zona centro del SIC entre la sexta y la séptima región. Se diagnostica que son barras interesantes de analizar para instalar

SAE's de baja capacidad de almacenamiento, la drástica disminución de los duales evidencia que no tiene mayor sentido la aplicación de grandes cantidades de almacenamiento.

Las barras 495 a la 498 son las del subsistema Ovalle, Monte Patria, El Peñón y Punitaqui, que se ubican geográficamente cerca y desde el punto de vista eléctrico se encuentran interconectadas por líneas de 66 kV y 110 kV, en el caso de El Peñón con Ovalle. En estas barras se presenta una tendencia decreciente al valor de los duales a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento, sin embargo, en este caso los duales siguen siendo altos relativamente al resto de las barras seleccionadas incluso en sus valores más bajos (para 5 MWh) tienen un valor dual que supera al mejor escenario del resto de las barras.

Las características más tangibles de ese subsistema, y que explicarían su alto atractivo para instalar SAE's, sería la falta de centrales hidráulicas con capacidad de regular las fluctuaciones del sistema. Si bien a ese subsistema se conecta la central los Molles, esa central es de pequeño tamaño (18 MW) y el resto de la generación proviene netamente de centrales térmicas, siendo la más cercana El Peñón con una potencia de 74,5 MW. Otra característica importante es que ese subsistema se interconecta por una línea de baja tensión (66 kV) relativa a la mayoría del resto de barras del sistema, donde se producen cuellos de botella en algunos instantes según los resultados modelados. En suma, se tiene un subsistema alejado de los grandes embalses del sistema, alimentado prácticamente sólo por centrales térmicas y con capacidades de transmisión limitadas.

Si se analizan las demandas de las barras seleccionadas según la Figura 25 se descarta una posible correlación entre alta demanda y atractivo para instalar sistemas de almacenamiento. Ya que los puntos seleccionados no corresponden necesariamente a puntos donde existan las mayores demandas del sistema.

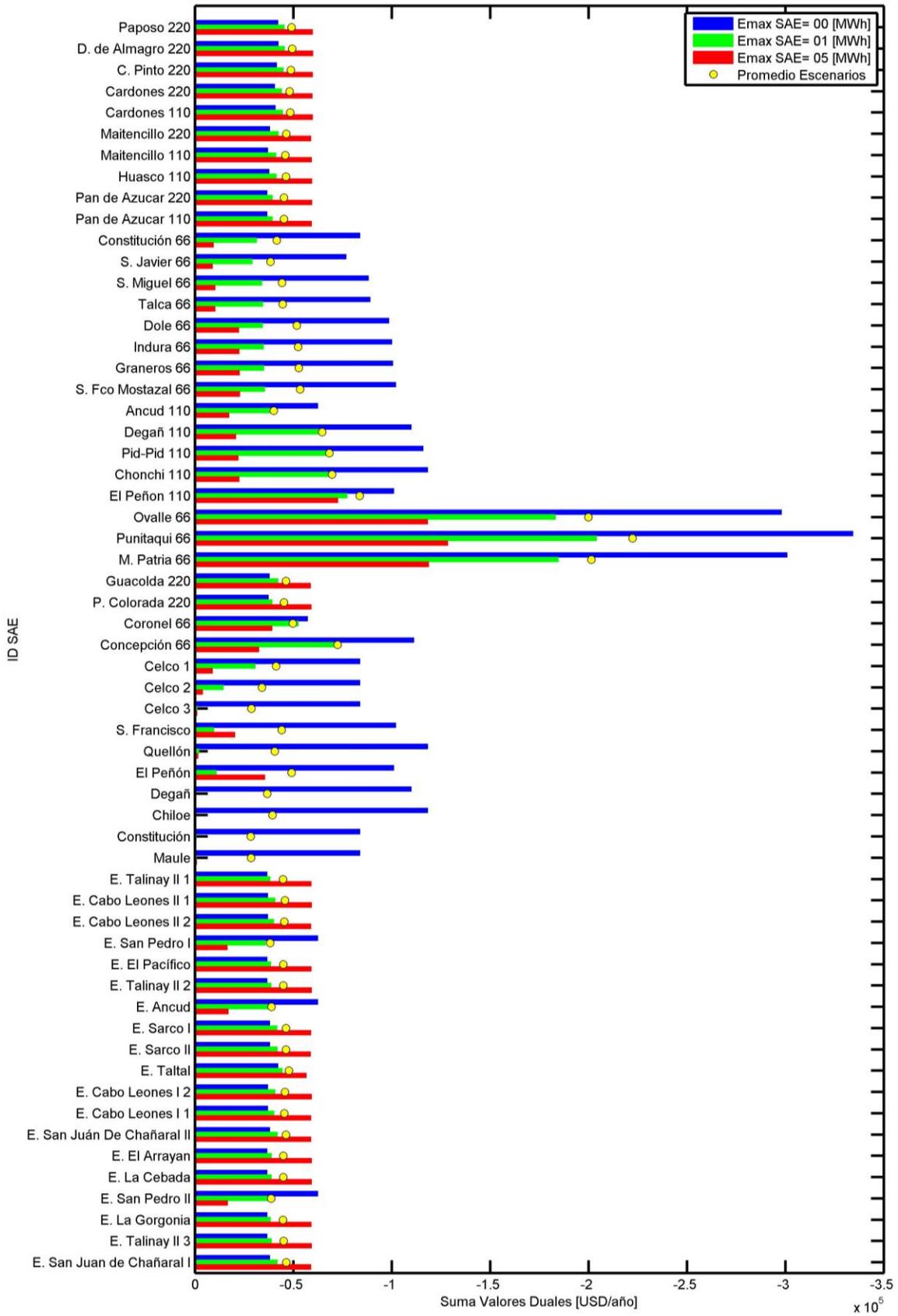


FIGURA 39: RESUMEN DE LOS 59 MEJORES PUNTOS EN RANKING DE LOS 3 ESCENARIOS DE ESTUDIO

El paso siguiente es eliminar de la selección los SAE's que disminuyen demasiado la suma anual de los duales de la restricción de capacidad cuando tienen 1 o 5 [MWh] de almacenamiento, ya que esto significa que para capacidades de almacenamiento mayores los beneficios no serán atractivos de estudiar más a fondo en este trabajo. En base al criterio anterior se hace una selección de las 26 barras con valores promedio más negativos (favorables). Las barras que permanecen en la selección, luego del filtro, son presentadas en la Tabla 11.

Se presenta en la Tabla 11 los puntos del SIC con mayor atractivo para instalar SAE's, según los resultados obtenidos anteriormente.

TABLA 11: PUNTOS DE INSTALACIÓN DE SAE'S ESCOGIDOS

ID SAE	Conectada a Parque	Conectada a Barra
400		Paposo 220
401		D. de Almagro 220
402		C. Pinto 220
403		Cardones 220
404		Cardones 110
405		Maitencillo 220
406		Maitencillo 110
407		Huasco 110
408		Pan de Azucar 220
409		Pan de Azucar 110
492		Degañ 110
493		Pid-Pid 110
494		Chonchi 110
495		El Peñon 110
496		Ovalle 66
497		Punitaqui 66
498		M. Patria 66
536		Concepción 66
651	Parque Eólico Cabo Leones II 1	Maitencillo 110
652	Parque Eólico Cabo Leones II 2	Maitencillo 110
658	Parque Eólico Sarco I	Maitencillo 220
659	Parque Eólico Sarco II	Maitencillo 220
663	Parque Eólico Cabo Leones I 2	Maitencillo 110
664	Parque Eólico Cabo Leones I 1	Maitencillo 110
665	Parque Eólico San Juan De Chañaral II	Maitencillo 220
683	Parque Eólico San Juan de Chañaral I	Maitencillo 220

#### 4.1.2 ANÁLISIS DE FOURIER

La transformada de Laplace o Fourier de una señal son una representación de la misma señal en otro dominio. Se puede entender como un cambio de base (Irrázabal 1999).

Partiendo de la base que el uso de sistemas de almacenamiento tiene como objetivo disminuir los costos de operación, administrando de manera más eficiente la energía disponible en el sistema. Se presupone que esto se logra almacenando energía en las horas en que los costos de producción son menores, para ser utilizadas en las horas de mayor costo. Por tanto nos interesa estudiar cómo son esas variaciones entre los costos marginales bajos y altos que se producen dentro de la semana en cada barra.

Específicamente se desea cuantificar la influencia de los ciclos que afectan a los costos marginales, como por ejemplo el ciclo diario de la demanda. Este análisis nos entrega una dimensión del problema que hasta ahora no ha sido abordado y que es pertinente estudiar bajo el concepto de que las variaciones en los costos marginales

son los que finalmente influyen en las decisiones del modelo para hacer uso de sistemas de almacenamiento.

Se analizó el espectro de los costos marginales, tanto de los costos marginales reales entre los años 2011 y 2013, como de los resultados de las modelaciones; la idea de este análisis es determinar cuáles son las frecuencias que influyen mayormente en las variaciones de los costos marginales dentro de la semana y cuánto es la variación porcentual o relativa entre las crestas y valles asociadas a esas frecuencias. Bajo la hipótesis de que a mayores variaciones relativas, se justifica el uso de SAE's

#### 4.1.2.1 ESPECTRO DE COSTOS MARGINALES

Se hizo un análisis de la transformada rápida de Fourier (FFT en inglés) para los costos marginales en cada barra usada en la simulación. La transformada se estima a partir de la serie de costos marginales menos el promedio de estos; de esta manera el espectro resultante daría cuenta de las variaciones respecto al promedio de los datos y además se evita que en el resultado la transformada obtenga un valor alto y anómalo en  $f=0$ .

Se calculó la transformada de Fourier de las variaciones relativas de los costos marginales de la siguiente manera:

$$[x] = [cmg(t)] - \overline{cmg} \quad (25)$$

$$Y = FFT(x) \quad (26)$$

$$A(f) = |Y(f)| \quad (27)$$

Donde:

- $[x]$  : Vector de costos marginales, de cada tiempo  $t$  menos el valor promedio.
- $[cmg(t)]$  : Vector con los costos marginales de cada tiempo  $t$
- $\overline{cmg}$  : Costo marginal promedio del periodo de evaluación
- $Y$  : Transformada rápida de Fourier del vector  $[x]$
- $A(f)$  : Representa la amplitud de la onda asociada la frecuencia  $f$

El valor de  $A(f)$  nos entrega la amplitud de onda asociada a la frecuencia  $f$ , que en este caso sería magnitud de la variación del costo marginal de la barra según la Figura 40, en este caso se muestran dos onda con la misma frecuencia y que tienen la misma amplitud. La onda 1 y 2 tienen la misma frecuencia y podrían corresponder a barras distintas. El análisis espectral de ambas barras entregaría el mismo resultado para la frecuencia  $f$ , ya que ambas ondas tienen la misma amplitud  $A$ .

Sin embargo, los resultados serían son distintos si comparamos la variación porcentual que hay entre una cresta y un valle entre ambas ondas, como se aprecia en ( 28 ).

$$\frac{Y_{1\_min}}{Y_{1\_max}} < \frac{Y_{2\_min}}{Y_{2\_max}}$$

( 28 )

Equivalentemente se tiene en ( 29 ) que:

$$\frac{Y_{1\_min}}{Y_{1\_max}} = \frac{Y_{1\_prom} - A(f)}{Y_{1\_prom} + A(f)}$$

( 29 )

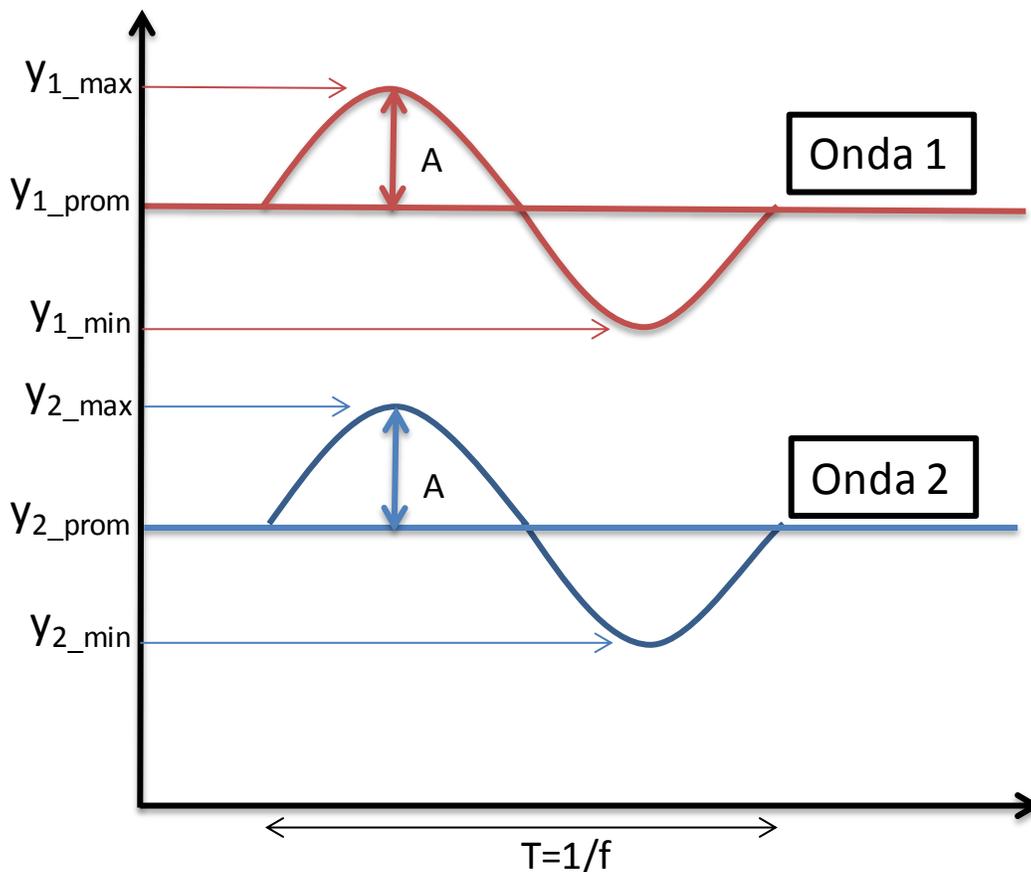


FIGURA 40: REPRESENTACIÓN DEL VALOR DE A EN LA ONDA DE LA TRANSFORMADA DE FOURIER ASOCIADA A LA FRECUENCIA f

Se propone calcular un indicador de variación relativa entre las crestas y valles de la función  $Y$  a partir de ( 29 ) y reemplazando el valor de  $Y_{1\_min}$  por  $\overline{cmg}$ , según se muestra en la ecuación ( 30 ).

$$Y'(f) = \frac{\overline{cmg} - A(f)}{\overline{cmg} + A(f)} \quad (30)$$

Donde:

$Y'(f)$  : Representa la variación relativa que genera la frecuencia  $f$  sobre el costo marginal

El interés de hacer este análisis del espectro de la variación relativa del costo marginal, es hacer un nexo entre la eficiencia de transformación del ciclo de carga y descarga del SAE y la variación porcentual del costo marginal de la barra.

Si la variación porcentual del costo marginal entre valles y crestas es mayor que el porcentaje de pérdida de energía por ciclo de carga y descarga del SAE, entonces es justificable el almacenar energía en los valles y entregar en las crestas, de otro modo la energía pérdida por el ciclo de almacenamiento no se paga.

Por ejemplo, si los resultados del análisis espectral del costo marginal de dos barras registran un valor de  $A$  del orden de 15 mills/kWh para cierto periodo  $T$  menor a 168 horas, importará el valor promedio del costo marginal de la barra en la variación porcentual o relativa del costo marginal producto de ese ciclo.

Siguiendo con el ejemplo, si una barra tiene un costo marginal promedio de 200 mills/kWh y la otra tiene un valor promedio de 100 mills/kWh, se tendrán instantes en que la primera barra registre  $cmg$  máximos (costo marginal promedio +  $A$ ) y mínimos (costo marginal promedio -  $A$ ) de 215 y 185 mills/kWh respectivamente, mientras que la otra tendrá mínimos de máximos de 115 y 85 mills/kWh respectivamente. En el primer caso la variación relativa entre el mínimo y máximo es de  $185/215 \approx 0,86$  y en el segundo sería  $85/115 \approx 0,74$  que en este caso son diferencias significativas para efectos de este estudio. Haciendo un símil con las transacciones de la bolsa y llevando el ejemplo a una mayor simplificación, uno podría pensar en comprar energía y almacenarla en los momentos que se registren menores costos de ésta dentro de un día, y venderla en las horas de mayor costo. Suponiendo que el sistema de almacenamiento utilizado tiene una eficiencia de ciclo completo de carga y descarga de 80%, en la primera barra se compraría 1 kWh a 185 mills en la hora valle, para luego vender en la hora punta 0,8 kWh a 215 luego de aplicar la eficiencia de transformación, el beneficio neto sería  $0,8*215-1*185=-13$  mills. En contraste, haciendo el mismo ejercicio en la segunda barra se obtiene un beneficio de  $0,8*115-1*85=7$  mills.

Sin olvidar la complejidad del problema real, se logra concluir que el análisis del espectro del costo marginal, que entrega las magnitudes la amplitud de las variaciones de costos en la barra para una frecuencia dada, es una visión incompleta a la hora de evaluar los beneficios de utilizar sistemas de almacenamiento, que se debe complementar con el valor relativo que tiene esa tasa de cambio sobre el costo marginal promedio.

En la Figura 41 se expone como ejemplo los resultados obtenidos del análisis espectral de una de 26 barras seleccionadas para instalar un SAE, y en contraste en la

Figura 42, se presenta el resultado del análisis espectral de una de las barras que no fue seleccionada dentro de las más atractivas para instalar un SAE. Lo más interesante de este análisis, es que se ha establecido cierta relación entre el espectro de los cmg y la decisión de seleccionar un punto atractivo para instalar un SAE. El patrón que se obtuvo es el de un elevado valor en alguna frecuencia dentro del rango de 0 a 168 horas en el espectro de variación relativa. En los anexos se presentan los gráficos obtenidos para el resto de las barras seleccionadas y para las barras Ancoa 220, Alto Jahuel 220 y Cerro Navia 220 para que sean tomadas como contraste.

Los periodos que típicamente presentan valores altos bien marcados en el espectro son los que se pueden aproximar a 6, 8, 12, 24 y 168 horas, con predominancia del periodo de 24 horas. Adicionalmente, se identificaron valores altos para períodos mayores a 168 horas, por ejemplo en el periodo de 3 y 12 meses. Sin embargo, esto es irrelevante dado que la propuesta de esta tesis es una operación de los sistemas de almacenamiento a nivel intra-semanal.

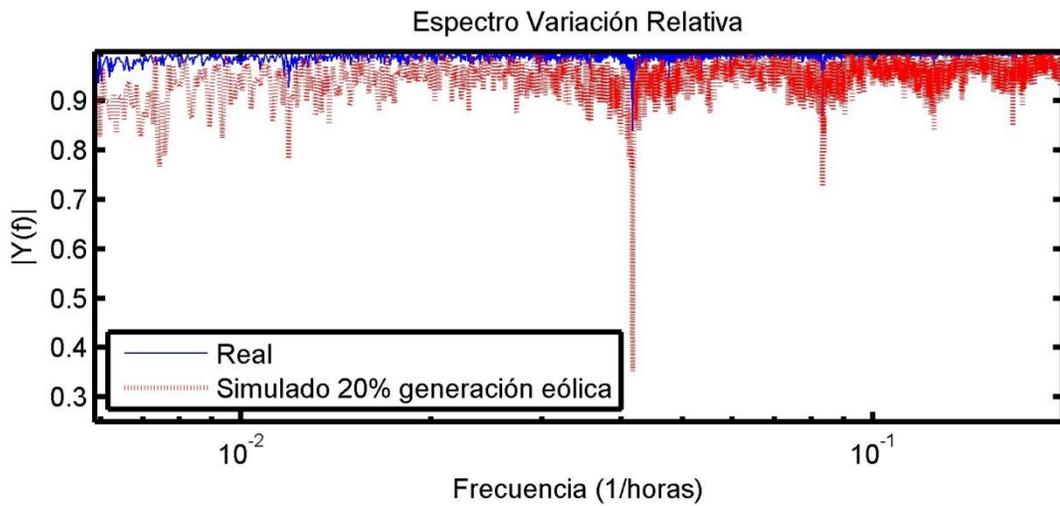
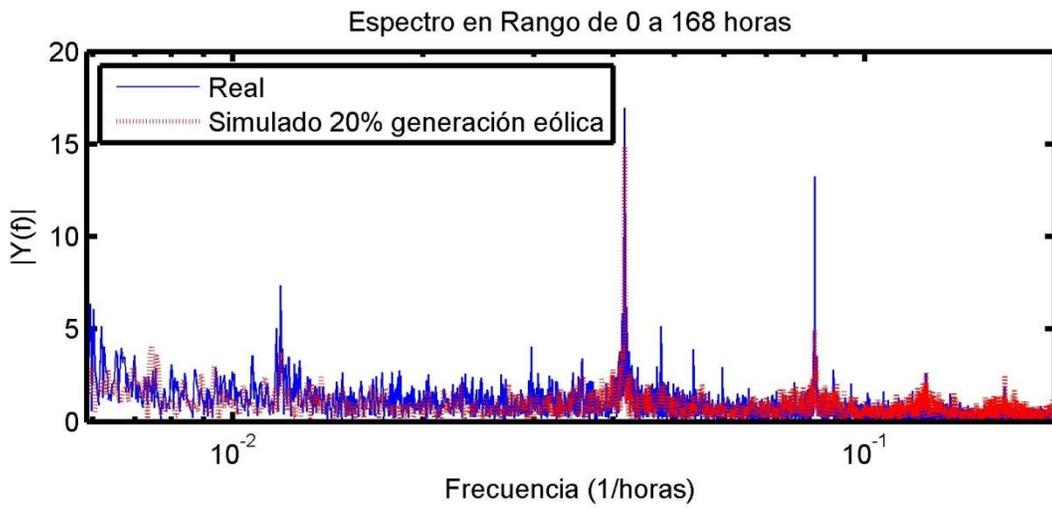
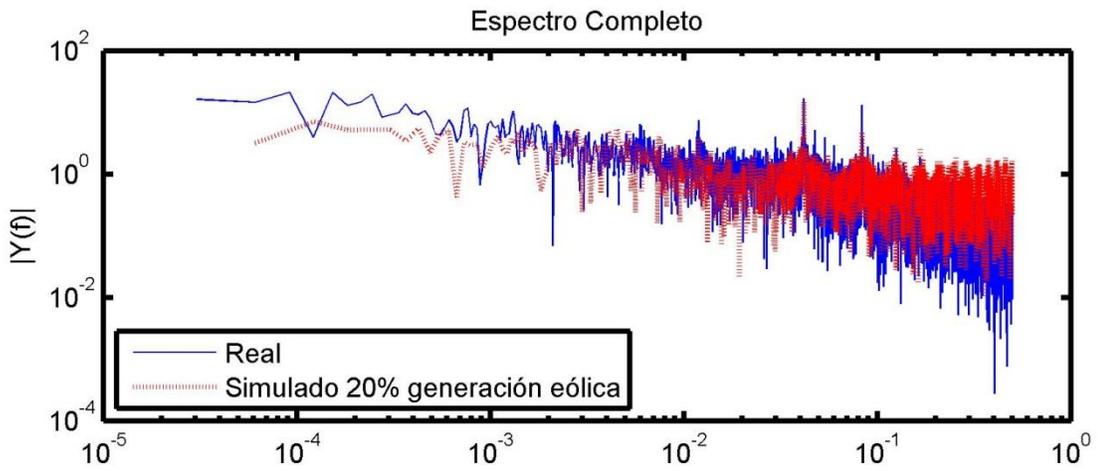


FIGURA 41: ESPECTROS DE CMG BARRA PAPOSO 220

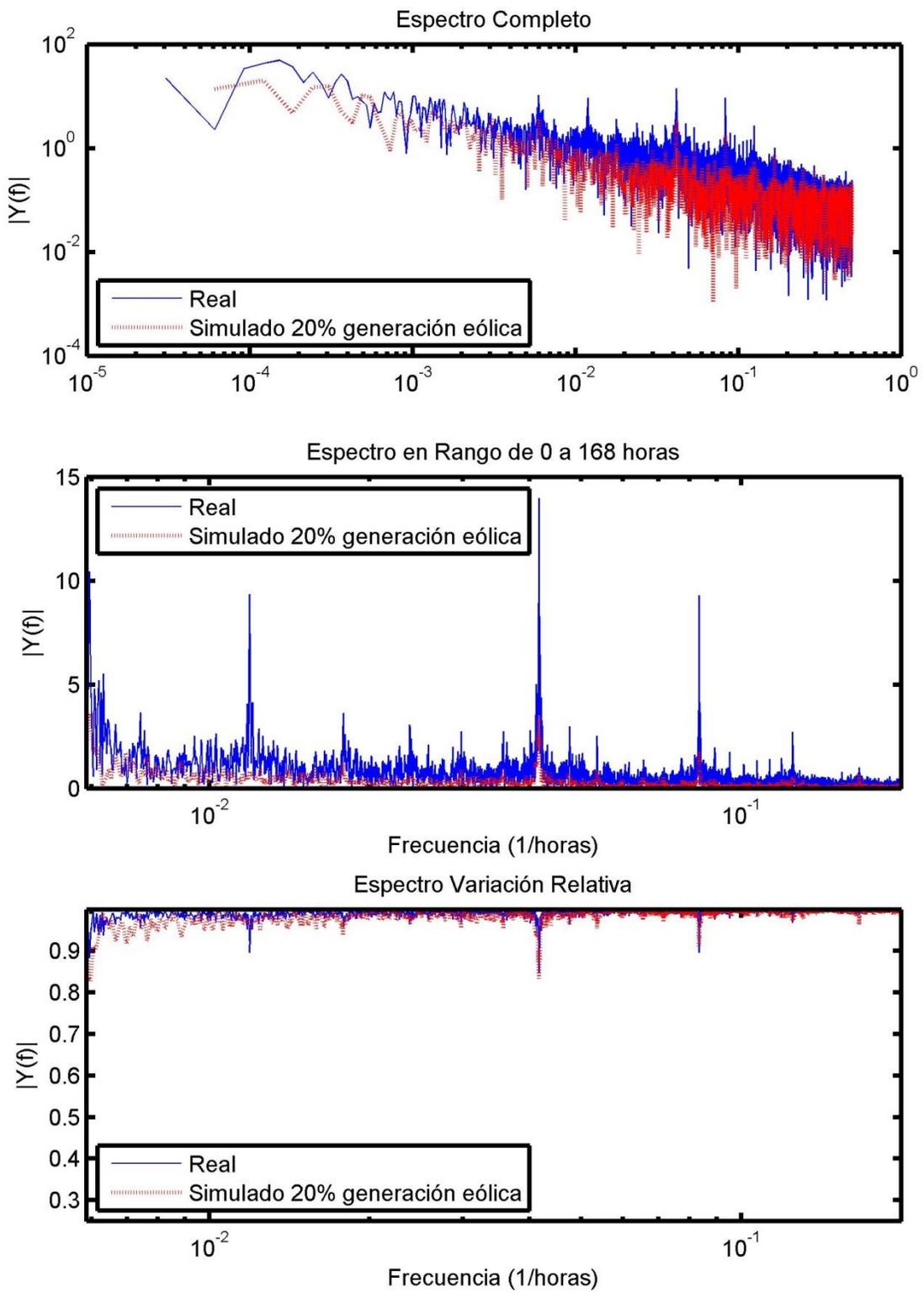


FIGURA 42: ESPECTROS DE CMG BARRA CHARRÚA 220

## 4.2 VERIFICACIÓN DE LA INFLUENCIA DEL AUMENTO DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO A INSTALAR SOBRE LOS VALORES DUALES DE ESA RESTRICCIÓN

Se realizaron simulaciones con distintas capacidades de almacenamiento en las 26 barras ya seleccionadas; la idea es sensibilizar los valores duales de la restricción de almacenamiento en función de la capacidad que se le impone a cada SAE. Las capacidades escogidas para hacer este análisis son de 5, 10, 50 y 100 MWh en cada punto.

De la Figura 43 a la Figura 49 se presentan los resultados que se obtienen a medida que se aumenta la capacidad de almacenamiento. Si bien los resultados muestran un comportamiento absolutamente decreciente para las capacidades utilizadas, en ninguno de los casos estudiados se alcanzaron valores nulos para capacidad de 100 [MWh], que es el último caso estudiado.

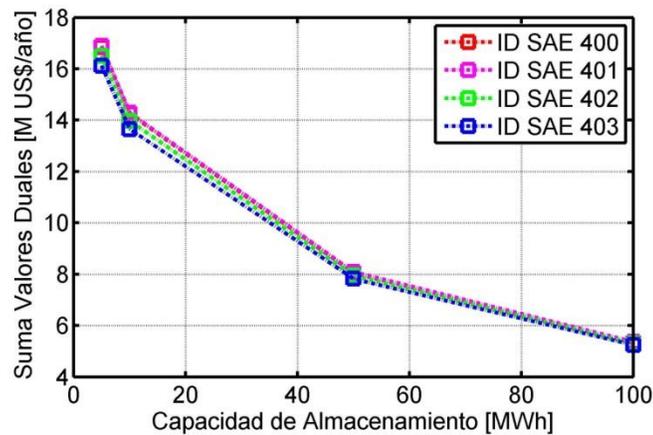


FIGURA 43: VALORES DUALES EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (SAE 400, 401, 402 Y 403)

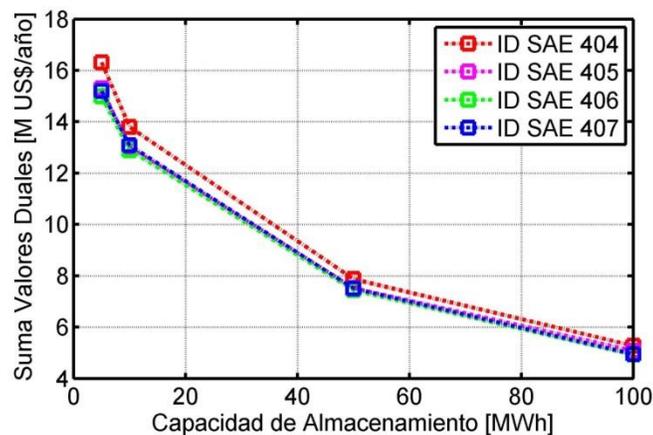


FIGURA 44: VALORES DUALES EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (SAE 404, 405, 406 Y 407)

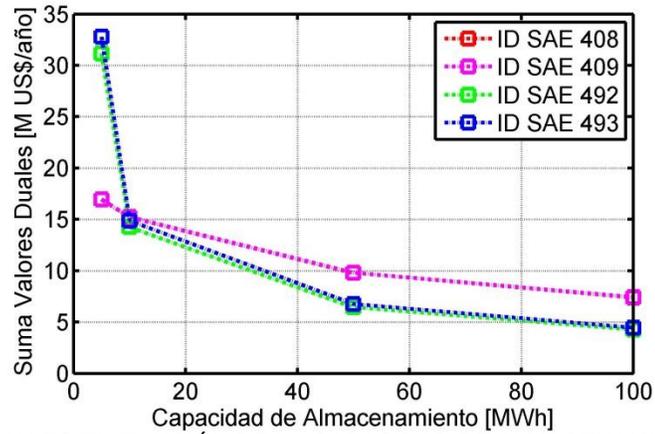


FIGURA 45: VALORES DUALES EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (SAE 408, 409, 492 Y 493)

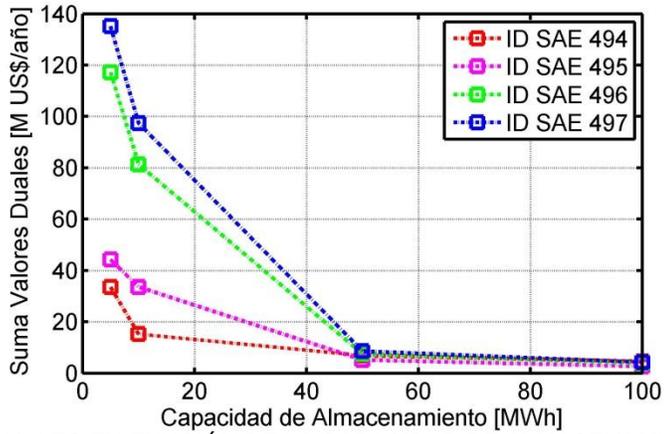


FIGURA 46: VALORES DUALES EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (SAE 494, 495, 496 Y 497)

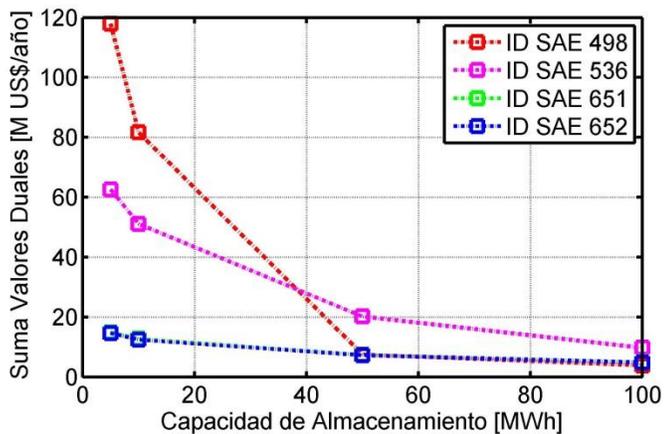


FIGURA 47: VALORES DUALES EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (SAE 498, 536, 651 Y 652)

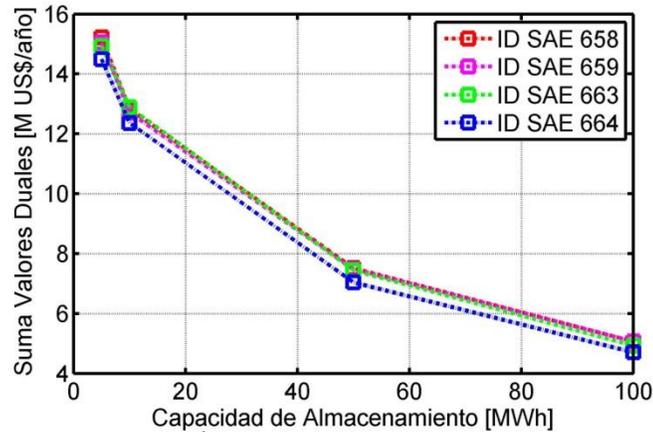


FIGURA 48: VALORES DUALES EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (SAE 658, 659, 663 Y 664)

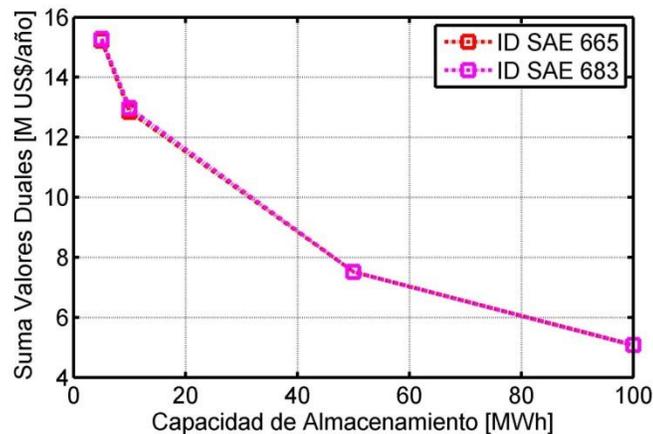


FIGURA 49: VALORES DUALES EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (SAE 665 Y 683)

Los resultados revelan que, en todos los casos, la suma anual del valor dual de la restricción de almacenamiento se comporta de manera decreciente en función de la capacidad de almacenamiento, este resultado descartaría la posibilidad de que a partir de cierta capacidad de almacenamiento se vean mayores beneficios para el sistema, sino que, desde bajas cantidades de capacidad de almacenamiento, el beneficio marginal es mayor a medida que aumenta la capacidad.

Si bien el resultado anterior refleja beneficios marginales decrecientes, es importante señalar que de ninguna manera se está asegurando que bajas cantidades de almacenamiento sean económicamente rentables, ni para el sistema, ni para el operador; si se desea ser riguroso, cada proyecto de uso de SAE requiere de una evaluación económica completa para determinar si realmente se justifica la inversión y con qué capacidad en la que se incluyan los costos de construcción.

Se observa que, en general, para puntos de instalación que se encuentran cercanos, o que definitivamente son conectados a las mismas barras, la suma de los valores duales en el año de simulación son muy similares cuando se comparan en el mismo nivel de capacidad de almacenamiento; si bien puede parecer un resultado natural, puede ser una conclusión importante a la hora de escoger la localización de los SAE's, ya que estos SAE's tienen un comportamiento y beneficios similares, en barras interconectadas o cercanas, surge la pregunta, qué sucedería si se instalan sistemas

de gran tamaño que interactúen con un subsistema completo y no un puñado de pequeños SAE's distribuidos en un subsistema.

De acuerdo a lo anterior, se puede establecer una división en 3 grupos de subsistemas eléctricos, en base a los valores duales obtenidos, la ubicación geográfica y la conectividad: un subsistema interesante en la zona norte del SIC, correspondiente a las barras Paposo 220, D. de Almagro 220, C. Pinto 220, Cardones 220, Cardones 110, Maitencillo 220, Maitencillo 110, Huasco 110, Pan de Azucar 220 y Pan de Azucar 110 (Figura 8), donde además se le suman 8 proyectos eólicos que se conectarían eventualmente en las barras Maitencillo 220 y 110; por otra parte, igualmente en el norte del SIC un subsistema compuesto por las barras Ovalle 66, Punitaqui 66 y M. Patria 66 (Figura 50); en tercer lugar un subsistema en la isla de Chiloé, compuesta por las barras Degañ 110, Pid-Pid 110 y Chonchi 110 (Figura 7).

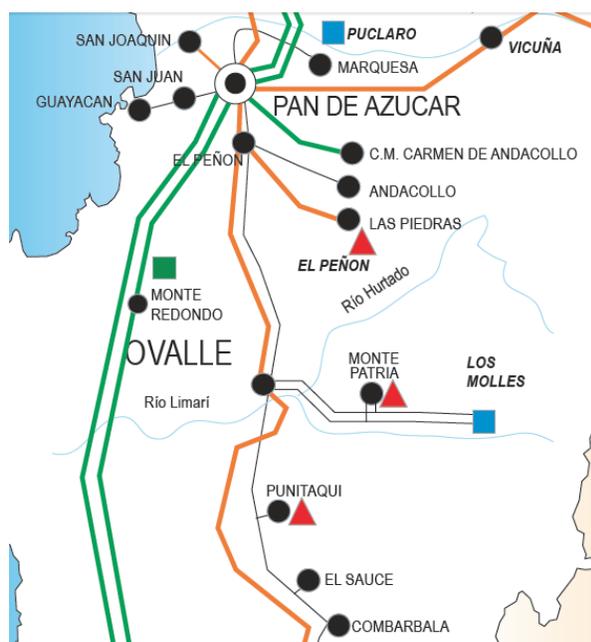


FIGURA 50: SUBSISTEMA OVALLE, EL PEÑON, M. PATRIA Y PUNITAQUI  
Fuente: CDEC-SIC

Se recuerda que justamente las zonas identificadas como atractivas para instalar SAE's corresponden a puntos del sistema que operan en ciertas estaciones del año de manera desacoplada a la zona centro del sistema donde se encuentra el mayor aporte de generación hidráulica y los embalses que funcionan como reservas de energía. Por tanto no es de extrañar que la calidad de operación mejore en zonas que no tienen regulación de energía por embalses. A esto se le suma el hecho de que en las zonas seleccionadas se proyecta un aumento significativo en el parque generador eólico, en suma el efecto de alta cantidad de energía altamente fluctuante a nivel intradiario de las eólicas, más la baja flexibilidad de operación de las centrales térmicas de la zona, para contrarrestar el desbalance entre demanda y entrega, terminan siendo las características más importantes a la hora de clasificar las zonas escogidas.

Un análisis importante de hacer, es determinar si en realidad resulta más conveniente hacer un proyecto por cada subsistema identificado como atractivo para la instalación de SAE, en vez de hacer un conjunto de pequeños proyectos, pero eso ya corresponde a un análisis más en detalle de cada zona, donde se debe hacer un

análisis económico de costos de instalación, en este trabajo se trabaja finalmente bajo la hipótesis de que la aplicación de un SAE de gran tamaño en una zona, resultaría una solución superior que la aplicación de pequeños SAE's aplicados en distintas barras de la misma zona, ya que los costos de los equipos transformadores no dependen de la capacidad de almacenamiento del SAE, sino que de su potencia. En la aplicación de varios SAE's se debe efectuar esa inversión por cada SAE.

Finalmente los puntos para instalar SAE's que fueron seleccionados se presentan en la Tabla 12:

TABLA 12: BARRAS A ANALIZAR EN MÁS DETALLE

ID SAE	Punto
406	Barra Maitencillo 110
492	Barra Degañ 110
496	Barra Ovalle 66
659	Parque Sarco II

Se hizo a continuación un caso estudio del uso de SAE's en aquellos puntos seleccionados. A cada una de las anteriores se le agregó un SAE de 100 [MWh] de capacidad de almacenamiento y una potencia instalada de 20 [MW], lo que equivale a un sistema de almacenamiento con capacidad de inyectar energía 5 horas continuas a plena capacidad. Mirando el problema desde el punto de vista del sistema completo, se le instala un total de 400 [MWh] de almacenamiento de manera distribuída.

La razón de utilizar 100 [MWh] en cada SAE, es que a este nivel de estudio no se puede determinar la capacidad óptima a instalar, puesto que esta depende del costo de instalación y operación del SAE y amerita un estudio en mayor profundidad para un punto en específico y queda propuesto hacer un análisis de este tipo en trabajos futuros. Como ya se verificó que para 100 [MWh] aún se tienen valores duales positivos, se usa ese valor para este estudio, sin perjuicio de que en realidad la capacidad de almacenamiento óptima en un punto pueda ser mayor o menor, dependiendo de los costos de instalación y que son función de la capacidad de almacenamiento.

## 5 SENSIBILIDADES

Como ya se explicó en la metodología, se ha realizado un análisis de sensibilidad del modelo con los 4 puntos de instalación escogidos en la sección anterior, además de una sensibilidad de la eficiencia de almacenamiento utilizada.

### 5.1 HIDROLOGÍA

En esta sección se analiza la influencia de la hidrología en el desempeño de los sistemas de almacenamiento, y su influencia sobre el sistema.

En esta sección se presentan los resultados de los costos marginales de las barras donde se decide instalar SAE, y en los anexos se presentan los resultados de la evolución de los volúmenes de embalse en cada escenario hidrológico (Figura 103 a Figura 111), contrastando los resultados los casos bases sin almacenamiento y los casos con almacenamiento. Los resultados gráficos no manifiestan ninguna desviación pronunciada en la evolución de los volúmenes de embalse, en los casos que se usa almacenamiento. Si se analizan los números se aprecian ciertas desviaciones en los resultados que serían los que explican que el costo futuro a nivel semanal aumente en el caso de uso de sistema de almacenamiento.

En cuanto a los indicadores de alteración hidrológica, no se aprecian mayores efectos sobre la operación de los embalses, a modo de ejemplo se presenta en el anexo los resultados de los IAH para el embalse Rapel, tanto en este caso como en el resto no se produce mayor diferencia en los resultados en el caso de que se apliquen SAE's en las barras de este estudio, lo cual no es extraño dado el tamaño relativamente pequeño se los SAE's modelados y su lejanía con los grandes embalses del SIC.

Es notorio en el impacto de las centrales eólicas, en cuanto que justamente las barras analizadas, tienen un alto porcentaje de tiempo con costos marginales 0 (se recuerda que en el modelo no se usó el costo de mantención de las centrales eólicas). En todos los casos se verifican variaciones en los costos marginales en intervalos de tiempo cortos.

#### 5.1.1 HIDROLOGÍA SECA

En la Figura 51 a Figura 53 se puede apreciar que los costos marginales promedio de las barras con SAE disminuyen, en el caso de la barra Maitencillo 110 los cmg disminuyen alrededor de un 2,7%, en el caso de Degañ 110 los cmg disminuyen alrededor de un 7,4%, por último la barra Ovalle 66 disminuye un 19,8% su cmg promedio. Este último caso está influenciado notoriamente por los costos de fallas que se producen en el mes de agosto y que con SAE son disminuidas las fallas en esa barra.

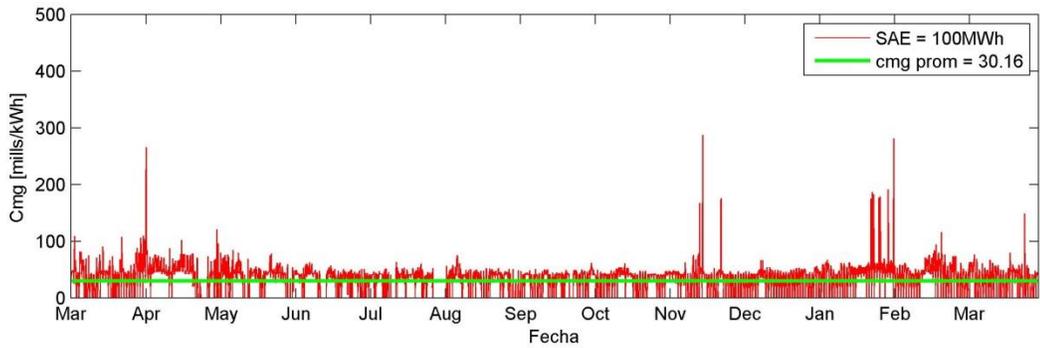
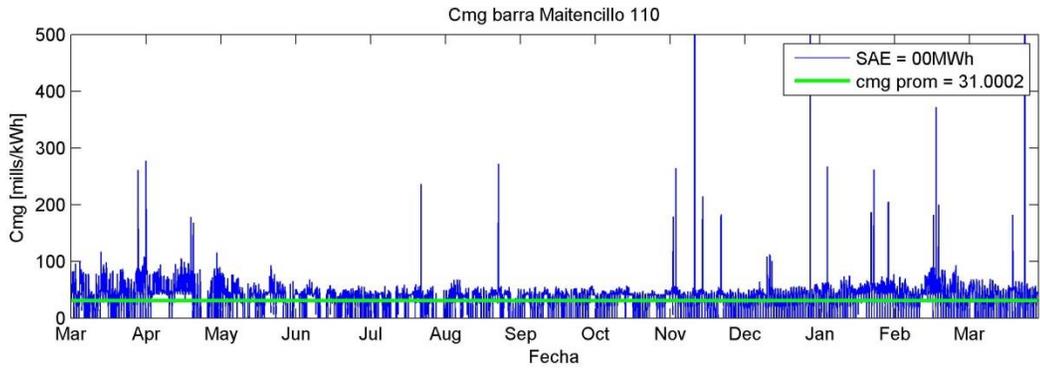


FIGURA 51: CMG BARRA MAITENCILLO 110 HIDROLOGÍA SECA

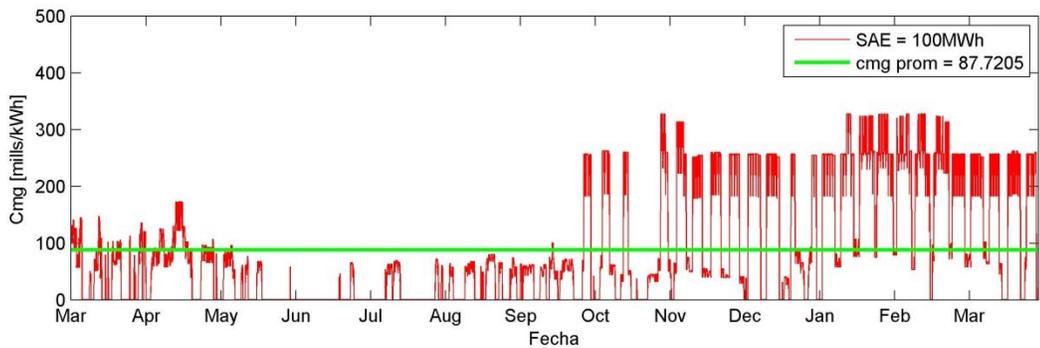
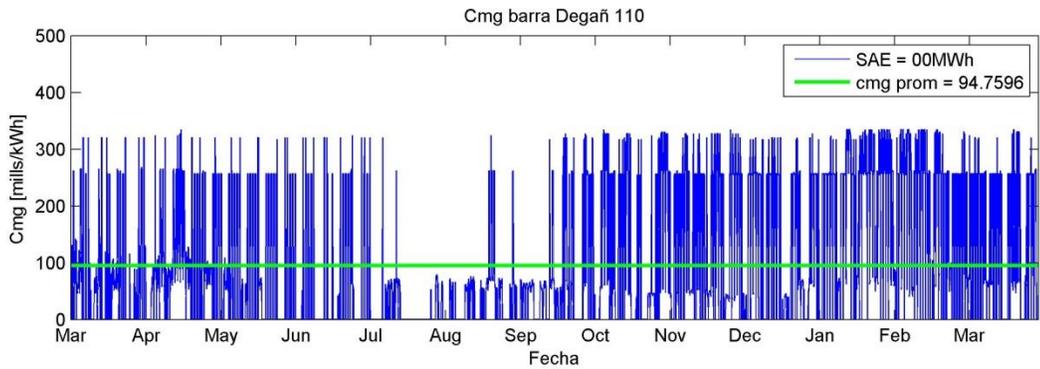


FIGURA 52: CMG BARRA DEGAÑ 110 HIDROLOGÍA SECA

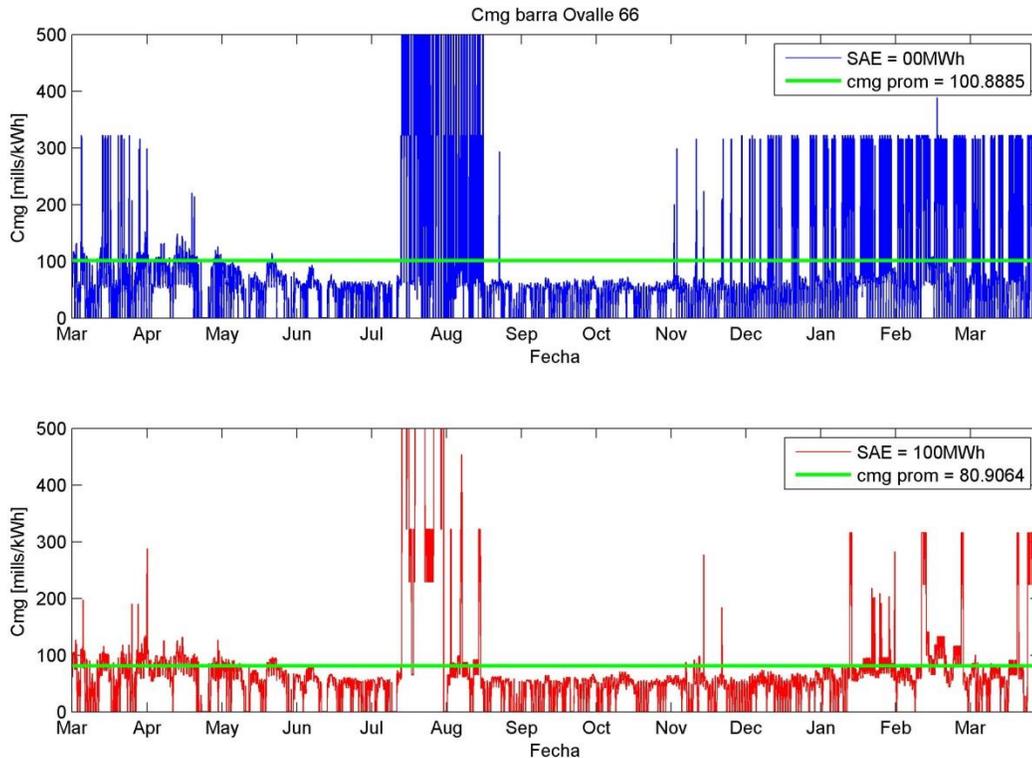


FIGURA 53: CMG BARRA OVALLE 66 HIDROLOGÍA SECA

Se hizo el cálculo del costo de la energía suministrada, multiplicando el costo marginal horario de todas las barras del sistema por su demanda horaria respectivamente y luego sumándolas. Se consideraron todas las barras del sistema para este cálculo, y no solo las barras con SAE's, ya que algunas barras próximas a los puntos donde si hay SAE's, ven tambien influenciados sus costos marginales por la operación de estos. Por tanto no solo disminuyen los costos marginales en las barras donde hay SAE's, sino que se verificó que por lo general, salvo algunos casos los costos marginales se ven reducidos en la mayoría de las barras del sistema al usar SAE's. El resultado en este caso fue de una disminución de 5,1 [MM USD] al año.

### 5.1.2 HIDROLOGÍA MEDIA

Al igual que en el caso del escenario hidrológico seco, se presentan los resultados de los cotos marginales para el caso de una hidrológica media en la Figura 54 a Figura 56.

En este la caso los cmg de la barra Maitencillo 110 disminuyen alrededor de un 5%, Degañ 110 disminuye un 7,6% que es un valor muy cercano al obtenido en el escenario seco. Por último Ovalle 66 disminuye sus cmg promedio en un 31,7 %, si bien llama la atención que en la hidrológica media se presenten mayores fallas que en la hidrológica seca, esto es producto de que para la hidrológica definida como media la central hidráulica Los Molles que se encuentra cerca de Ovalle tuvo mayores caudales afluentes que en los años definidos como medio y húmedo, influenciando los cmg de la zona de manera inversa que en la zona central.

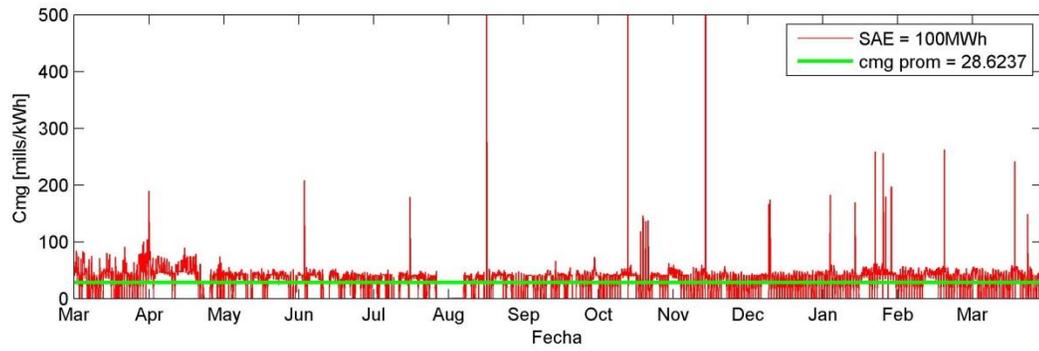
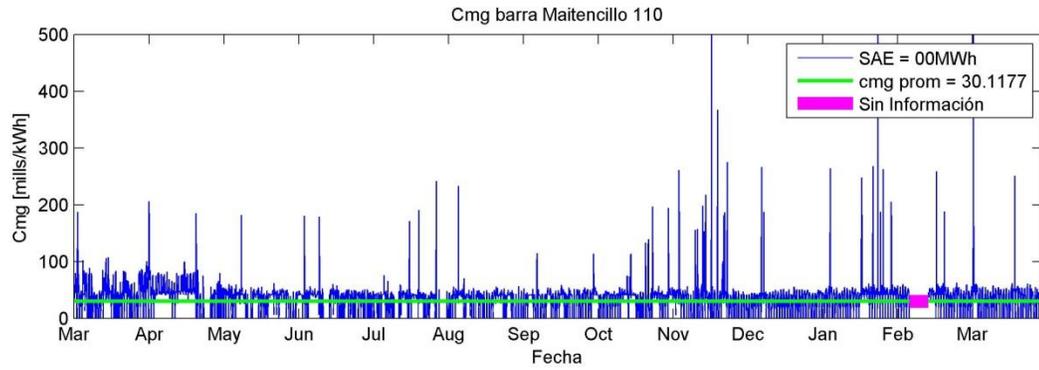


FIGURA 54: CMG BARRA MAITENCILLO 110 HIDROLOGÍA MEDIA

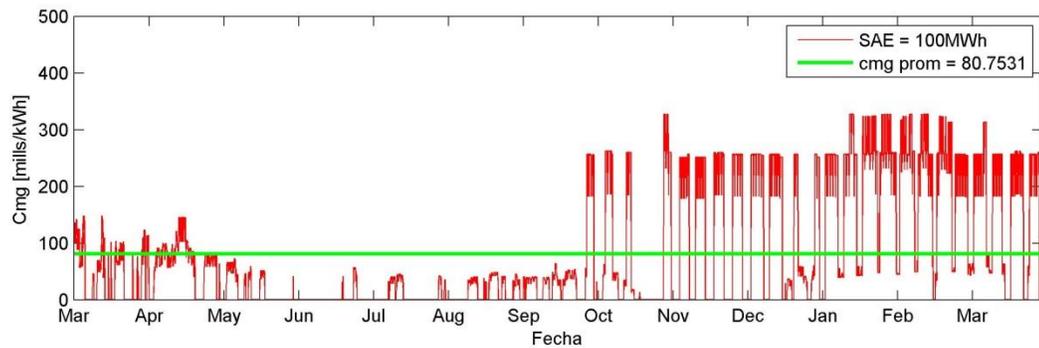
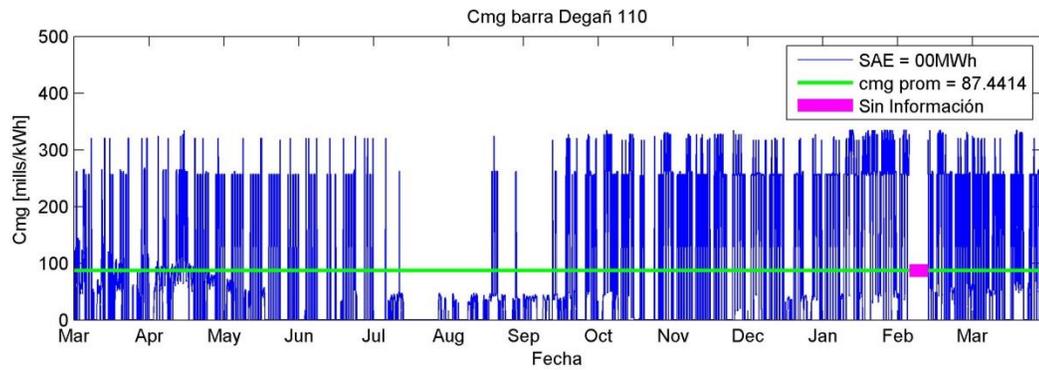


FIGURA 55: CMG BARRA DEGAÑ 110 HIDROLOGÍA MEDIA

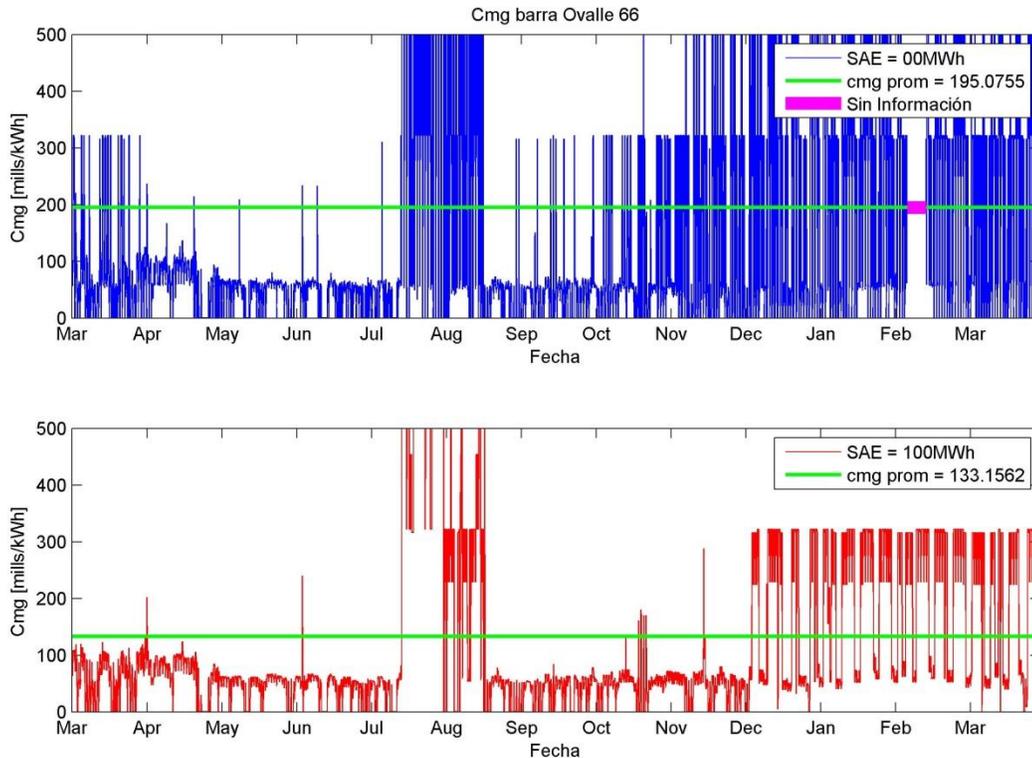


FIGURA 56: CMG BARRA OVALLE 66 HIDROLOGÍA MEDIA

En este caso el cálculo del costo de la energía suministrada resultó en una disminución de 94,4 [MM USD] en el caso del uso de SAE's, frente al caso sin estos. Esta disminución es un orden de magnitud mayor que en el caso de la hidrología seca, la explicación es que en este caso el costo se ve aumentado de sobre manera por las fallas en la barra Ovalle 66.

### 5.1.3 HIDROLOGÍA HÚMEDA

El último caso de hidrología analizado es el de un escenario húmedo, cuyos resultados de los costos marginales se presentan en la Figura 57 a Figura 59

En este caso la barra Maitencillo 110 disminuye su cmg promedio en un 4,9%, valor idéntico al obtenido en la hidrología media. La barra Degañ disminuyó un 10,6 % su cmg promedio y la barra Ovalle 66 lo hizo en un 23,3%. Nuevamente se tiene que la hidrología húmeda es más desfavorable que en el escenario seco en esa zona.

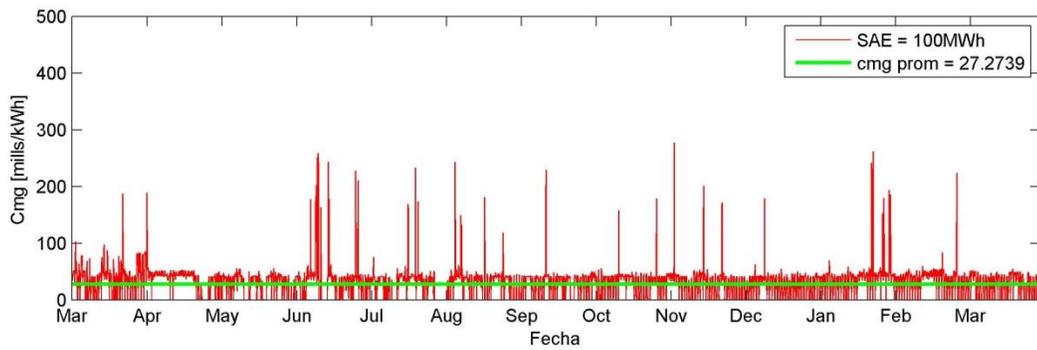
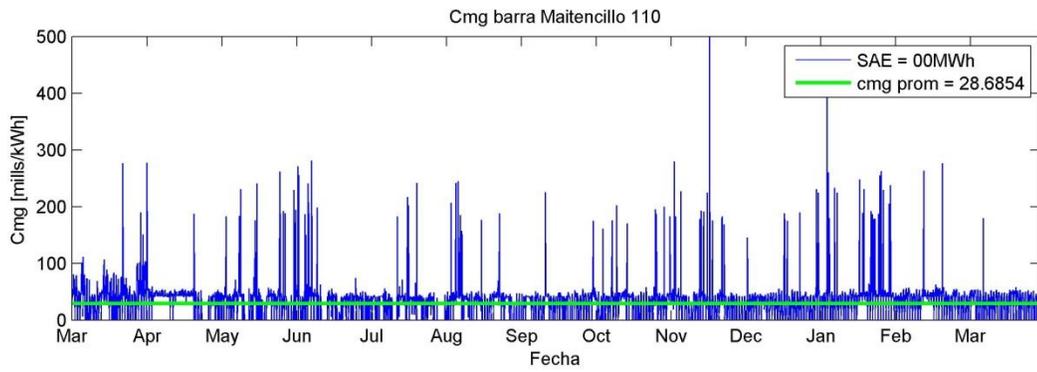


FIGURA 57: CMG BARRA MAITENCILLO 110 HIDROLOGÍA HÚMEDA

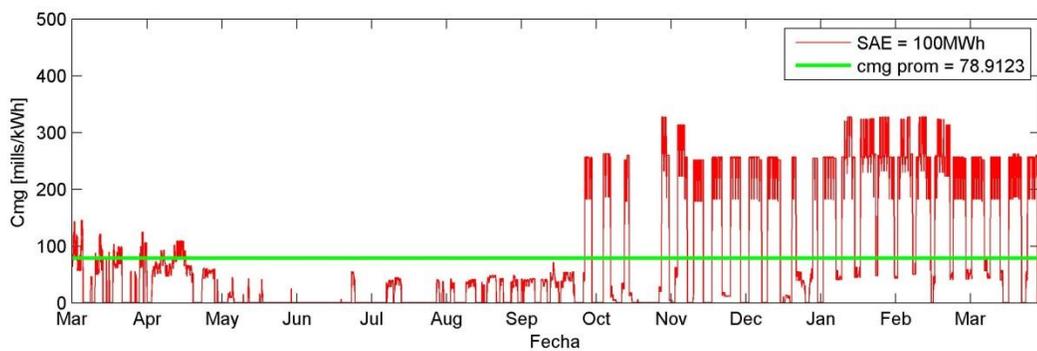
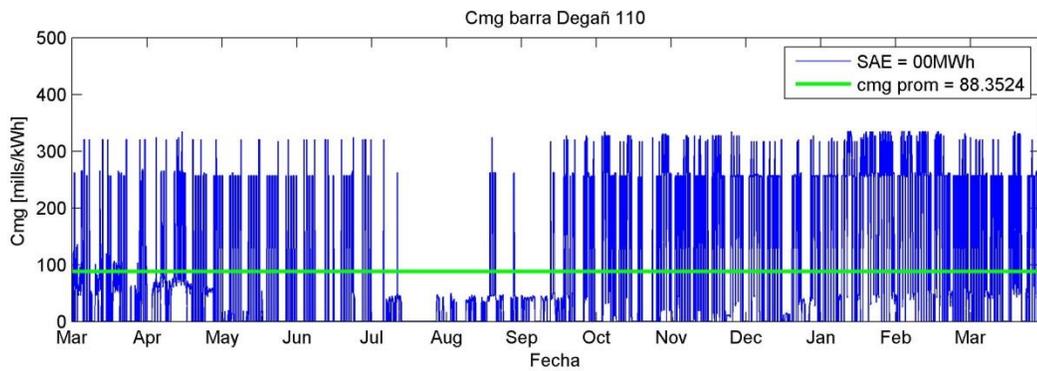


FIGURA 58: CMG BARRA DEGAÑ 110 HIDROLOGIA HÚMEDA

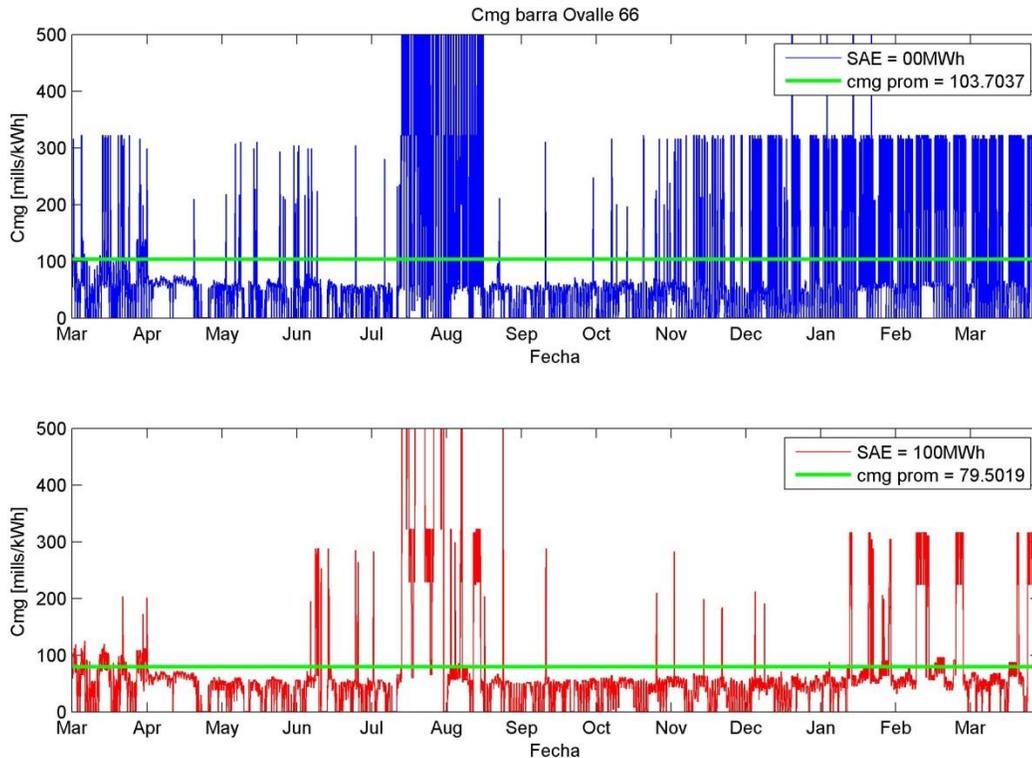


FIGURA 59: CMG BARRA OVALLE 66 HIDROLOGÍA HÚMEDA

En este caso el cálculo del costo de la energía suministrada resultó en una disminución de 39,4 [MM USD] en el caso del uso de SAE's, frente al caso sin estos. Nuevamente es un orden de magnitud mayor que el caso del escenario seco. Y la explicación sería la misma que en el caso de la hidrología media.

## 5.2 EFICIENCIA DEL CICLO DE ALMACENAMIENTO

EN LA  
 FIGURA 59: CMG BARRA OVALLE 66 HIDROLOGÍA HÚMEDA  
 a Figura 65 se presentan los costos marginales para la sensibilidad de las eficiencias de los SAE's utilizados.

En el caso de Maitencillo 110, la variación porcentual de los cmg promedio son muy similares entre 71% y 81% de eficiencia de almacenamiento, con una disminución del orden del 4,5% en esos casos, sin embargo la disminución es mucho menor para una eficiencia del 66%, donde se alcanza solo un 2,9% en la disminución del cmg promedio. Esto último hace pensar que para esa barra hay que buscar alternativas que tengan eficiencias sobre el 71% para obtener un mayor efecto en los cmg, a partir de ese valor, la disminución del cmg promedio es muy similar, como se aprecia en la Figura 60.

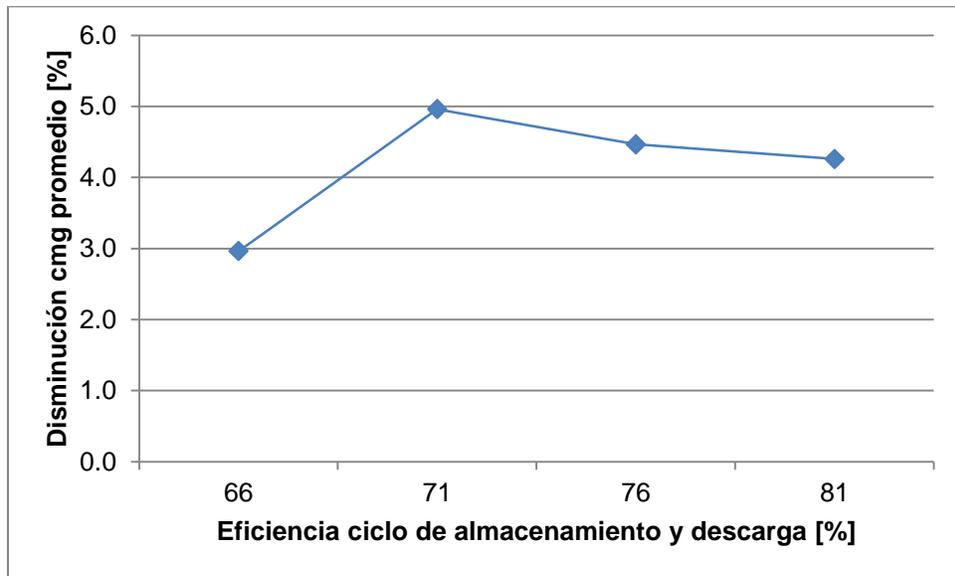


FIGURA 60: EFICIENCIA ALMACENAMIENTO VS EFECTO EN CMG PROMEDIO BARRA MAITENCILLO 110

Se recomienda en esta caso, usar sistemas de almacenamietno con eficiencias menores o iguales a 76%, ya que para valores mayores, no se obtiene una disminución significativa en los cmg promedio

En el caso de Degañ 110, las eficiencias de 66%, 71%, 76% y 81% obtuvieron una disminución del 7,4%, 7,6%, 8,4% y 8,5% respectivamente. Si se observa la Figura 61, se aprecia un quiebre entre el 71% y 76% de eficiencia, en este caso se podría recomendar estudiar alternativas con una eficiencia mayor a 76%, sin embargo no hay que olvidar que la diferencia que podría generar un sistema con 66% de eficiencia ya es considerable.

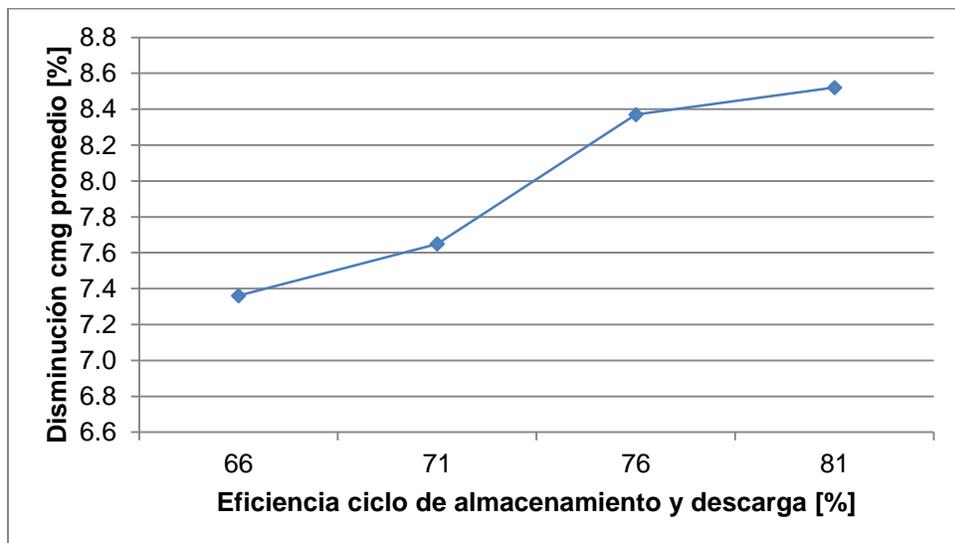


FIGURA 61: EFICIENCIA ALMACENAMIENTO VS EFECTO EN CMG PROMEDIO BARRA DEGAÑ 110

Para la barra Ovalle 66, la disminución porcentual del cmg promedio es 30,5%, 31,7%, 33,4% y 33,5% para las eficiencias de almacenamiento de 66%, 71%, 76% y

81% respectivamente. En la Figura 62 se aprecia que la disminución del cmg es lineal con respecto a la eficiencia de almacenamiento entre 66% y 76%, luego para 81% se suaviza y prácticamente es el mismo resultado que para 76%. Por tanto en esta barra se sugiere en primera instancia mirar estudiar sistemas de almacenamiento con eficiencias menores o iguales a 76%, ya que para valores mayores, no se obtiene una disminución significativa en los cmg promedio.

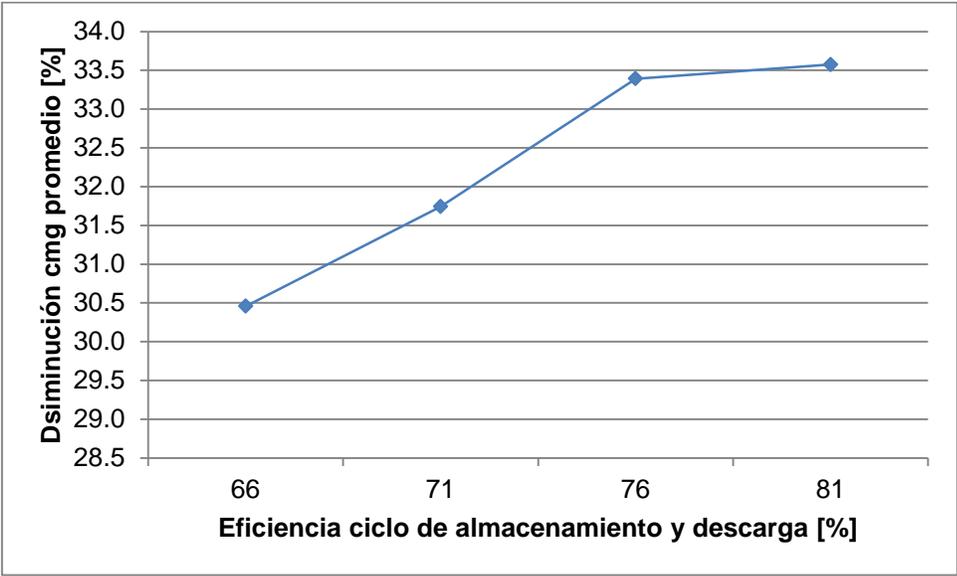


FIGURA 62: EFICIENCIA ALMACENAMIENTO VS EFECTO EN CMG PROMEDIO BARRA OVALLE 66

Se concluye finalmente que no hay una tendencia única en la disminución de los costos marginales en una barra, frente a variaciones en la eficiencia de almacenamiento, más bien corresponden a situaciones y resultados particulares de cada barra.

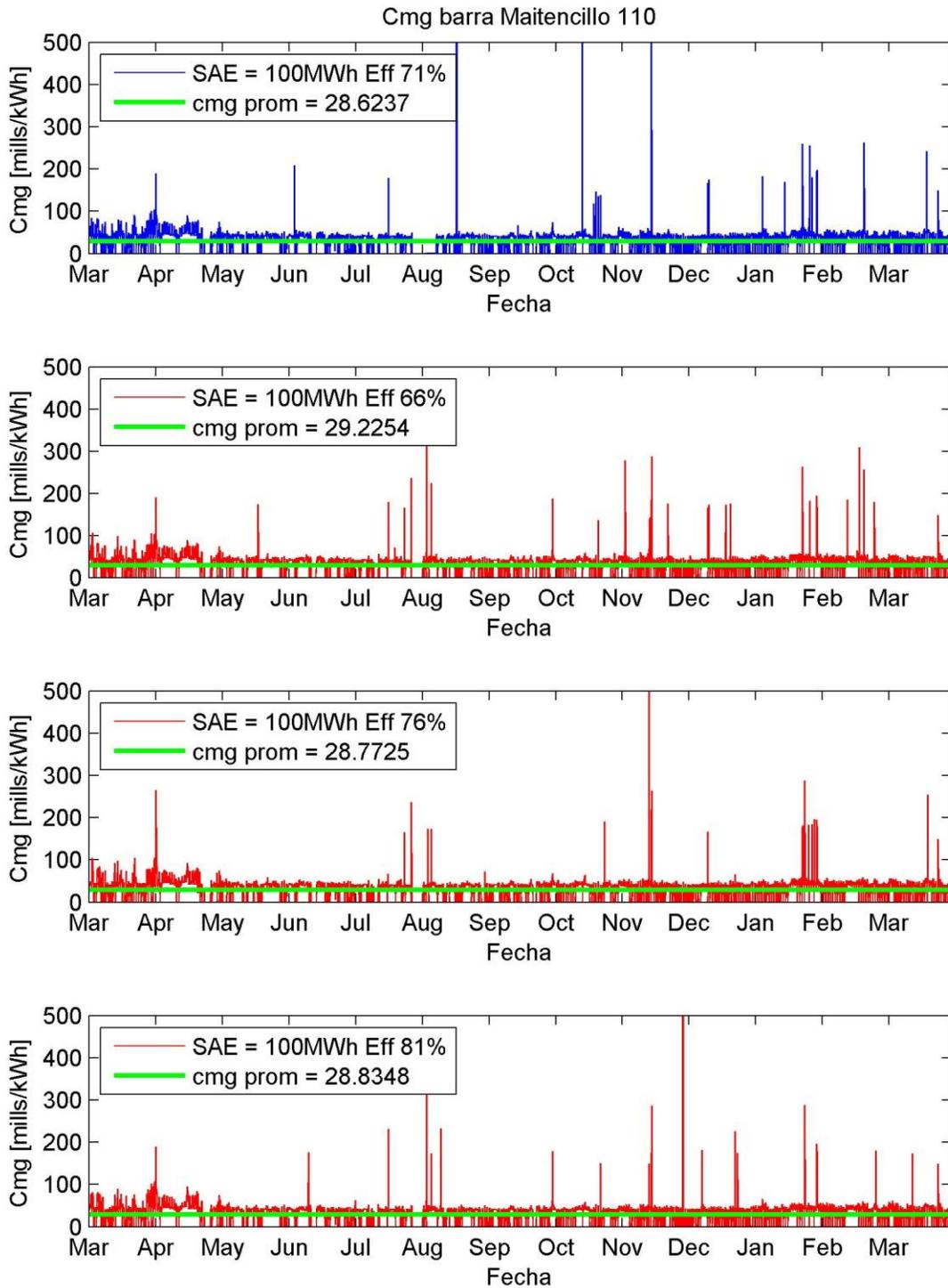


FIGURA 63: CMG BARRA MAITENCILLO 110 HIDROLOGÍA MEDIA DISTINTAS EFICIENCIAS

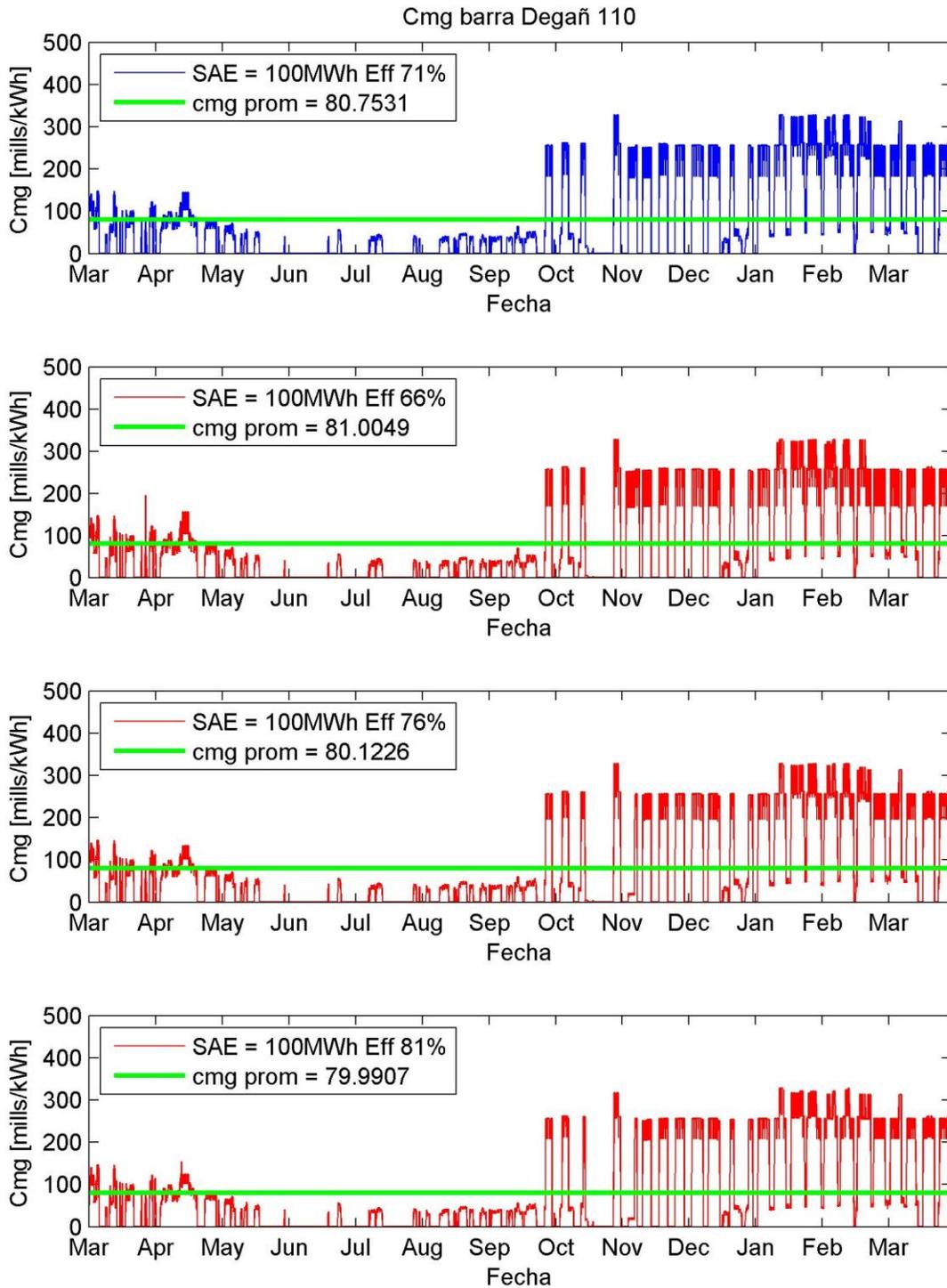


FIGURA 64: CMG BARRA DEGAÑ 110 HIDROLOGÍA MEDIA DISTINTAS EFICIENCIAS

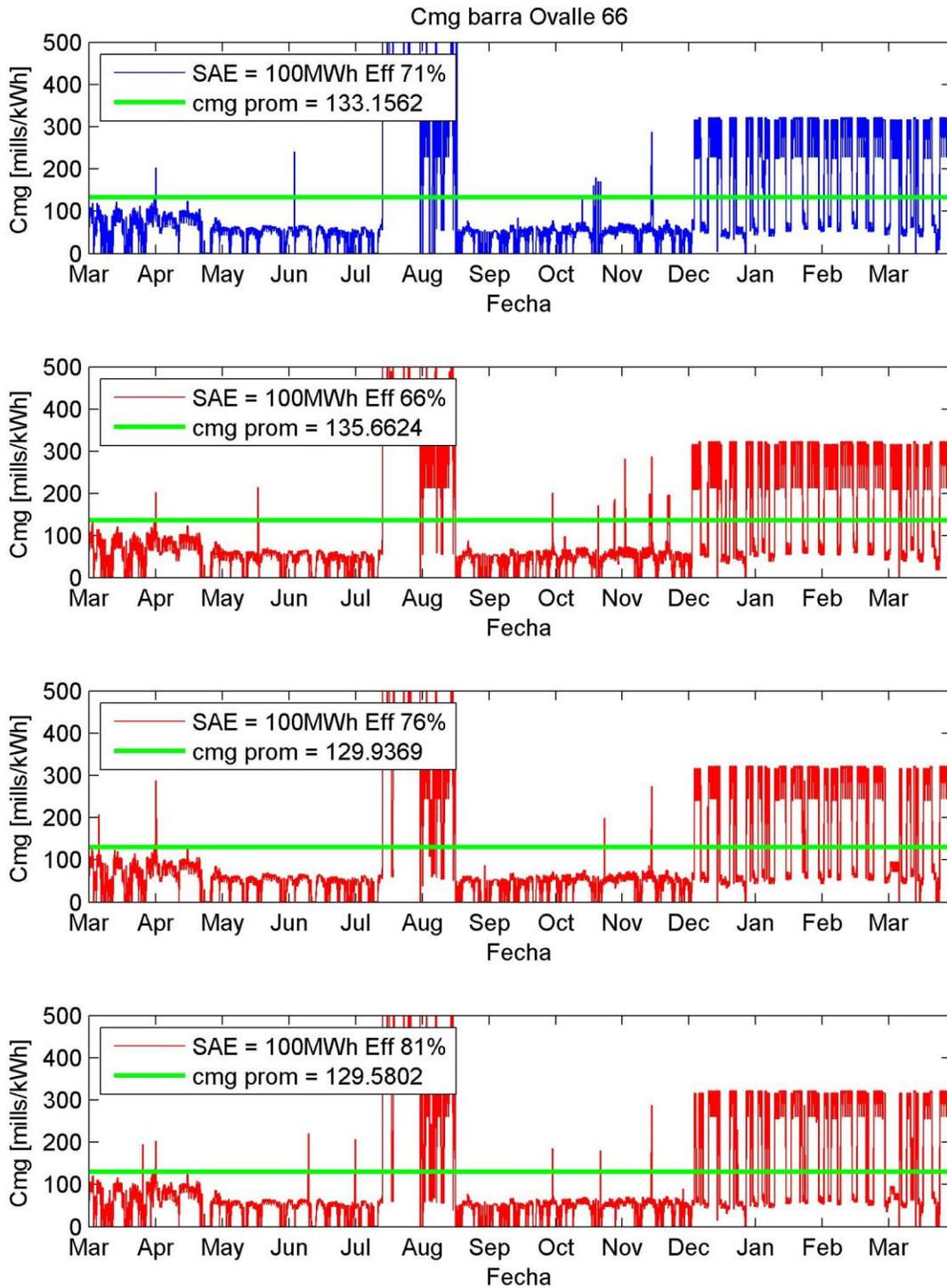


FIGURA 65: CMG BARRA OVALLE 66 HIDROLOGÍA MEDIA DISTINTAS EFICIENCIAS

### 5.3 ANÁLISIS GENERAL DE SENSIBILIDADES

Se realiza una verificación de los cambios sufridos por los volúmenes de embalse en al comparar los casos con y sin almacenamiento, se verifica que no hay casos extremos en que algún embalse se seque o llene gracias al uso de los SAE's en los puntos estudiados.

En la Tabla 13 se resume la variación en promedio de los volúmenes de embalse del sistema. Si se suman los volúmenes promedio de los embalses, no se puede afirmar que exista una tendencia a disminuir el uso de agua de embalse a causa del almacenamiento en todos los escenarios, puesto que en un escenario medio la tendencia es a aumentar suma de los volúmenes promedio embalse, pero cuando se analizan los resultados particulares, se aprecia que la central El Toro (Laguna Laja) es la que aumenta de mayor manera el volumen promedio almacenado, lo cual podría atribuirse a una disminución de esa central en su función reguladora de fluctuaciones severas en la operación del sistema, lo cual podría considerarse como positivo para el sistema en la medida de que se administra de mejor manera el recurso hídrico. Sin embargo, en los escenarios hidrológicos húmedo y seco ocurre el efecto contrario, generándose una disminución en el volumen promedio de la laguna Laja en los escenarios con almacenamiento y además en suma del sistema también se produce una disminución en el total de volumen almacenado.

En los anexos se presentan las curvas de operación de los embalses modelados, donde no se aprecian alteraciones importantes entre los casos estudiados.

TABLA 13: VARIACIÓN VOLÚMENES PROMEDIO DE EMBALSE

Embalse	Hidro Media					Hidro Húmeda		Hidro SECA	
	Eff 0%	Eff 66%	Eff 71%	Eff 76%	Eff 81%	Eff 0%	Eff 71%	Eff 0%	Eff 71%
CIPRESES	136,02	134,36	134,42	134,58	134,63	158,81	158,74	149,92	150,03
PEHUENCHE	131,77	131,79	131,77	131,75	131,80	130,47	130,49	132,51	132,51
COLBUN	1287,08	1285,78	1286,47	1285,95	1285,89	1080,22	1080,54	1367,21	1367,04
MACHICURA	15,02	14,95	14,95	14,93	14,97	13,11	13,10	15,77	15,74
EL TORO	2356,90	2363,74	2363,18	2363,15	2363,00	1167,87	1160,63	2622,84	2620,80
RAPEL	546,41	546,70	546,67	546,56	546,54	546,14	546,00	550,69	550,88
CANUTILLAR	829,35	827,74	827,24	827,28	826,88	751,17	747,52	836,60	836,72
RALCO	1098,86	1100,20	1100,12	1100,14	1100,11	906,88	906,13	1108,19	1108,13
PANGUE	68,47	68,53	68,62	68,55	68,61	67,96	68,07	68,78	68,89
<b>SUMA</b>	<b>6469,89</b>	<b>6473,80</b>	<b>6473,43</b>	<b>6472,90</b>	<b>6472,43</b>	<b>4822,63</b>	<b>4811,21</b>	<b>6852,51</b>	<b>6850,76</b>

Se resumen los resultados obtenidos en cuando los costos marginales en la Figura 66, donde se analiza de manera porcentual la variación en los resultados de los costos marginales. Se usó como patrón de referencia el costo marginal promedio en el escenario hidrológico medio y sin la aplicación de almacenamiento de energía (primer grupo y con valor 100% en el gráfico). Se concluye lo siguiente a partir del análisis gráfico:

- Evidentemente la barra Ovalle 66 es la que presenta mayores variaciones en los costos marginales.
- En las 3 barras, se produce una disminución en los costos marginales en los tres escenarios hidrológicos al usar SAE's
- En el rango de eficiencias estudiadas se aprecian variaciones en los resultados. Comparativamente a las fluctuaciones entre usar o no usar

almacenamiento, o las variaciones por efecto de la hidrología son mucho mayores que las variaciones de las eficiencias. Sobre todo en la barra Degañ 110 se puede afirmar que si el objetivo fuera disminuir los costos marginales de la barra, esta disminución sería inelástica frente a la eficiencia del sistema que se utilice. En otras palabras, podría instalarse una tecnología de baja eficiencia y el efecto sobre los costos sería similar.

- En un escenario húmedo es cuando se producen las mayores variaciones relativas en las 3 barras estudiadas.

GRÁFICO 1: RESUMEN SENSIBILIDADES CMG

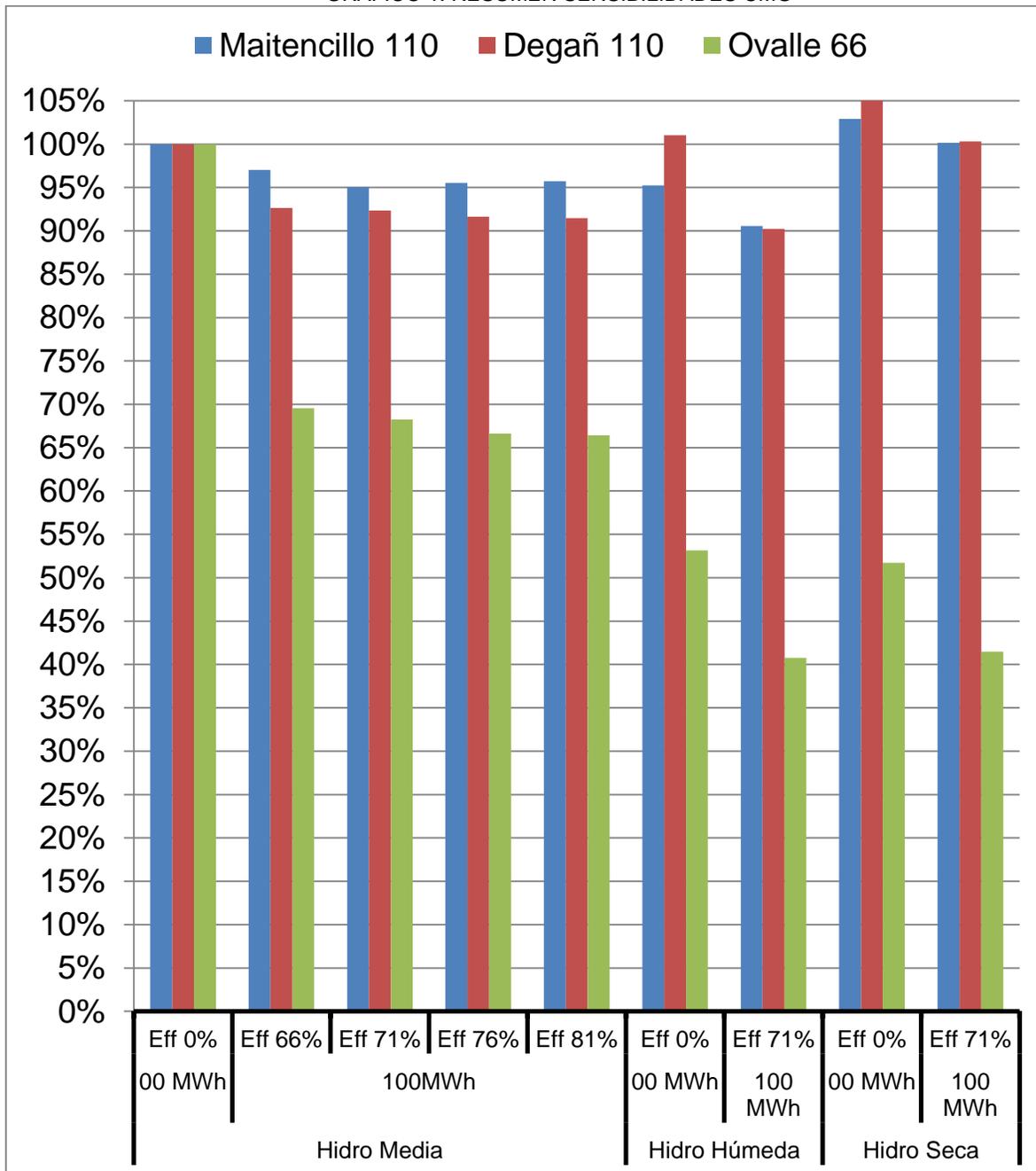


FIGURA 66: RESUMEN SENSIBILIDADES CMG RELATIVO A LA HIDROLOGÍA MEDIA SIN ALMACENAMIENTO

EN LAS

Tabla 14 a Tabla 16 se presentan los resultados en lo que respecta a los costos de operación del sistema.

TABLA 14: SUMA DE COSTOS

Total [USD]									
Costo	Hidro Media					Hidro Húmeda		Hidro Seca	
	00 MWh	100MWh				00 MWh	100 MWh	00 MWh	100 MWh
	Eff 0%	Eff 66%	Eff 71%	Eff 76%	Eff 81%	Eff 0%	Eff 71%	Eff 0%	Eff 71%
Costo Total	4.36929E+11	4.36929E+11	4.36932E+11	4.36932E+11	4.36933E+11	4.35155E+11	4.35157E+11	4.43974E+11	4.44018E+11
Costo Futuro	4.36384E+11	4.36392E+11	4.36394E+11	4.36394E+11	4.36396E+11	4.34776E+11	4.34785E+11	4.43159E+11	4.43207E+11
Costo Térmico	532202335.7	527385668.4	527585579.6	527813943	527472448.9	368339810.3	362964978.5	807057224.2	803151540.6
Costo Vertimientos	1702490.093	1702139.659	1702918.181	1702531.436	1703829.53	2329874.074	2331643.964	972525.8464	971463.5196
Costo Flujos Líneas	5871772.188	5871599.852	5871930.25	5869050.499	5868091.571	5769775.862	5769378.918	5442334.846	5433083.466
Costo Energía no Suministrada	5003209.372	1917809.639	1952572.859	1877648.015	1791374.439	2311691.233	896543.0889	2405943.311	996614.2787

TABLA 15: VALORES PROMEDIO DE LAS SEMANAS SIMULADAS

Promedio [USD]									
Costo	Hidro Media					Hidro Húmeda		Hidro Seca	
	00 MWh	100MWh				00 MWh	100 MWh	00 MWh	100 MWh
	Eff 0%	Eff 66%	Eff 71%	Eff 76%	Eff 81%	Eff 0%	Eff 71%	Eff 0%	Eff 71%
Costo Total	9102680328	9102681030	9102740833	9102745839	9102767069	9065731166	9065767321	9249468238	9250373247
Costo Futuro	9091329732	9091495060	9091549957	9091551830	9091581969	9057839465	9058017046	9232469833	9233485792
Costo Térmico	11087549	10987201	10991366	10996124	10989009	7673746	7561770	16813692	16732324
Costo Vertimientos	35469	35461	35477	35469	35496	48539	48576	20261	20239
Costo Flujos Líneas	124931	124928	124935	124873	124853	122761	122753	115794	115598
Costo Energía no Suministrada	104234	39954	40679	39118	37320	48160	18678	50124	20763

TABLA 16: VALORES RELATIVOS AL ESCENARIO HIDROLÓGICO MEDIO SIN ALMACENAMIENTO

Relativo al Escenario Hidro Medio sin SAE [%]									
Costo	Hidro Media					Hidro Húmeda		Hidro Seca	
	00 MWh	100MWh				00 MWh	100 MWh	00 MWh	100 MWh
	Eff 0%	Eff 66%	Eff 71%	Eff 76%	Eff 81%	Eff 0%	Eff 71%	Eff 0%	Eff 71%
Costo Total	100.0000	100.0000	100.0007	100.0007	100.0010	99.5941	99.5945	101.6126	101.6225
Costo Futuro	100.0000	100.0018	100.0024	100.0024	100.0028	99.6316	99.6336	101.5525	101.5636
Costo Térmico	100.0000	99.0950	99.1325	99.1754	99.1113	69.2105	68.2006	151.6448	150.9109
Costo Flujos Líneas	100.0000	99.9971	100.0027	99.9536	99.9373	98.2629	98.2562	92.6864	92.5289
Costo Energía no Suministrada	100.0000	38.3316	39.0264	37.5289	35.8045	46.2042	17.9194	48.0880	19.9195
Costo Vertimientos	100.0000	99.9794	100.0251	100.0024	100.0787	136.8510	136.9549	57.1237	57.0613

En primer lugar se presentan las sumas totales de costos de las simulaciones, luego se presentan los valores promedio y finalmente se hace un análisis de comparación al caso base de escenario hidrológico medio sin almacenamiento. Estos resultados se presentan en la Figura 67 y Figura 68.

Se puede apreciar que los costos totales de operación resultan mayores en los casos de uso de SAE's, pero los costos aumentan a medida que aumenta la eficiencia del almacenamiento. Se verifica lo mismo con la función de costo futuro. Sin embargo en el caso de los costos térmicos, si se puede apreciar una baja considerable de los costos. Realizando una comparación para una misma hidrología entre el caso con y sin almacenamiento, en un escenario medio se obtiene una reducción del orden de 4,5 [MM \$USD] y sin mucha variación entre las 4 eficiencias estudiadas, para el escenario hidrológico húmedo una reducción del orden de 5,3 [MM \$USD] y en un escenario seco alrededor de 3,9 [MM \$USD], mientras que la diferencia absoluta de los costos de vertimientos y flujos de línea son del orden de los 10 [M \$USD] y por tanto despreciables. Finalmente el ahorro de costos por energía no suministrada en el escenario hidrológico medio es del orden de los 3 [MM \$USD] y tampoco se aprecian mayores variaciones por efecto de las distintas eficiencias, en el caso del escenario húmedo y seco se obtienen valores similares y del orden de 1,4 [MM \$USD].

La explicación a que los costos totales aumenten, se debe al aumento en la función de costo futuro. Que la función de costo futuro aumente sus valores en los casos con almacenamiento se explican en que el árbol de decisiones es distinto al del caso sin almacenamiento, ya que al final de cada semana se obtienen operaciones de embalses distintas, al actualizar estos volúmenes a la semana siguiente de simulación (como volúmenes iniciales). Se verificó al comparar la serie temporal, en las primeras semanas de simulación siempre se obtienen menores costos totales de operación, pero a partir de cierto punto se produce un aumento considerable en la función de costo futuro que se sostiene en la mayoría de las semanas venideras.

Al final de este capítulo se hizo una comparación para aclarar el hecho de que se obtuvieron costos de operación mayores a nivel anual al usar almacenamiento.

En el caso que se ha estudiado, se tienen los siguientes ahorros de generación térmica y energía no suministrada por el uso de SAE's (Tabla 17):

TABLA 17: RESUMEN AHORROS SAE'S

Ahorro [MM \$USD]	Hidrología		
	Media	Húmeda	Seca
Costo Térmico	4.5	5.3	3.9
Costo Energía No Suministrada	3.0	1.4	1.4
<b>Total</b>	<b>7.5</b>	<b>6.7</b>	<b>5.3</b>

Se puede destacar el hecho de que en un escenario seco se obtienen los menores ahorros, y podría explicarse por el aumento en los costos marginales, que afectarían en el costo relativo de la energía pérdida por el ciclo de almacenamiento, tal como se explicó en el capítulo 4.1.2.

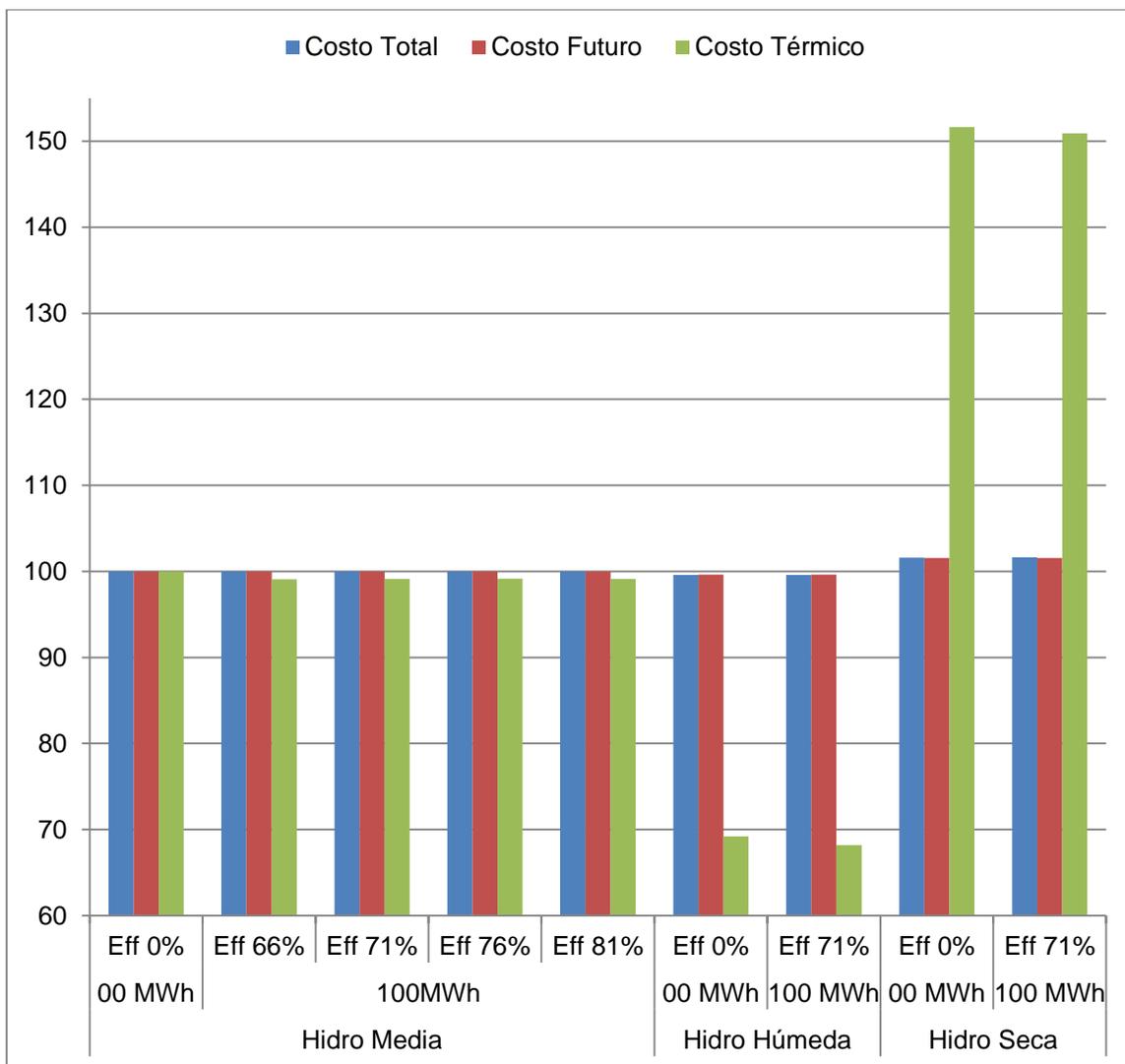


FIGURA 67: VALORES RELATIVOS COSTO TOTAL, COSTO FUTURO Y COSTO TÉRMICO

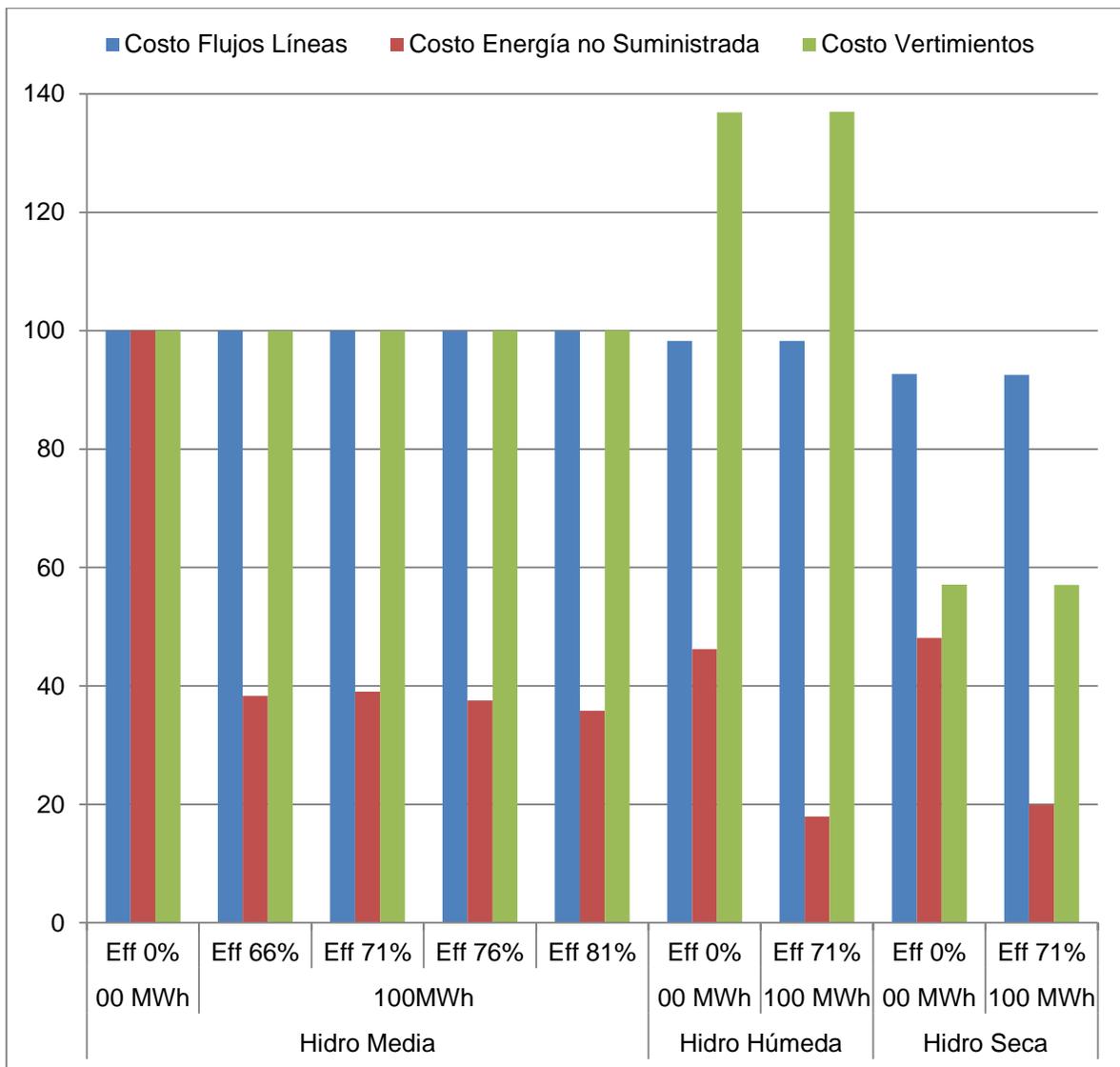


FIGURA 68: VALORES RELATIVOS COSTO FLUJOS DE LÍNEA, COSTO ENERGÍA NO SUMINISTRADA, COSTO VERTIENTOS

Es difícil determinar por qué en un escenario medio se obtienen los mayores beneficios en ahorros por costo de energía no suministrada que en caso húmedo e incluso el seco que uno podría pensar sería el con mayores déficits de energía y por tanto una mayor cantidad de eventos donde no se puede completar el suministro requerido.

Finalmente se analizan los resultados desde el punto de vista del operador de los sistemas de almacenamiento, en la Tabla 18 se presentan estos resultados. Los ingresos son calculados multiplicando hora a hora el costo marginal en la barra asociada al SAE por la energía inyectada por este. Por otro lado existen egresos por compra de energía para ser almacenada (en el caso de los SAE's que pueden extraer energía del sistema), que se calculan multiplicando el costo marginal y la cantidad de energía extraída del sistema para ser almacenada también hora a hora. En el caso del parque eólico Sarco II, se desglosan los ingresos entre lo que proviene del uso del SAE y lo que proviene de la inyección de energía directamente al sistema.

. Donde el primer punto que llama la atención es que en la aplicación de SAE's en conjunto con el parque eólico se genera un aumento considerable en los ingresos, puesto que se proyecta un ingreso de 3,08 [MM \$USD] en el escenario hidrológico medio sin SAE, frente a los 4,51 [MM \$USD] usando SAE, este aumento es de alrededor de un 46%, los resultados se repiten en el escenario seco y húmedo, con aumentos cercanos al 37% en los ingresos.

Por otro lado, el SAE asociado a Ovalle 66 sigue siendo el que presenta mayores ingresos, tal como en un comienzo los altos valores de sus duales hacían pensar que se trata de una de las barras más atractivas para instalar SAE. Este resultado prevalece al compararlo con otras 2 barras preseleccionadas.

Llama la atención que en el caso de Maitencillo 110 y Degañ 110 los ingresos netos no sean claramente superiores a medida de que aumenta la eficiencia del SAE. Esto podría explicarse en que la operación misma de los SAE's disminuyen los cmg promedio y se produce una compensación entre lo que se gana por disminuir las pérdidas de energía en el ciclo de transformación y la disminución en los cmg de la barra asociada. En el caso de Ovalle 66 si se produce un aumento considerable en los beneficios a medida de que se aumenta la eficiencia, por lo tanto tampoco es algo que se pueda generalizar, sino más bien es un efecto a tomar en cuenta al momento de hacer un análisis económico más acabado.

TABLA 18: RESUMEN INGRESOS Y EGRESOS SAE'S

Ingresos y Egresos por venta de energía SAE [MM \$USD]		Hidro Media 100MWh				Hidro Húmeda 100 MWh	Hidro Seca 100 MWh
		Eff 66%	Eff 71%	Eff 76%	Eff 81%	Eff 71%	Eff 71%
		<b>Maitencillo 110</b>	INGRESOS	1.54	1.62	1.63	1.71
	EGRESOS	0.28	0.31	0.35	0.40	0.27	0.40
	<b>TOTAL</b>	<b>1.26</b>	<b>1.30</b>	<b>1.28</b>	<b>1.31</b>	<b>1.30</b>	<b>1.32</b>
<b>Degañ 110</b>	INGRESOS	1.19	1.21	1.23	1.33	1.15	1.37
	EGRESOS	0.50	0.52	0.54	0.62	0.47	0.64
	<b>TOTAL</b>	<b>0.69</b>	<b>0.69</b>	<b>0.70</b>	<b>0.71</b>	<b>0.67</b>	<b>0.73</b>
<b>Ovalle 66</b>	INGRESOS	4.17	4.30	4.32	4.50	3.13	3.12
	EGRESOS	2.68	2.61	2.53	2.55	1.68	1.75
	<b>TOTAL</b>	<b>1.49</b>	<b>1.68</b>	<b>1.80</b>	<b>1.95</b>	<b>1.45</b>	<b>1.37</b>
<b>Eól. Sarco II (Almacenamiento y venta SAE)</b>	INGRESOS	1.49	1.56	1.55	1.62	1.49	1.64
	EGRESOS	-	-	-	-	-	-
	<b>SUB-TOTAL</b>	<b>1.49</b>	<b>1.56</b>	<b>1.55</b>	<b>1.62</b>	<b>1.49</b>	<b>1.64</b>
<b>Eól. Sarco II (Inyección directa a barra)</b>	INGRESOS	3.13	2.95	2.95	2.95	2.73	3.07
	EGRESOS	-	-	-	-	-	-
	<b>SUB-TOTAL</b>	<b>3.19</b>	<b>3.02</b>	<b>3.03</b>	<b>3.03</b>	<b>2.73</b>	<b>3.07</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>4.68</b>	<b>4.58</b>	<b>4.58</b>	<b>4.65</b>	<b>4.22</b>	<b>4.71</b>
<b>Eól. Sarco II (sin SAE)</b>	INGRESOS			3.08		2.87	3.16
	EGRESOS			-		-	-
	<b>TOTAL</b>			<b>3.08</b>		<b>2.87</b>	<b>3.16</b>

Se hizo una última modelación para confirmar que el aumento en el costo total de operación se debe a que el árbol de decisión en cada semana va cambiando al usar almacenamiento frente al caso en que no se usa almacenamiento. En este caso se hizo una modelación semana a semana, tomando los mismos inputs que en el caso de un escenario húmedo sin SAE, pero con almacenamiento, en este caso no se actualizan semana a semana los inputs como volúmenes de embalse o tiempo de operación de las centrales térmicas. En otras palabras es una comparación semana a semana, no a nivel anual.

Se usó como base la simulación anual de la hidrología media sin almacenamiento, luego se conservaron los mismos inputs semana a semana (mismos volúmenes de embalse y tiempos de operación de centrales térmicas) pero usando almacenamiento.

Se verifica que efectivamente para los mismos inputs, el uso de almacenamiento siempre da menores costos totales de operación, comparado al caso sin almacenamiento, esto se verifica en la Figura 69, donde se calculó la diferencia en los costos operacionales semana a semana como: costo sin SAE - costo con SAE. Si bien los costos totales siempre son mayores en el caso sin SAE, no ocurre lo mismo con el costo futuro y costo térmico, que dependiendo de la semana se encuentran valores menores a 0 que implican mayores costos en el caso con SAE.

En el caso de los costos por fallas, siempre son mayores en el caso sin SAE. Y tienen un peso muy importante en el costo total de operación, por ejemplo entre los meses de agosto y septiembre, los costos de falla en el caso sin SAE aumentan de sobre manera, teniendo una importancia relevante en la diferencia de los costos de totales.

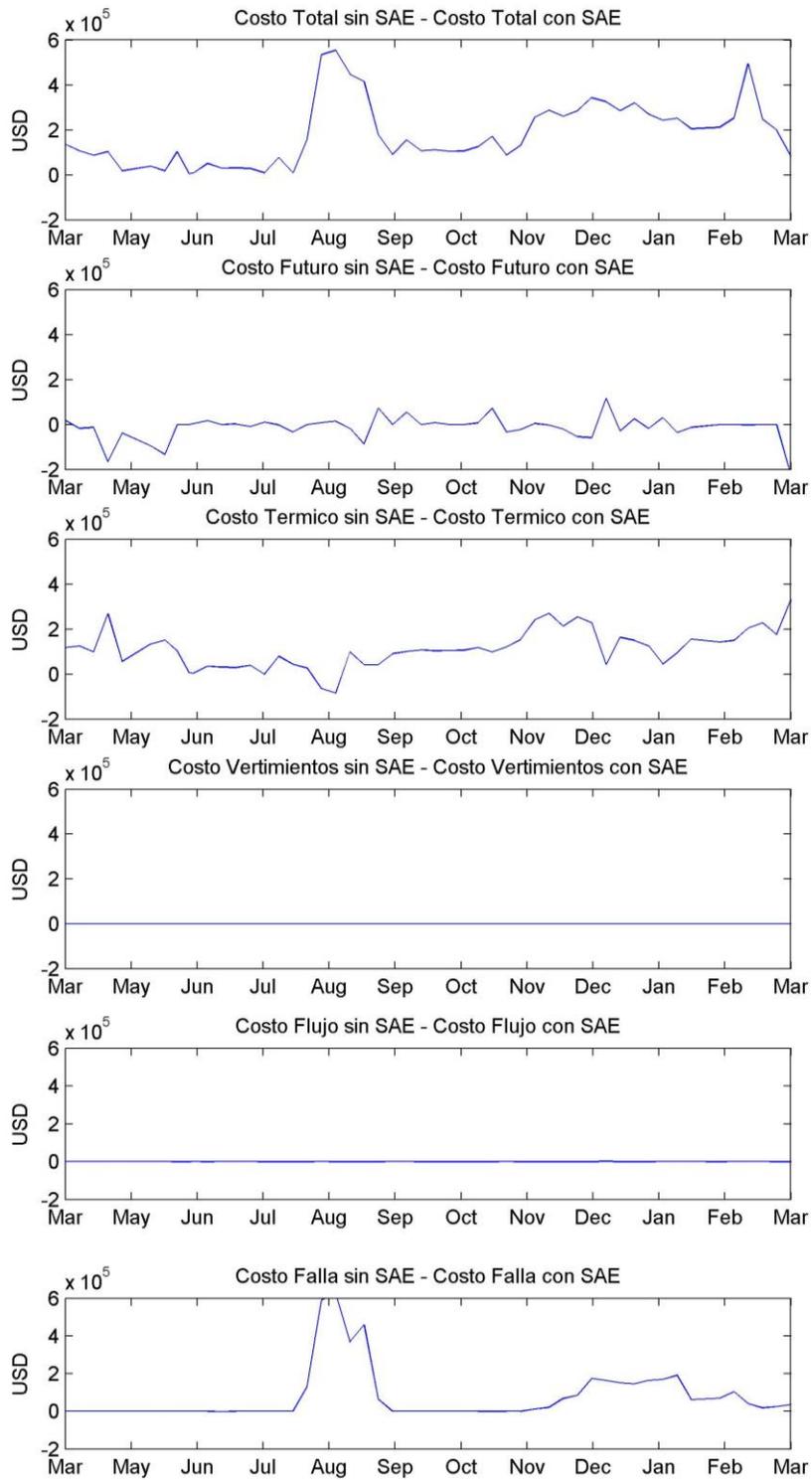


FIGURA 69: COMPARACIÓN SEMANAS CON Y SIN ALMACENAMIENTO

A modo de ejemplo se presenta en la Figura 70 la operación que tendría un SAE, durante una semana cualquiera del año modelado.

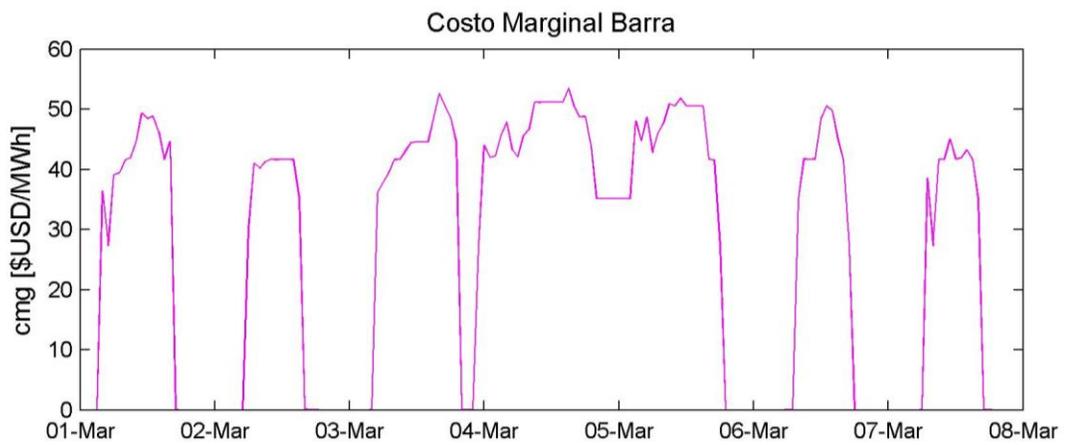
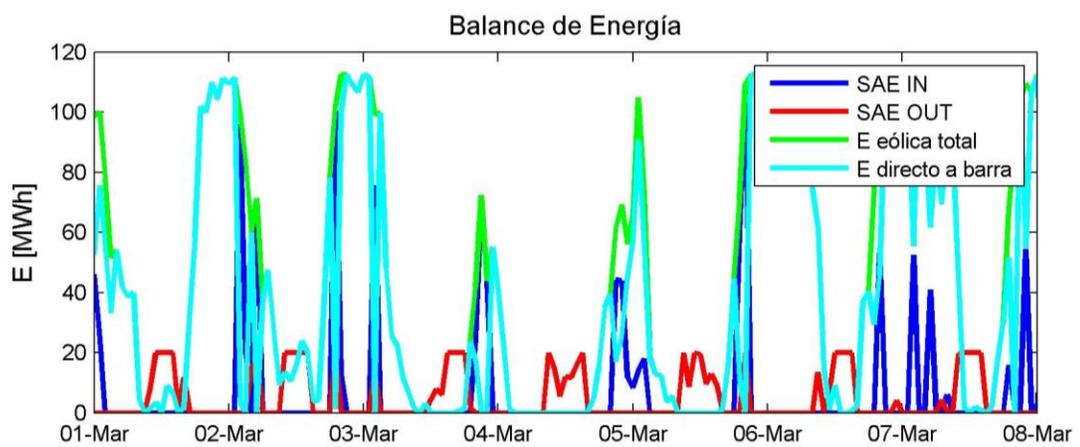
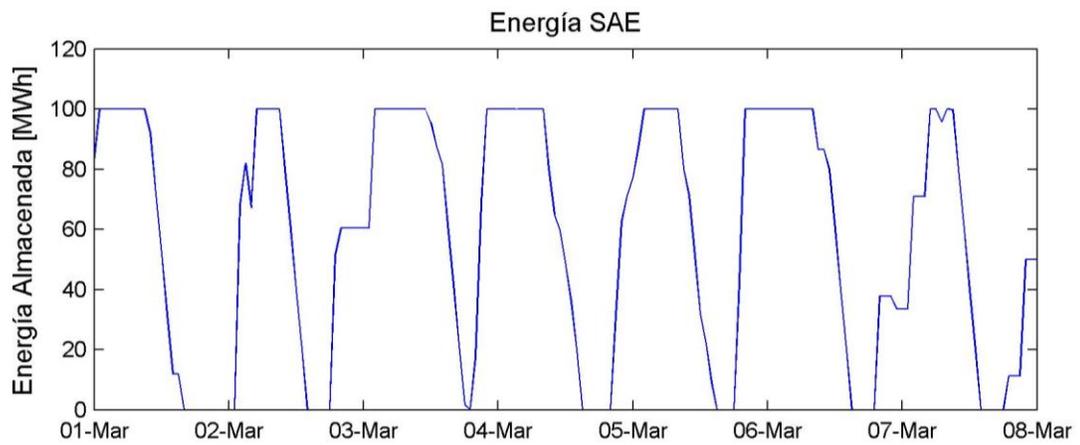


FIGURA 70: EJEMPLO OPERACIÓN SAE (ACOPLADA A EÓLICA SARCO II)

## 6 CONCLUSIONES

En este trabajo se modificó un modelo de predespacho de coordinación hidrotérmica para el SIC, para poder incorporar sistemas de almacenamiento al modelo original, permitiendo al usuario definir si tiene la capacidad de extraer energía del sistema o sólo de coordinar la operación de una central a la que se encuentre acoplada; es un modelo flexible en cuanto al tipo de sistema utilizado, permitiendo decidir al usuario la eficiencia de transformación de energía en el ciclo de carga y también de descarga, la potencia máxima, la capacidad de almacenamiento, la tasa de pérdida de energía por almacenamiento y el punto de conexión a la red.

El modelo ha sido empleado a nivel horario, pero puede ser empleado por bloques de tiempo mayores a una hora, tal como opera el CDEC-SIC al modelo PCP.

Con las modificaciones realizadas al modelo original se logra elaborar una herramienta de evaluación del uso de sistemas de almacenamiento en el SIC. En la medida en que se mejoren los datos de entrada se podrá aumentar la confiabilidad de los resultados y disminuir la incertidumbre asociada.

Una vez que se hizo las mejoras necesarias al modelo, se hicieron pruebas para poder definir puntos que puntos del sistema resultan atractivos para instalar SAE's e identificar las implicancias que tiene sobre el SIC el uso de estas tecnologías, desde el punto de vista de los costos de operación, costos marginales e impactos sobre la operación de las centrales térmicas y de embalse.

Se logró establecer un set de puntos que serían atractivos para instalar sistemas de almacenamiento bajo un escenario de alta penetración eólica, contabilizando 26 puntos interesantes en el sistema, entre barras, centrales térmicas y parques eólicos, luego se analizó un grupo más reducido de puntos para concluir que existen al menos 3 subsistemas donde sería interesante la aplicación de tecnologías de almacenamiento. Estos subsistemas son las barras del norte del SIC que se conjugan entre Paposo y Pan de Azucar, un subsistema también en la zona norte, que incluye las barras de Ovalle, Monte Patria, Punitaqui, y el Peñón. Por último un subsistema en la zona sur, correspondiente a las barras de Ancud, Degañ, Pid-Pid y Chonchi en la isla de Chiloé.

Se desarrolló un ejemplo de aplicación de SAE's en los subsistemas mencionados anteriormente. Donde se establece que para las localizaciones y capacidades de almacenamiento utilizadas no se presentan alteraciones hidroambientales asociadas a la operación de los embalses del sistema, efectos que fueron cuantificados y comparados con indicadores de alteración hidrológica. En todos los casos los indicadores no varían sustancialmente entre el caso con y sin almacenamiento de energía.

La operación de centrales térmicas se ve disminuida con el uso de sistemas de almacenamiento, esta disminución puede verse reflejada en la disminución de los costos de operación de las centrales térmicas, en este caso estas disminuciones son del orden de 4,5 [MM USD], 5,3 [MM USD] y 3,9 [MM USD] anuales para las hidrologías media, húmeda y seca respectivamente.

Se estimaron los beneficios de la instalación de SAE's en los lugares propuestos, sensibilizando los resultados con respecto a la hidrología y las eficiencias del ciclo de transformación de energía del SAE escogido, esto último es para validar los resultados para más de algún tipo de tecnología.

Los puntos más atractivos para instalar SAE's de acuerdo a los resultados de este estudio son las barras Maitencillo 110, Degañ 110 y Ovalle 66, además de un sistema acoplado al parque eólico Sarco II. En el caso del parque eólico Sarco II, bajo las condiciones estudiadas (barras y parque generador modelado), se obtiene un aumento del orden del 46% en los ingresos anuales de ese parque al usar SAE.

Los costos marginales promedios anuales de las barras asociadas a los sistemas de almacenamiento en estudio, tienen disminuciones significativas, del orden del 4,5% en el caso de la barra Maitencillo 110, 8% en la barra Degañ y 30% en la barra Ovalle. Estas reducciones en los costos marginales, implican una disminución en el monto que se debe cancelar por la energía suministrada. Se ha estimado que para la hidrología seca el costo total de la energía se disminuye alrededor de 5,1 [MM USD] al año, en tanto que para la hidrología húmeda se disminuye alrededor de 39,4 [MM USD] y finalmente para la hidrología media se alcanza una disminución de 94,4 [MM USD] al año, cifra que es bastante considerable.

De acuerdo a los resultados, y lo que también parece razonable, existen una gran cantidad de factores que pueden influir en el rendimiento proyectado para una SAE. Se observó que a pesar de implementar en el modelo 4 SAE's de las mismas características técnicas (eficiencia, capacidad y potencia), los resultados del desempeño son muy distintos, tantos los beneficios para el operador, como su influencia en el sistema, como se puede observar de la variación de los costos marginales de las barras asociadas. Si bien se obtienen resultados positivos en estas pruebas realizadas, se debe tener en mente que sin evaluar los costos asociados a la implementación de los sistemas de almacenamiento propuestos, no se puede llevar a cabo una evaluación económica precisa. Se reitera que el objetivo de este trabajo, es dar una visión global del estado del arte, es tan solo un primer paso en la estimación de los posibles beneficios que se podrían tener para el sistema el uso de estas tecnologías frente a una alta penetración eólica en el SIC. Este aumento de la generación eólica significa muchos cambios posibles en la red a como opera hoy en día, por ejemplo, hoy en día en la red no se obtienen costos marginales nulos o muy cercanos a 0 en ninguna barra del sistema. Esto cambiaría según las modelaciones de este trabajo y experiencias en países donde existe una gran penetración eólica y si ocurre frecuentemente.

Se ha propuesto una metodología para poder establecer de manera rápida y sin uso de modelos complejos los puntos que serían atractivos de instalar SAE's, esta metodología es el análisis espectral de las variaciones porcentuales de los costos marginales de las barras, en la medida de que se tengan buenos pronósticos y estimaciones de los costos marginales para las barras de un sistema, podría ser suficiente para poder iniciar una búsqueda de puntos interesantes para la aplicación de SAE's.

De acuerdo a lo obtenido en los resultados de este trabajo, la alta penetración de energía eólica en el sistema hace que justamente las zonas donde se instalan estos

parques, aumenten el atractivo para instalar sistemas de almacenamiento en las barras que estas se conectan. Los resultados dejan entrever que la aplicación de sistemas de almacenamiento no sería atractiva al utilizarlos acoplados a centrales térmicas, en cambio los resultados de los SAE's acoplados directamente a las barras frente a los que se acoplan a parques eólicos, son similares y ambas alternativas serían atractivas. No se estudió el caso en que se aplican SAE's acoplados a parques eólicos que además tienen la capacidad de extraer energía de la red para ser almacenada. Este caso podría resultar aún más atractivo.

Una de las limitaciones del modelo es que ha sido programado en un horizonte de 168 horas (una semana). Esto permite la evaluación de proyectos de sistemas de almacenamiento que optimizan la operación del sistema, en ese rango de tiempo, limitando la exploración de proyectos que quieran cumplir la función de optimizar la operación del sistema de nivel estacional.

## 6.1 TRABAJOS FUTUROS

Se propone hacer un estudio económico más acabado en los 4 puntos definidos como más atractivos del SIC pasa el uso se SAE, según las conclusiones de este trabajo, en el que se realice un diseño y evaluación económica completa para definir la mejor alternativa de tecnología a instalar, la capacidad y potencia óptima, etc.

Se propone, para estudios futuros, mejorar la representación de los caudales afluentes utilizados como datos de entrada del modelo, verificando la influencia de los ciclos intra-diarios de caudales afluentes a la operación de los sistemas de almacenamiento. Además, se podría incorporar al modelo los tiempos de viaje de caudales entre centrales en serie, como lo realizado por (Avilés 2011) como mejora al modelo MIP-UC.

Otra propuesta, es hacer una actualización de la función de costos futuros, incorporando de alguna manera los sistemas de almacenamiento y los nuevos parques eólicos, cuya influencia sobre los resultados de esta tesis no han sido verificados.

Una mejora que se le puede hacer al modelo, es utilizar curvas de eficiencias de las centrales térmicas, en función de su generación, lo cual no se realizó por la dificultad de contar con esos datos y por la implementación que aumentaría la complejidad del modelo.

Se sugiere que en estudios venideros se incorpore a las modelaciones el resto de los proyectos de centrales ERNC, que no son de origen eólicas y que en esta oportunidad se han omitido.

Una propuesta interesante es hacer el contraste entre los beneficios de la expansión del sistema eléctrico (mejoras a líneas de transmisión y construcción de otras nuevas) y la incorporación de sistemas de almacenamiento que alivien la congestión proyectada para algunas líneas de transmisión a futuro, en cuanto entren en operación nuevas centrales.

Finalmente, se recomienda comparar el efecto de SAEs con el uso y construcción de estanques de regulación en centrales de pasada.

## 7 GLOSARIO

$F_{obj}$	: Función objetivo del problema de optimización
$c_g$	: Costo de operación del generador g
$P_{g,t}$	: Energía generada por la central g en el tiempo t
$n_t$	: Duración en horas del bloque de tiempo t
$FCF$	: Valor de la función de costo futuro
$c_{UE}$	: Costo de penalización por energía no suministrada
$UE_{b,t}$	: Cantidad de energía no suministrada en la barra b en el tiempo t
$T$	: Horizonte de tiempo de evaluación
$G$	: Conjunto de centrales
$c_{AF}$	: Costo de penalización por afluentes ficticios
$AF_{g,t}$	: Afluentes ficticios a la central g en el tiempo t
IAH	: Indicadores de alteración hidrológica
SAE	: Sistemas de almacenamiento de energía
SIC	: Sistema Interconectado Central

## 8 BIBLIOGRAFÍA

- AES GENER STORAGE. n.d. <<http://www.aesenergystorage.com/projects.html>> (accessed AGOSTO 2013).
- Arabali, Amirsaman, Mahmoud Ghofran, and Mehdi Etezadi-Amoli. "Cost analysis of a power system using probabilistic optimal power flow with energy storage integration and wind generation." *Electrical Power and Energy Systems* 53 (2013): 832-841.
- Avilés, Nicolás. *Estudio y mejoramiento de un modelo de predespacho aplicado a la operación de embalses hidroeléctricos del sistema interconectado central*. Santiago: Departamento de Ingeniería Civil, Universidad de Chile, 2011.
- Baker, Davi B., R. Peter Richards, Timothy T. Loftus, and Jack W. Kramer. "A new flashiness index: characteristics and applications to midwestern rivers and stream." *Journal of the American Water Resources Association* 40, no. 2 (2004): 503-522.
- Beaudin, Marc, Hamidreza Zareipour, Anthony Schellenberglobe, and William Rosehart. "Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review." *Energy for Sustainable Development* 14 (2010): 302-314.
- Benavides, Carlos. "Herramienta Computacional para modelo de predespacho económico de carga." Tesis para optar al título de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica. Universidad de Chile, 2008.
- Benitez, Liliana E., Pablo C. Benitez, and G. Cornelis Van Kooten. "The economics of wind power with energy storage." *Energy Economics* 30, no. 4 (2008): 1973-1989.
- CDEC-SIC. «Estadísticas de Operación.» Anuario, Santiago, 2013.
- Chen, Haisheng, Thang Ngoc, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, and Yulong Ding. "Progress in electrical energy storage system: A critical review." *Progress in Natural Science*, 2009: 291-312.
- Comisión Nacional de Energía - Chile. CNE. Octubre de 2013. <<http://www.CNE.cl>> (último acceso: Octubre de 2013).
- Comisión Nacional de Energía - Chile. «Fijación de precios de nudo abril 2013 sistema interconectado central (SIC).» Informe Técnico, Santiago, 2013.
- Denholm, Paul, and Ramteen Sioshansi. "The Value of compressed air energy storage with wind in transmission-constrained electric power systems." *Energy Policy* 37, no. 8 (2009): 3149-3158.
- Departamento de Geofísica, Universidad de Chile. *Explorador de Energía Eólica*. s.f. <<http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>> (último acceso: Agosto de 2012).

- Díaz, Francisco, Andreas Sumper, Oriol Gomis, and Roberto Villafáfila. "A review of energy storage technologies for wind power applications." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012: 2154-2171.
- Hall, Peter J, and Euan J Bain. "Energy-storage technologies and electricity generation." *Energy Policy*, 2008: 4352-4355.
- Huang, Shisheng, Bri-Mathias S. Hodge, Jingjie Xiao, Gintaras V. Reklaitis, and Joseph F. Pekny. "The Effects of Electricity Storage on Large Scale Wind Integration." *Computer Aided Chemical Engineering* 29 (2011): 1879-1883.
- Irarrázabal, Pablo. *Análisis de Señales*. Santiago: McGraw-Hill Interamericana, 1999.
- Loannis Hadjipaschalis, Andreas Poullikkas, Venizelos Efthimiou. "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009: Volumen 13- Páginas 1513-1522.
- Lundquist, Jessica D., and Daniel R. Cayan. "Seasonal and Spatial Patterns in Diurnal Cycles in Streamflow in the Western United States." *Journal of Hydrometeorology* 3, no. 5 (2002): 591-603.
- McKinney, Ted, David W. Speas, and Roland S. Rogers. "Rainbow trout in a regulated river below Glen Canyon Dam, Arizona, following increased minimum flows and reduced discharge variability." *North American Journal of Fisheries Management* 21 (2001): 216-222.
- SYSTEP. 10 de 2013. <<http://www.systep.cl>> (último acceso: 10 de 2013).
- The Nature Conservancy. «Indicators of Hydrologic Alteration Version 7.1, User's Manual.» 2009.
- Torres, Rigoberto. *Modelo de Coordinación Hidrotérmica Multinodal y Multiembalse para Sistemas Eléctricos Longitudinales en el Mediano Plazo*. Santiago: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, 2006.
- Tugrul, Daim, Li Xin, Kim Jisun, and Scott Simms. "Evaluation of energy storage technologies for integration with renewable electricity: Quantifying expert opinions." *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 2012: 29-49.
- Van Looy, Kris, Hans Jochems, Stijn Vanacker, and Els Lommelen. "Hydropeaking impact on a riparian ground beetle community." *River research and applications*, 2007: 223-233.
- Wade, N.S., P.C Taylor, and P.R. Jones P.D. Lang. "Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid." *Energy Policy* 38, no. 11 (2010): 7180-7188.
- Zimmerman, Julie, Letcher Benjamin, Keith Nislow, Kimberly Lutz, and Francis Magilligan. "Determining the effects of dams on subdaily variation in river flows at a whole-basin scale." *River research and applications*, 2010: 1246-1260.



# ANEXOS

TABLA 19: DETALLE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL MODELO

Nombre	Fmax B->A [MW]	Fmax A->B [MW]	V [kV]	R [W]	X [W]
Paposo220->DAlmagro220	285	285	220	4.525	35.042
CPinto220->DAlmagro220	220	220	220	7.308	29.572
Cardones220->CPinto220	220	220	220	6.97	28.314
Maitenc220->Cardones220	450	450	220	4.404	17.579
Cardones220->Cardones110	270	270	220	1.127	13.873
Maitenc110->Cardones110	46.7	46.7	110	45.52	63.283
Maitenc220->Maitenc110	90	90	220	2.517	84.41
Guacolda220->Maitencil220	680	680	220	0.446	3.64
PAzucar110->Maitenc110	78	78	110	57.342	75.395
Maitenc110->Husco110	150	150	110	5.04	6.658
PAzucar220->PAzucar110	246	246	220	0.726	26.882
SanLuis220->ASanta220	400	400	220	1.646	9.39
ASanta220->ASanta110	300	300	220	1.2	69.754
Ventanas110->Miraf110	300	300	110	1.742	6.516
Quillota220->Quillota110	312	312	220	0.441	30.101
Ventanas110->Quillota110	280	280	110	1.682	5.869
Quillota110->Pachacam110	270	270	110	0.532	2.958
Pachacam110->LVegas110	270	270	110	0.43	2.438
PPeuco110->LVegas110	210	210	110	1.857	6.818
Batuco110->PPeuco110	210	210	110	0.938	3.455
CNavia110->Batuco110	210	210	110	1.029	3.787
Quillota220->Polpaico220	1300	1300	220	0.545	6.458
Lampa220->Polpaico220Aux_D	540	540	220	1.694	6.389
CNavia220_Aux_D->Polp220Aux_D	540	540	220	3.049	11.471
CNavia220_Aux_D->Lampa220	540	540	220	1.355	5.082
Rapel220->AMelipill220	320	320	220	5.711	22.361
Rapel220->CNavia220	320	320	220	11.422	44.77
AMelipill220->CNavia220	320	320	220	5.711	22.409
CNavia220->CNavia110	771	771	220	0.115	7.713
CNavia220->Chena220_2	600	600	220	0.556	2.359
AJahuel220->Chena220_2	860	860	220	0.808	3.857
Candela220->AJahuel220	600	600	220	0.871	7.423
Ancoa500->AJahuel500	1900	1900	500	2.92	16.18
AJahuel220->AJahuel154	300	300	220	0.097	15.569
AJahuel220->AJahuel110	429	429	220	0.242	14.235
AJahuel154->Paine154	179	179	154	1.447	6.712
Paine154->Tuniche_1	179	179	154	2.266	12.699
AJahuel110->Sauzal110_1	153.2	153.2	110	4.404	12.85
AJahuel154->Tuniche_2	179	179	154	4.103	19.4
Rancagua154->Tuniche_1	179	179	154	0.877	3.937
Rancagua154->Tuniche_2	179	179	154	0.877	3.937
Tuniche_1->PCortes154	128	128	154	1.02	3.747
Tuniche_2->PCortes154	198	198	154	1.02	3.747
Tilcoco154->PCortes154	198	198	154	1.703	7.752
Cipreses154->Itahue154	253.4	253.4	154	6.137	22.35
Itahue154->Maule154	141.6	141.6	154	5.668	17.716
Maule154->Linares154	106.7	106.7	154	5.621	17.597
Parral154->Linares154	106.7	106.7	154	4.862	15.178
Chillan154->Parral154	106.7	106.7	154	8.561	26.847
Charrua220->Ancoa500Aux	1500	1500	500	2.472	39.935
Charrua220->Charrua154	390	390	220	0.242	13.552
Charrua220->Conce154	265.2	265.2	220	7.405	42.302
Charrua154->Conce154	168	168	154	9.463	29.621
Conce154->SVicente154	316.3	316.3	154	0.866	2.336
SVicente154->Petroq154	209	209	154	0.261	0.949
Charrua220->Hualpen220	227	227	220	3.08	23.498
SVicente154->Hualpen154	209	209	154	0.545	2.063
Petroq154->Hualpen154	209	209	154	0.285	1.091
Hualpen154->Mapal154	188	188	154	1.162	4.387
Mapal154->Fopaco154	188	188	154	0.664	2.49
Charrua220->Esperanza220	263.4	263.4	220	7.066	36.203
Esperanza220->Temuco220	263.4	263.4	220	8.034	41.237
Cautin220->Ciruelos220	172	172	220	10.834	42.845
Charrua220->Cautin220	500	500	220	4.719	27.515
Ciruelos220->Valdivia220	172	172	220	4.244	16.784
Valdivia220->BBlanco220	172	172	220	10.648	42.108
Temuco220->Cautin220	385.6	385.6	220	0.101	0.398
BBlanco220->PMontt220	172	172	220	10.987	45.593
Canutilla220->PMontt220	194.3	194.3	220	3.001	12.245

Valdivia220->Pmontt220	146.7	146.7	220	32.262	86.523
Cautin220->Valdivia220	146.7	146.7	220	18.99	60.75
Bocamina154->Coronel154	213	213	154	0.095	0.356
Coronel154->Lota66	84.6	84.6	154	12.297	12.516
Lota66->Colcura66	84.6	84.6	66	0.274	0.279
Colcura66->CArauco66	57.2	57.2	66	2.535	2.596
Maule154->SMiguel66	84.6	84.6	154	7.85	10.743
SMiguel66->Talca66	84.6	84.6	66	0.584	0.56
Linares154->SJavier66	33	33	154	65.93	172.985
SJavier66->Constituci66	33	33	66	24.215	33.611
PAzucar110->EIndio110	30	30	110	51.304	86.588
Rancagua154->Rancagua066	110	110	154	0	31.068
Rancagua066->Dole066	41.5	41.5	66	1.96	2.635
Dole066->Indura066	41.5	41.5	66	0.893	1.198
Indura066->Graneros066	41.5	41.5	66	0.514	0.653
Graneros066->SFcoMost066	41.5	41.5	66	2.052	2.614
Charrua154->Charrua066	73.5	73.5	154	1.731	44.776
Charrua066->Cholguan066	17.6	17.6	66	14.375	9.5
Pehuenche220->Ancoa220	600	600	220	0.508	4.743
Rucue220->Charrua220	362	362	220	1.718	12.294
Antuco220->Charrua220	1023.1	1023.1	220	1.404	12.899
Antuco220->Trupan220	512	512	220	0.968	8.906
Pangue220->Trupan220	336.1	336.1	220	3.678	33.783
Pangue220->Cholguan220	336.1	336.1	220	2.42	23.232
Trupan220->Charrua220	512	512	220	1.839	16.94
Cholguan220->Charrua220	336.1	336.1	220	2.952	28.362
Colbun220->Candela220	600	600	220	3.891	13.407
Talca66->SJavier66	34.3	34.3	66	6.512	7.913
Ancoa220->Itahue154	400	400	220	1.901	28.066
Charrua220->Ralco220	722	722	220	1.772	19.754
Charrua154->Chillan154	157	157	154	3.28	24.517
Charrua154->Parral154	106.7	106.7	154	16.198	50.681
Ancoa500Aux->Ancoa220	750	750	500	0.5	48.75
Itahue154->Teno154	198	198	154	3.107	14.372
Tilcoco154->Malloa154	198	198	154	0.718	3.283
PMontt220->Molinos110	60	60	110	2.599	29.406
Molinos110->Ancud110	39.1	39.1	110	18.099	29.809
Ancud110->Degan110	40	40	110	10.967	60.861
Degan110->Pid-Pid110	59.1	59.1	110	11.621	13.689
Pid-Pid110->Chonchi110	55.3	55.3	110	10.98	10.416
PAzucar110->EIPenon110	80	80	110	5.847	7.859
EIPenon110->Ovalle66	68.4	68.4	110	16.579	34.586
Ovalle66->MPatria66	68.4	68.4	66	3.441	5.798
Ovalle66->Punitaqui66	100	100	66	20.078	14.259
CNavia220->CNavia220_Aux_D	540	540	220	0.001	20
Chillan154->SantaElvira66	75	75	154	6.794	25.31
Polpaico500->Polpaico220	750	750	500	0.5	48.75
Ajahuel500->Ajahuel220	1500	1500	500	0.25	24.5
AJahuel500->Polpaico500_2	1500	1500	500	1.74	19.734
Ancoa500->Polpaico500	1400	1400	500	6.938	35.34
Ancoa500->AJahuel500_2	1400	1400	500	6.239	35.446
Ancoa500->Ancoa500Aux	1600	1600	500	0.1	0.1
Polpaico220->Polpaico220Aux_D	540	540	220	0.1	0.1
Polpaico220->EISalto110	400	400	220	2.081	20.473
EISalto110->CNavia110	425.3	425.3	110	1.042	4.308
CNavia110->Chena110	409.3	409.3	110	0.408	1.829
Chena220->Chena110	400	400	220	1.258	12.632
Chena110->LoEspejo110	301.8	301.8	110	0.035	0.185
LoEspejo110->Ochagavia110	409.3	409.3	110	0.171	0.919
Ochagavia110->Florida110	409.3	409.3	110	0.69	2.598
Florida110->Almendros110	212.6	212.6	110	1.158	3.669
Almendros110->EISalto110	425.3	425.3	110	0.374	2.227
Renca110->CNavia110	460	460	110	0.071	0.549
AJahuel220->Buin110	400	400	220	0.242	14.235
Buin110->LoEspejo110	409.3	409.3	110	0.594	2.863
Florida110->AJahuel110	301.8	301.8	110	0.809	3.451
Almendros220->AJahuel220	409.2	409.2	220	1.211	8.445
Almendro220->Almendro110	392	392	220	1.258	12.632
LVilos220->Nogales220	320	320	220	4.695	18.682
Nogales220->Quillota220	348	348	220	1.476	5.832
Alfalfal220->Almendro220	373.4	373.4	220	1.839	8.639
Maitencil220->PColorada220	244	244	220	5.529	22.025
PColorada220->PAzucar220	244	244	220	4.124	16.43
Tuniche_1->Tinguiririca154	198	198	154	2.328	11.458

Tinguiririca154->SFernando154	198	198	154	0.866	3.368
Tinguiririca154->Itahue154	198	198	154	5.384	24.926
Tinguiririca154->Teno154	198	198	154	2.9	12.236
Malloa154->Tinguiririca154	198	198	154	0.696	3.184
ASanta110->Miraf110	300	300	110	0.172	1.126
PAzucar220->LPalmas220	224	224	220	7.865	30.807
LPalmas220->LVilos220	224	224	220	3.485	13.649
Lagunilla154->Coronel154	188	188	154	0.405	1.532
Fopaco154->Lagunilla154	188	188	154	0.779	2.944
Sauzal110_3->Sauzal110_2	500	500	110	0.001	0.01
Sauzal110_2->Sauzal154_2	100	100	154	0.442	14.676
Sauzal154->Rancagua154	108	108	154	1.483	2.036
Polp500->Polp220_2	1500	1500	500	0.25	24.375
Temuco220->Temuco66	150	150	220	0	42.8
Temuco66->Pillanlelbun66	38	38	66	4.025	4.391
Pillanlelbun66->Lautaro66	50	50	66	4.426	2.768
PPeuco110->LVegas110_exp	210	210	110	3.715	13.637
Batuco110->PPeuco110_exp	210	210	110	1.876	6.909
CNavia110->Batuco110_exp	210	210	110	2.057	7.575
CNavia110->LVegas110_exp	210	210	110	7.647	28.12
Nogales220->Polpaico220	1500	1500	220	1.045	7.044
Nogales220->Ventanas220	680	680	220	0.554	4.581
Ventanas220->Ventanas110	300	300	220	0.24	24.199
SanLuis220->Quillota220	1973.8	1973.8	220	0.076	1.125
Quintero220->SanLuis220	550	550	220	0.985	10.75
Hualpen220->Hualpen154	300	300	220	0.098	15.568
Lagunilla220->Hualpen220	450	450	220	0.897	4.565
Charrua220->Lagunilla220	450	450	220	2.75	20.98
Lagunilla220->Lagunilla154	390	390	220	0.032	7.478
Polpaico220->ElSalto110_2	800	800	220	0.883	15.092
SantaMaria220->Charrua220	517	517	220	0.89	10.62
Coronel154->Coronel66	160	160	66	0.073	1.832
Coronel66->Concepcio66	30	30	66	5.417	5.559
Concepcio154->Concepcio66	90	90	66	0.207	5.417

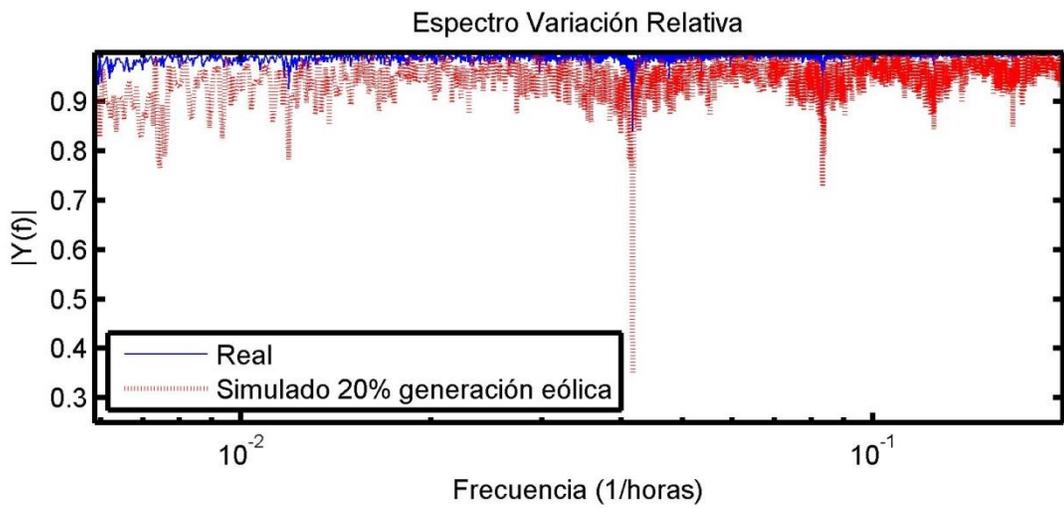
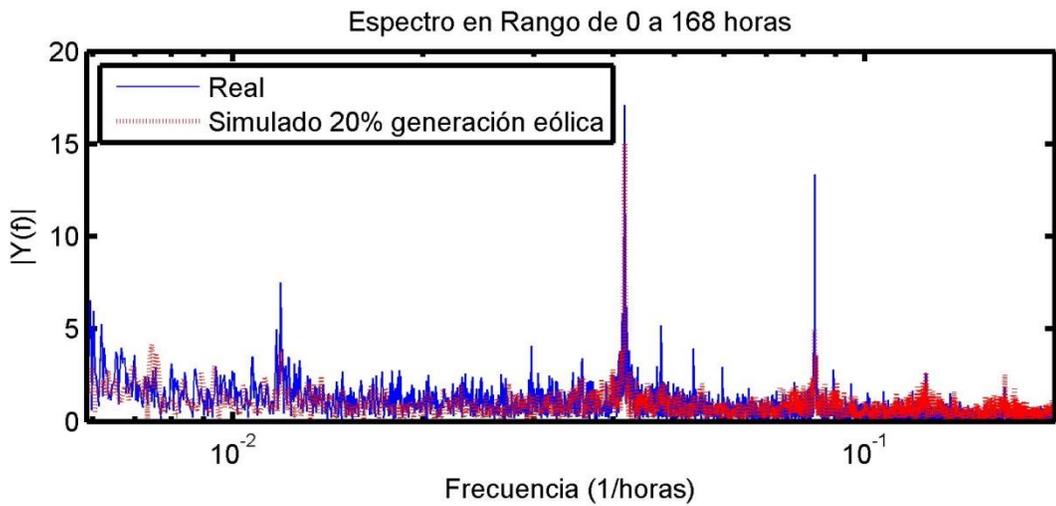
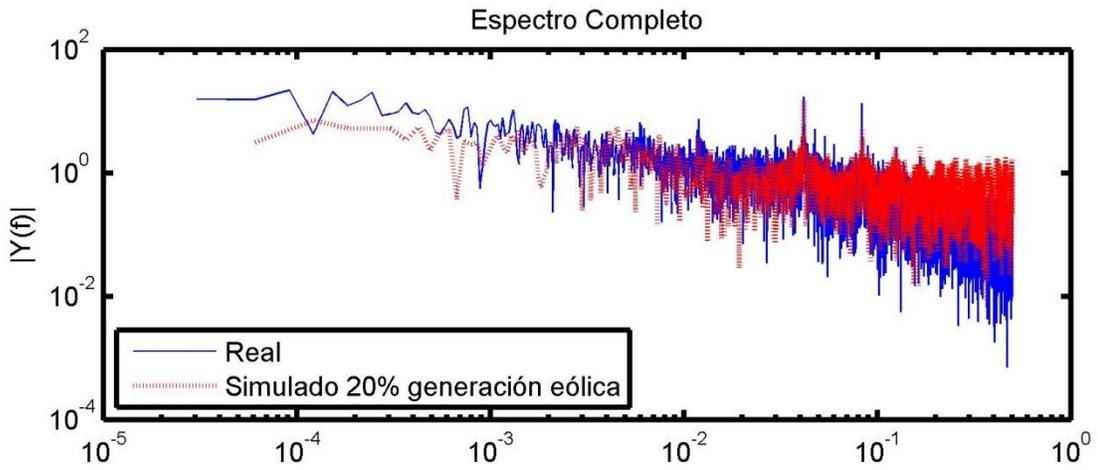


FIGURA 71: ESPECTROS CMG BARRA D. ALMAGRO 220

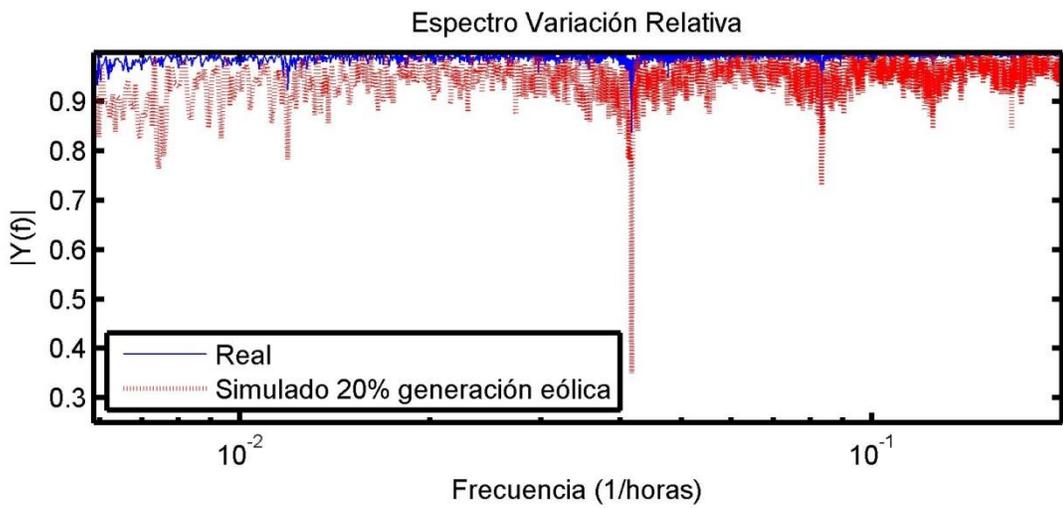
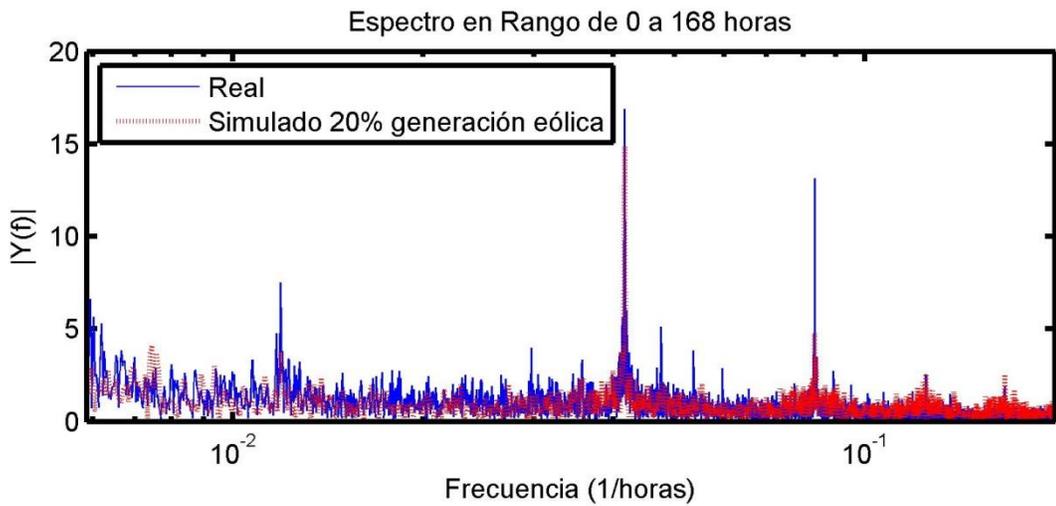
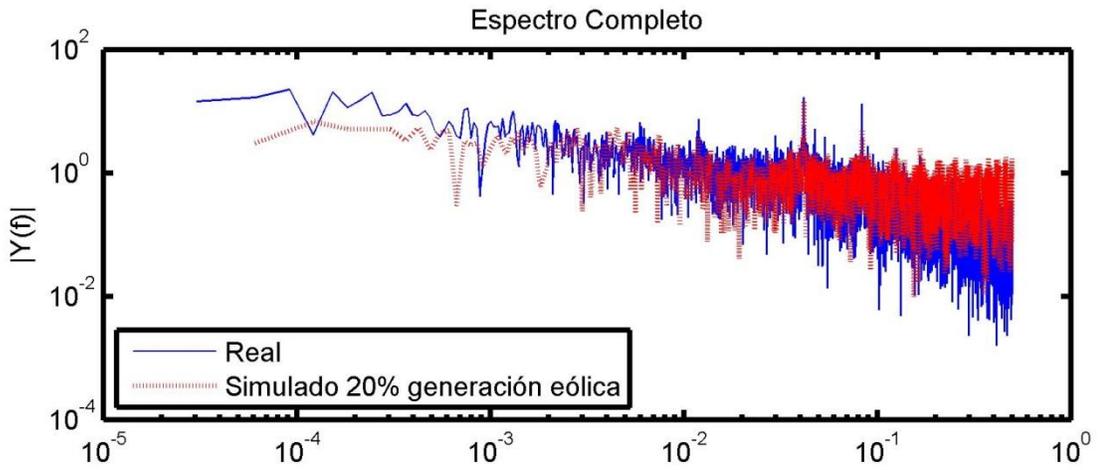


FIGURA 72: ESPECTROS CMG BARRA C.PINTO 220

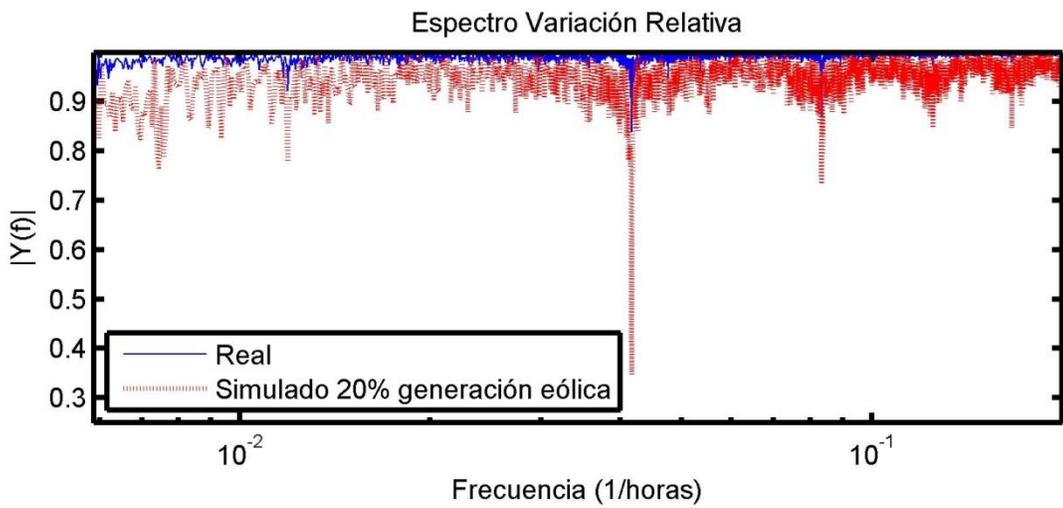
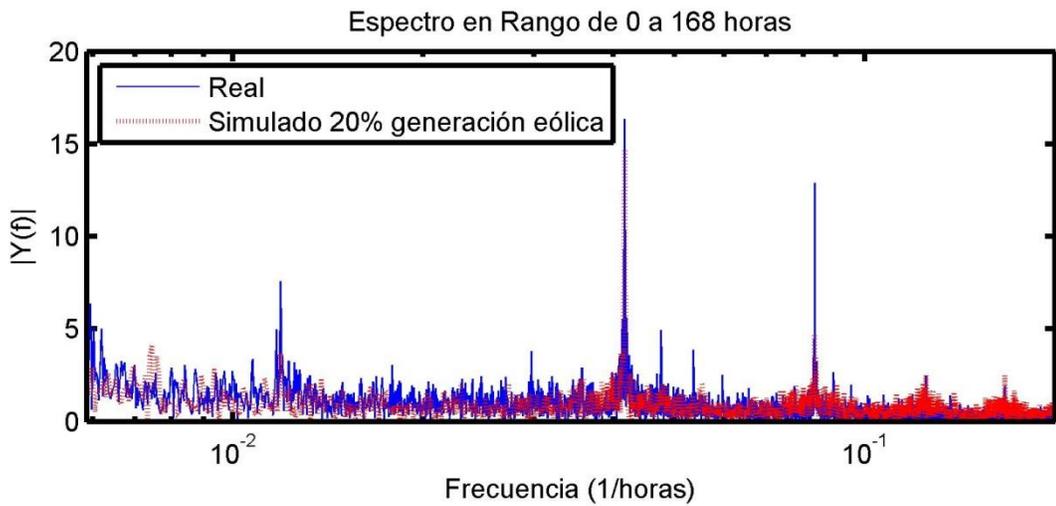
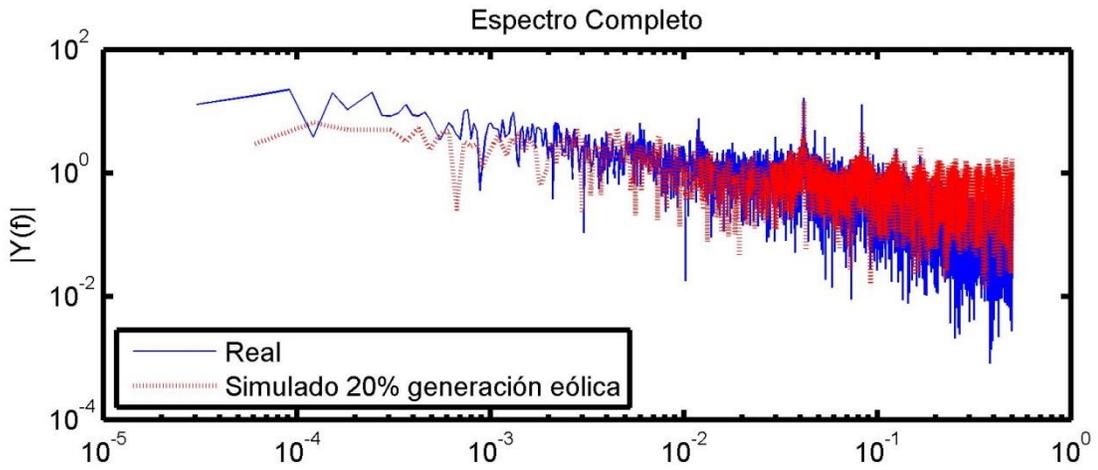


FIGURA 73: ESPECTROS CMG BARRA CARDONES 220

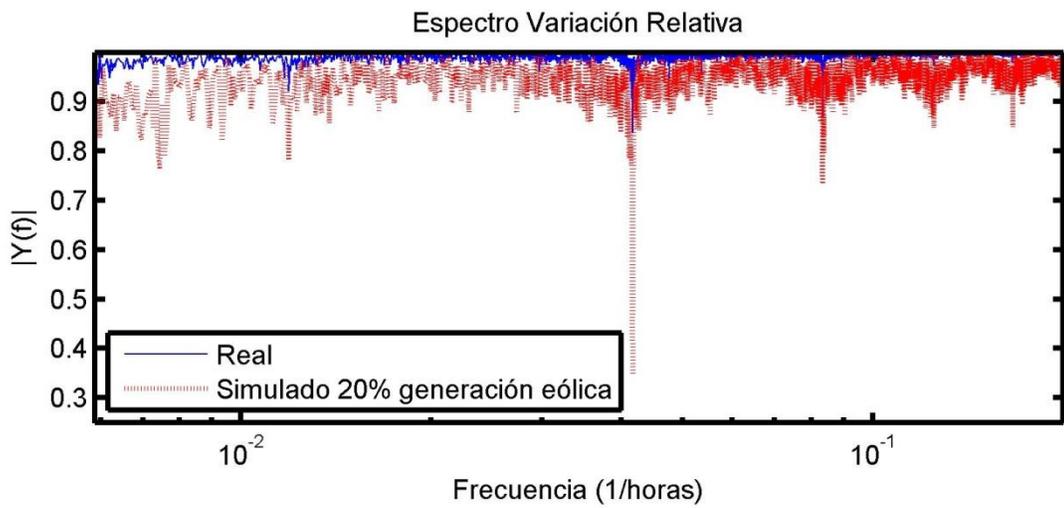
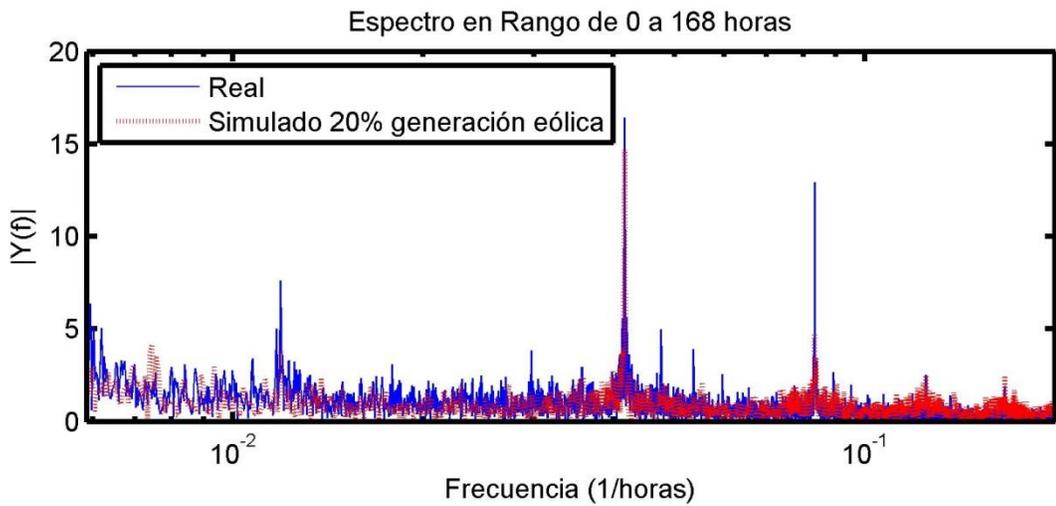
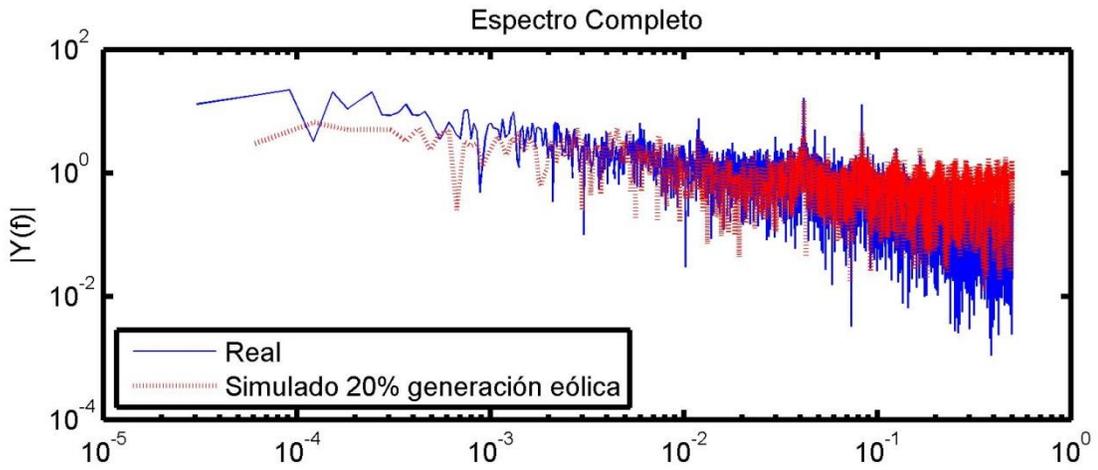


FIGURA 74: ESPECTROS CMG BARRA CARDONES 110

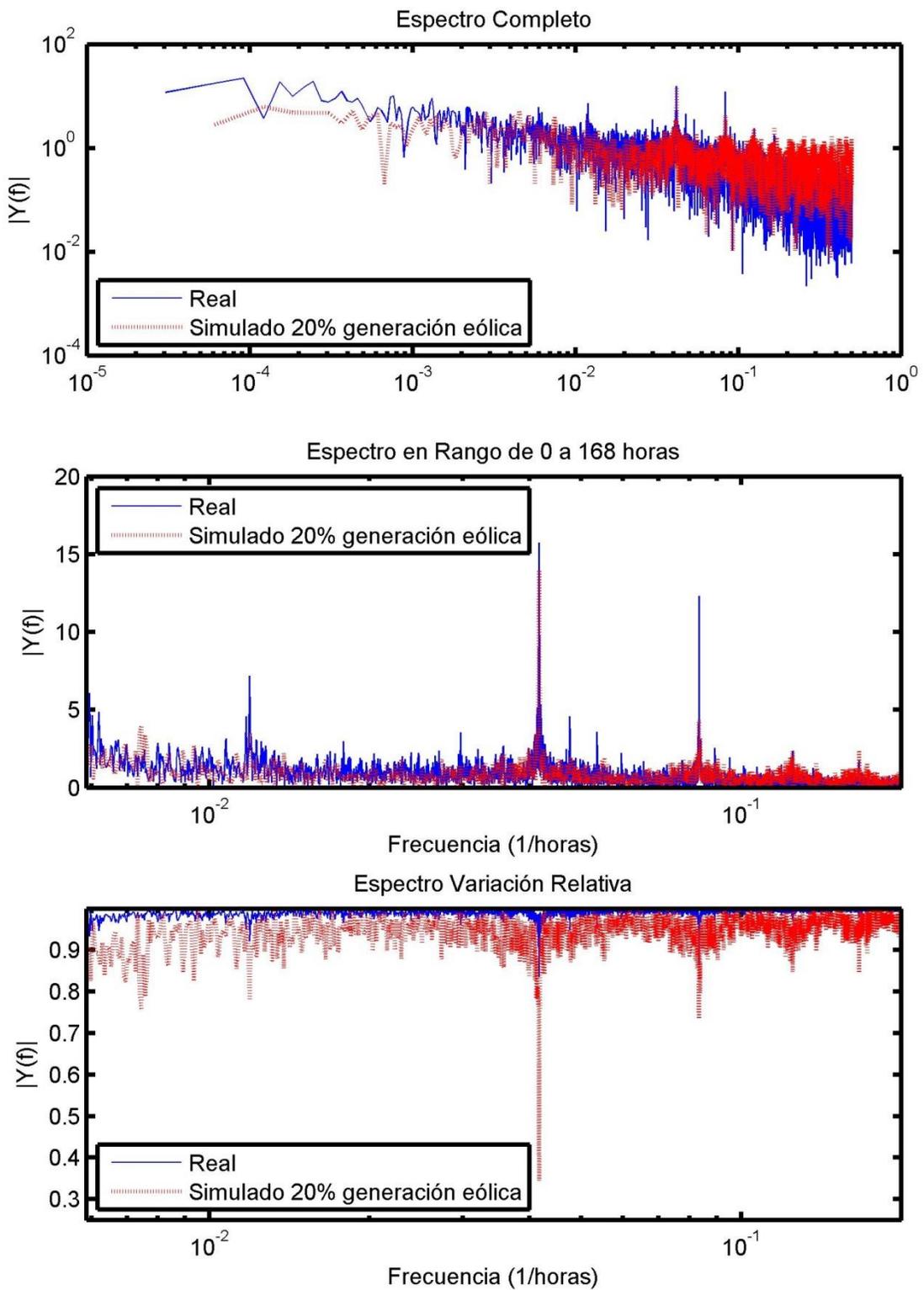


FIGURA 75: ESPECTROS CMG BARRA MAITENCILLO 220

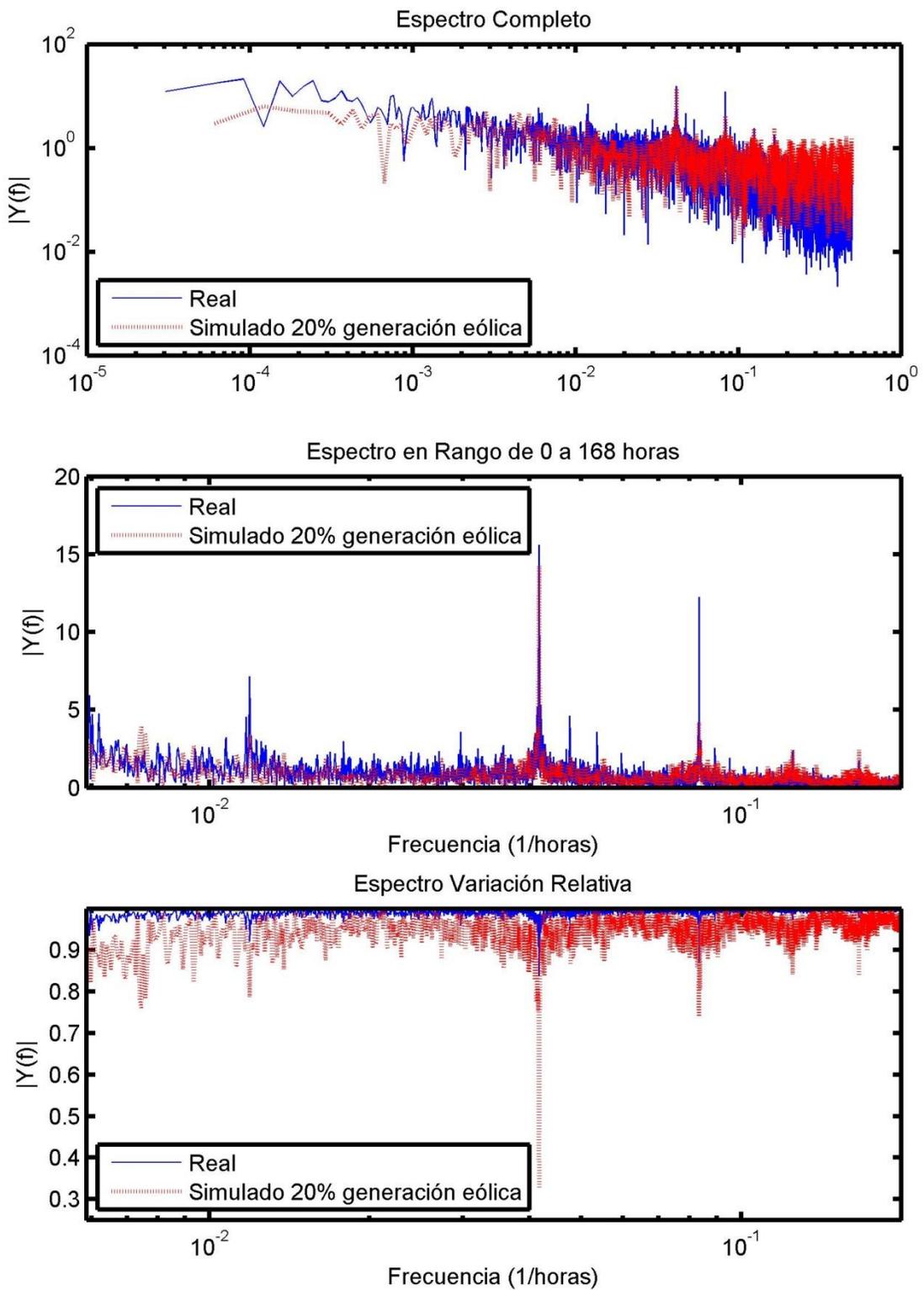


FIGURA 76: ESPECTROS CMG BARRA MAITENCILLO 110

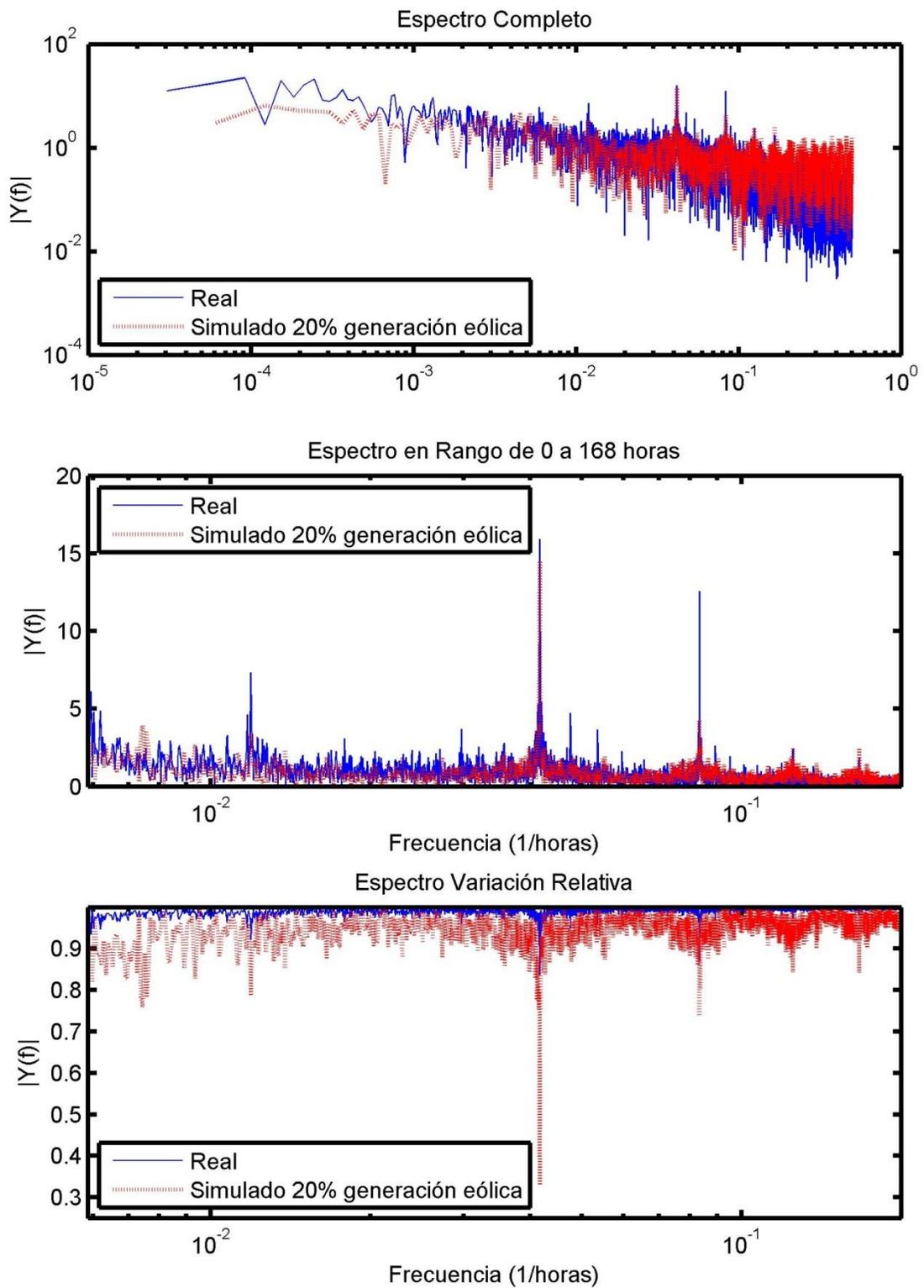


FIGURA 77: ESPECTROS CMG BARRA HUASCO 110

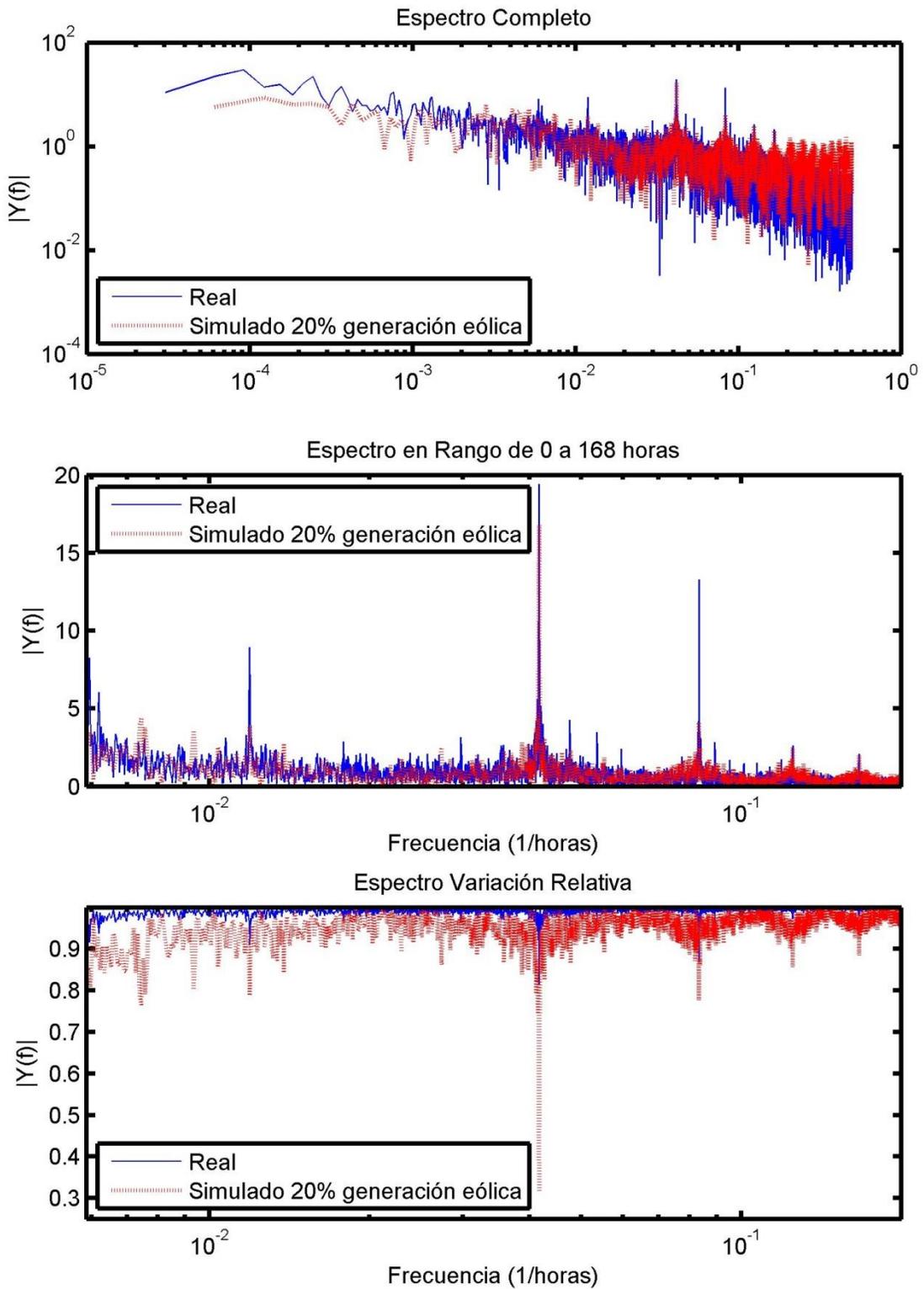


FIGURA 78: ESPECTROS CMG BARRA PAN DE AZUCAR 220

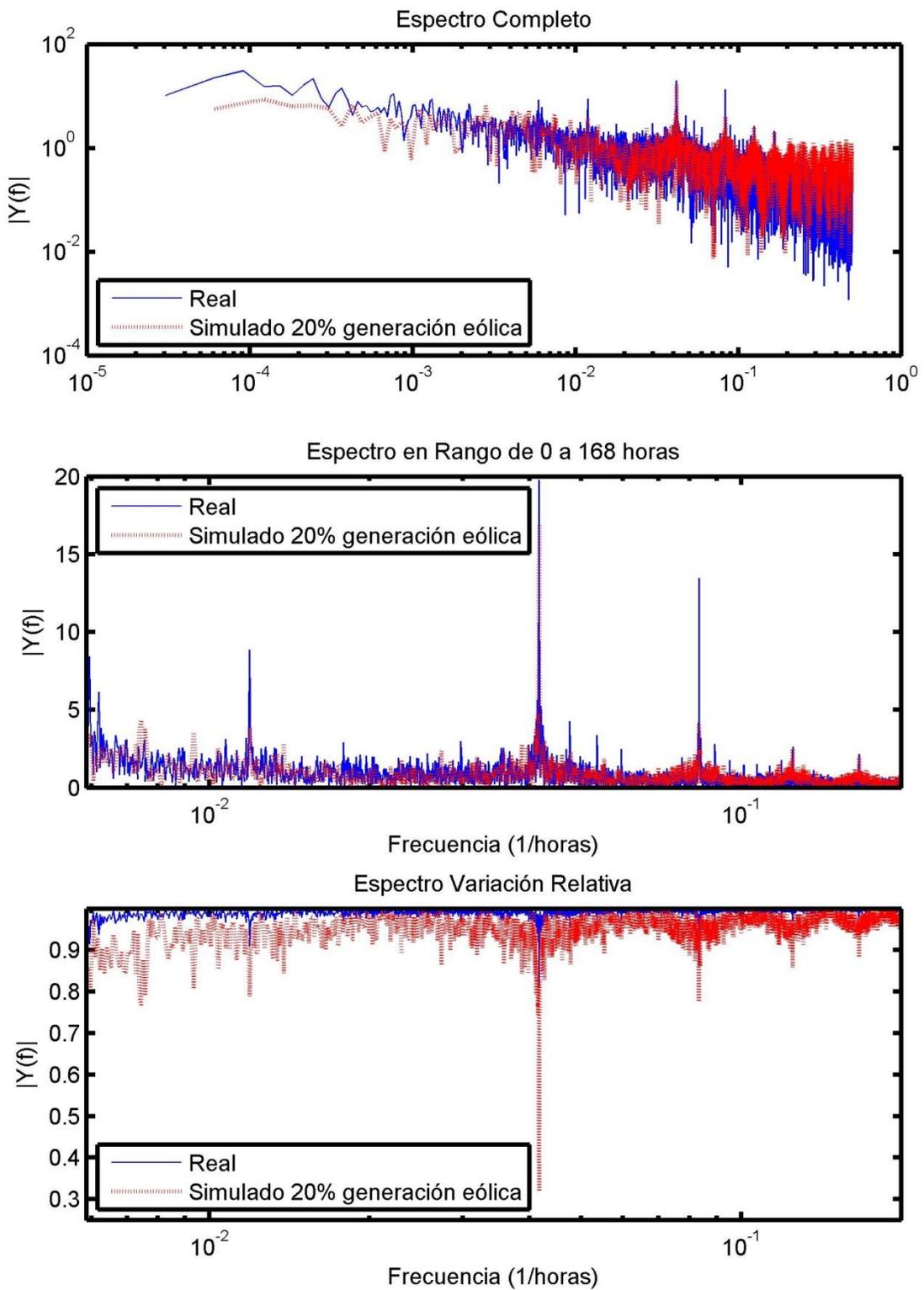


FIGURA 79: ESPECTROS CMG BARRA PAN DE AZUCAR 110

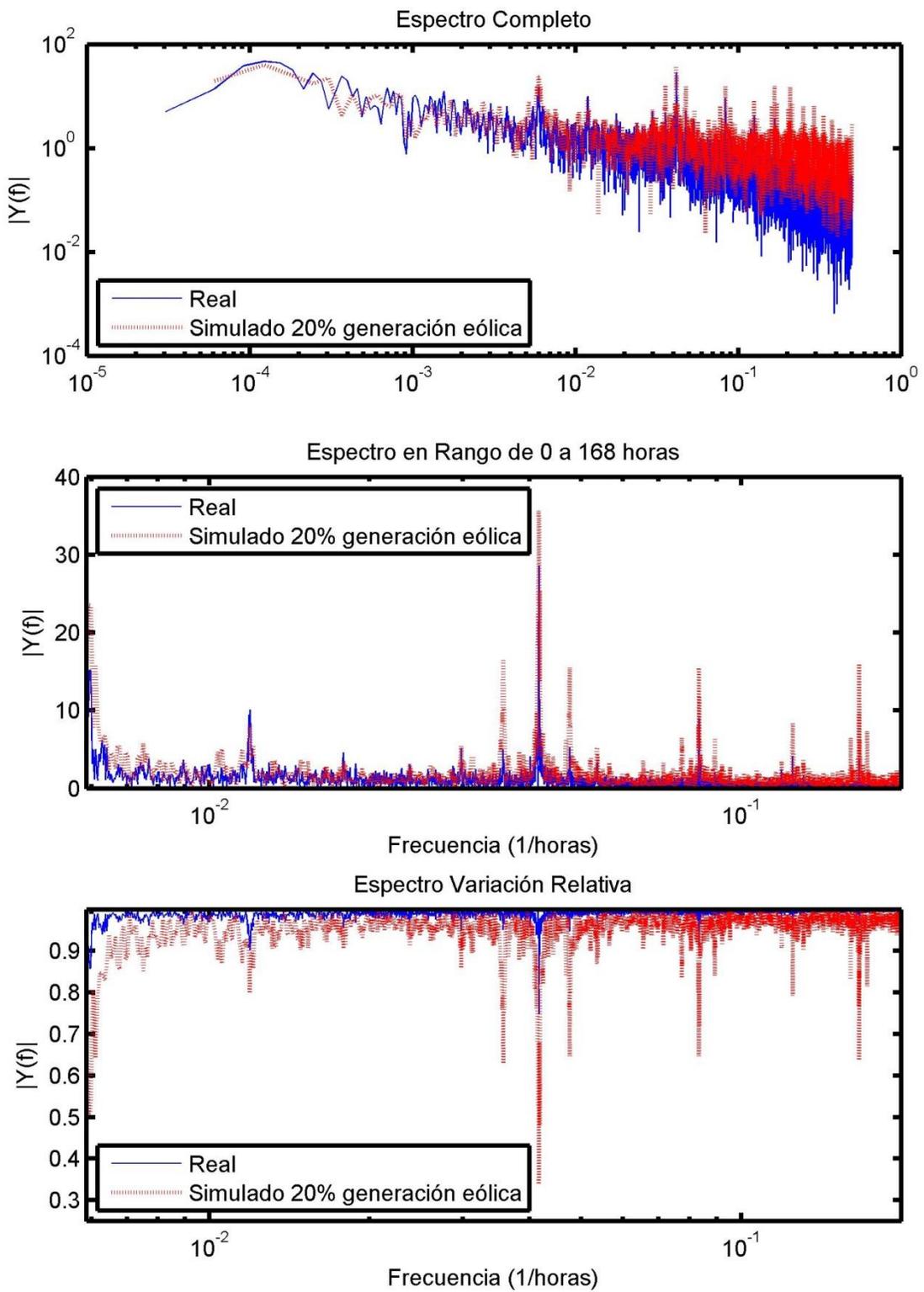


FIGURA 80: ESPECTROS CMG BARRA CONSTITUCIÓN 66

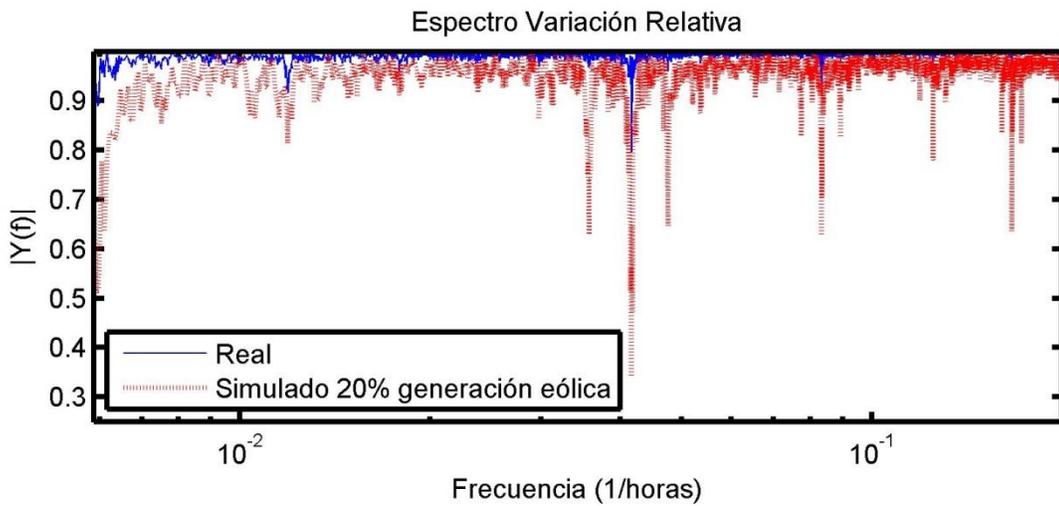
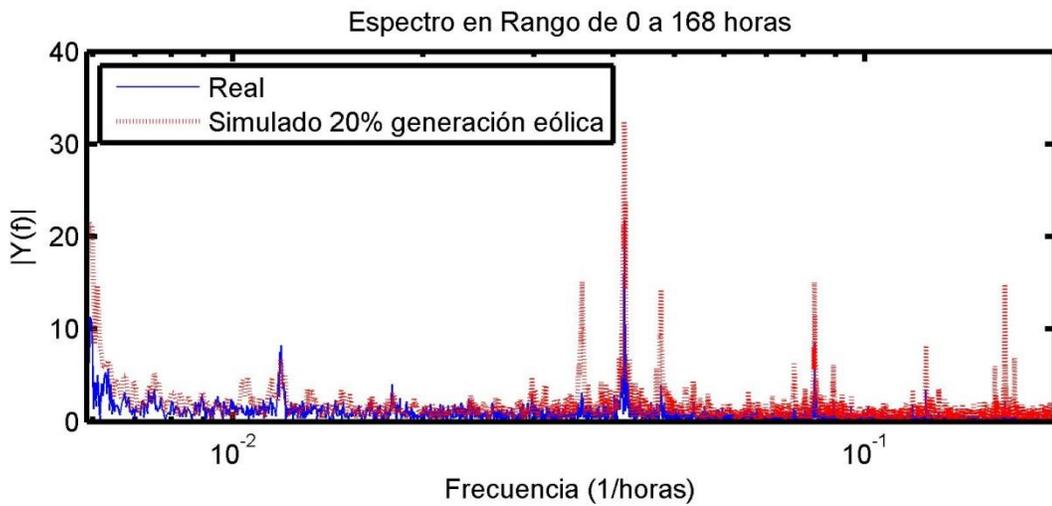
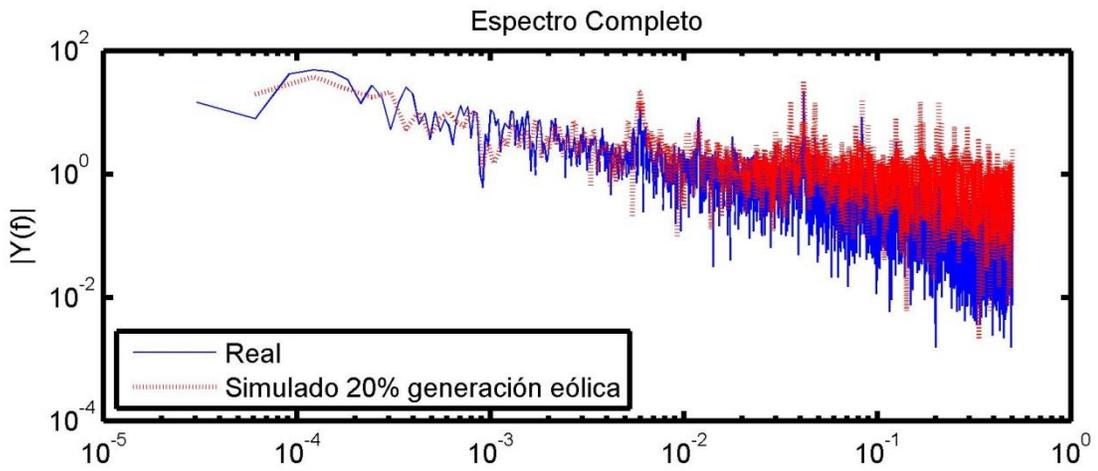


FIGURA 81: ESPECTROS CMG BARRA S. JAVIER 66

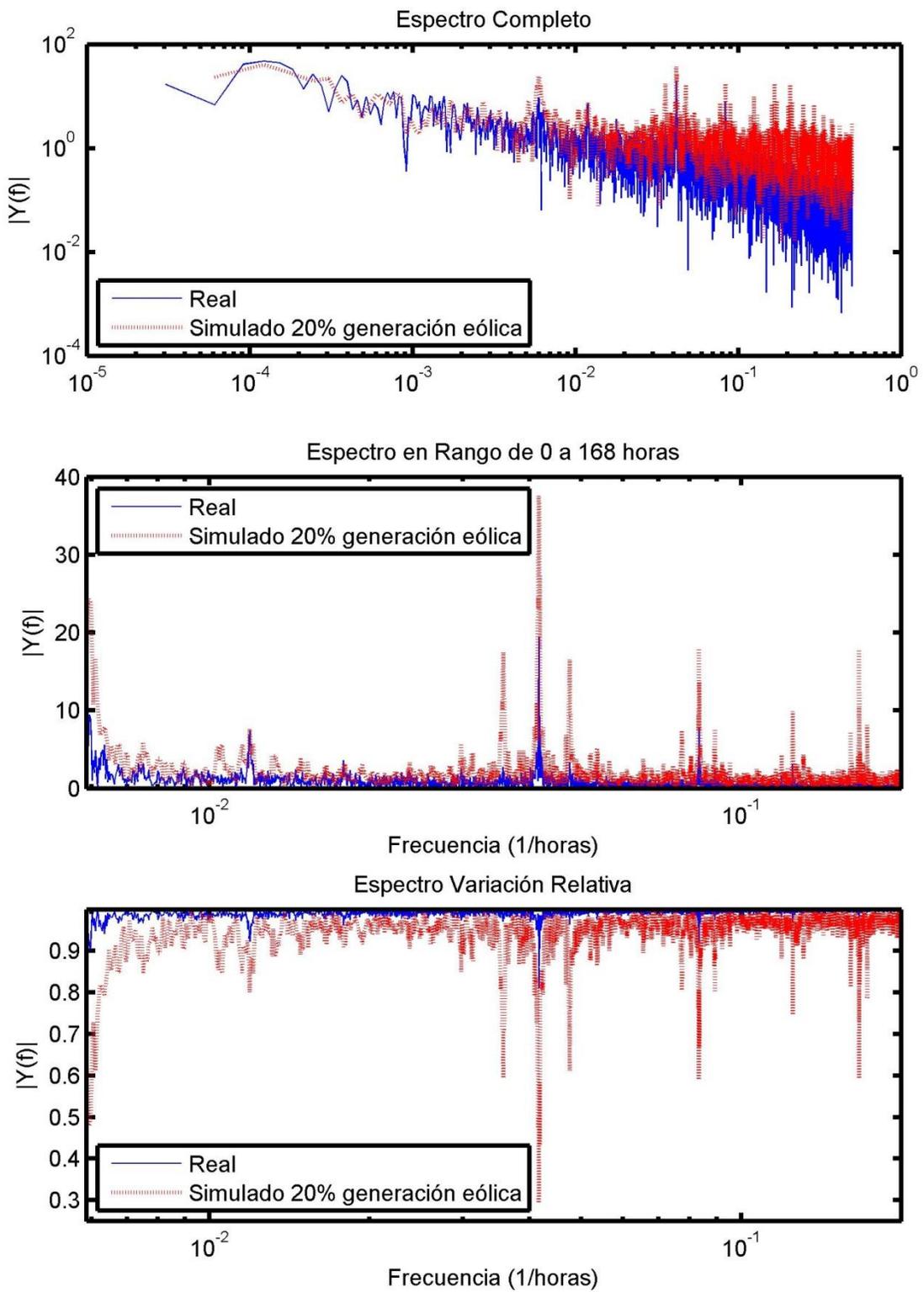


FIGURA 82: ESPECTROS CMG BARRA S. MIGUEL 66

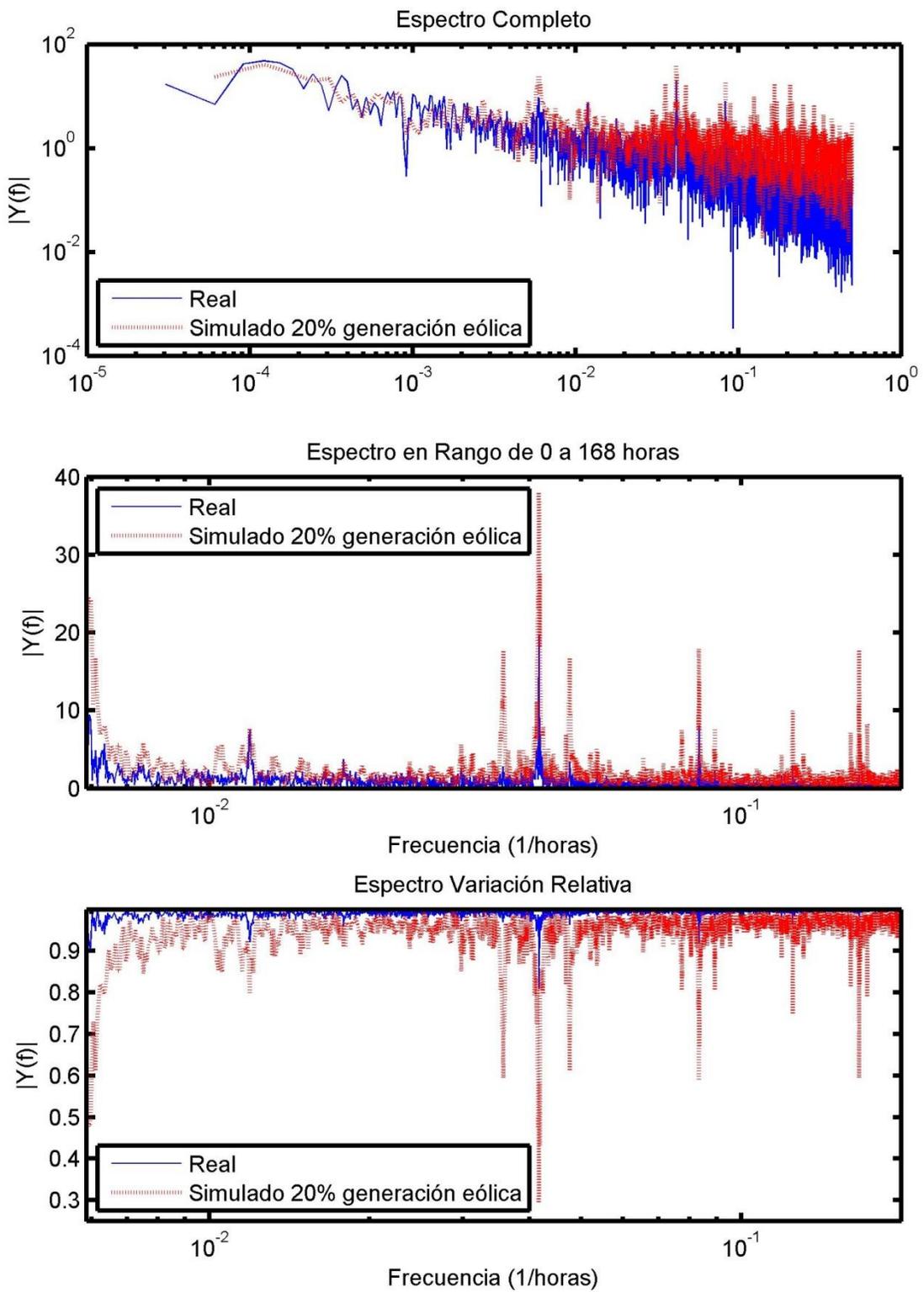


FIGURA 83: ESPECTROS CMG BARRA TALCA 66

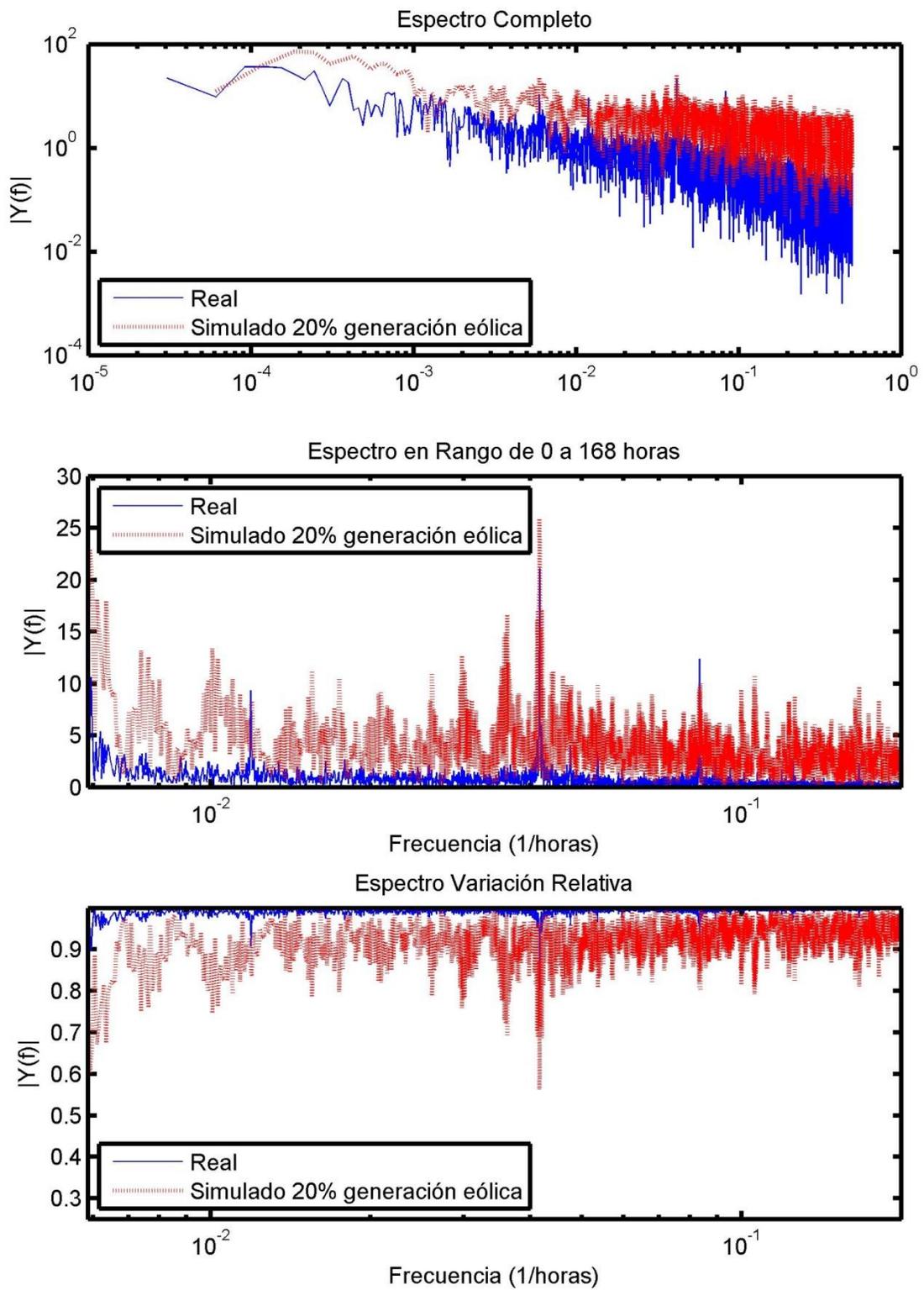


FIGURA 84: ESPECTROS CMG BARRA DOLE 66

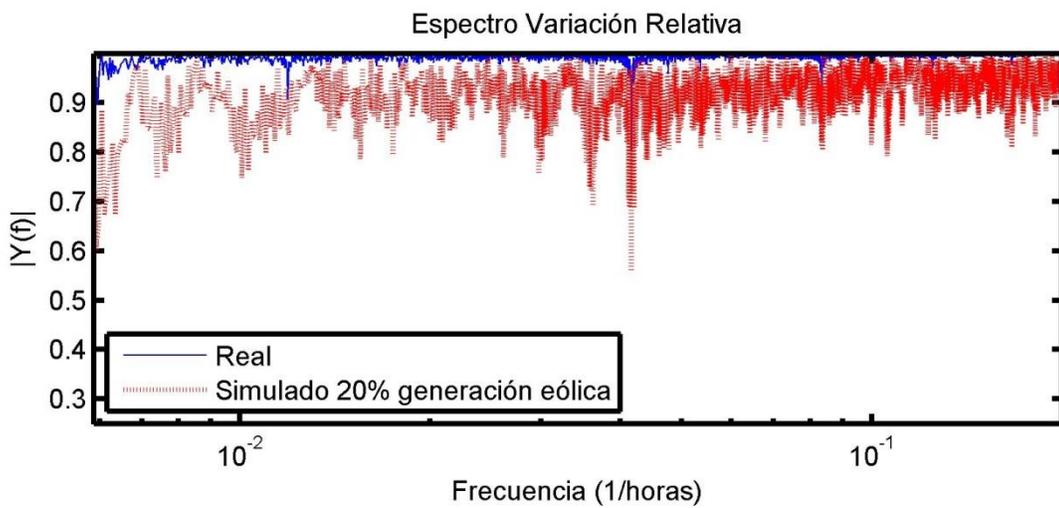
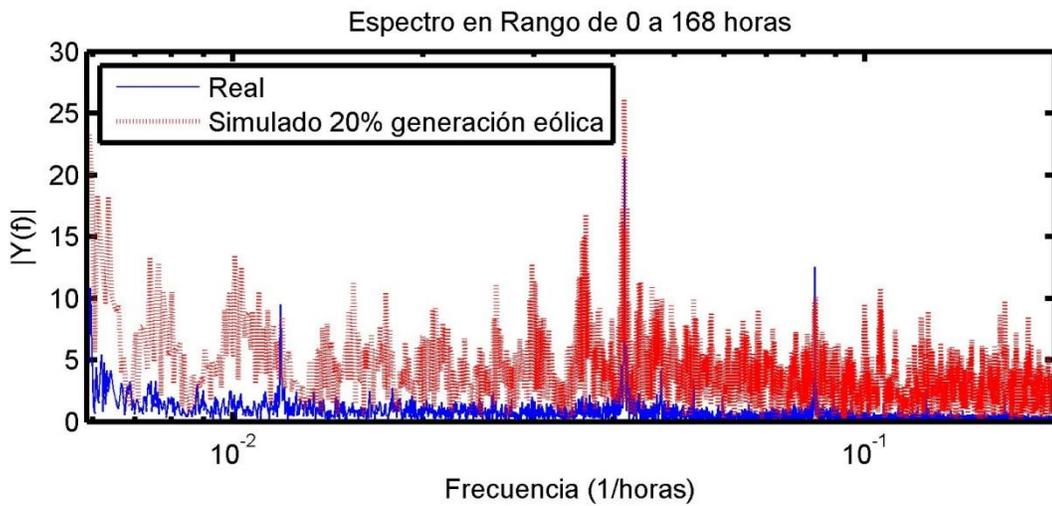
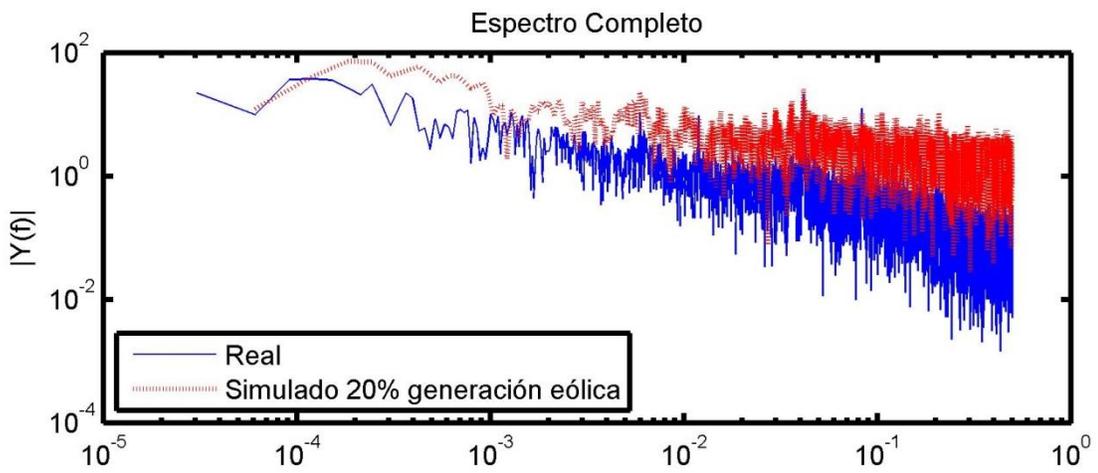


FIGURA 85: ESPECTROS CMG BARRA INDURA 66

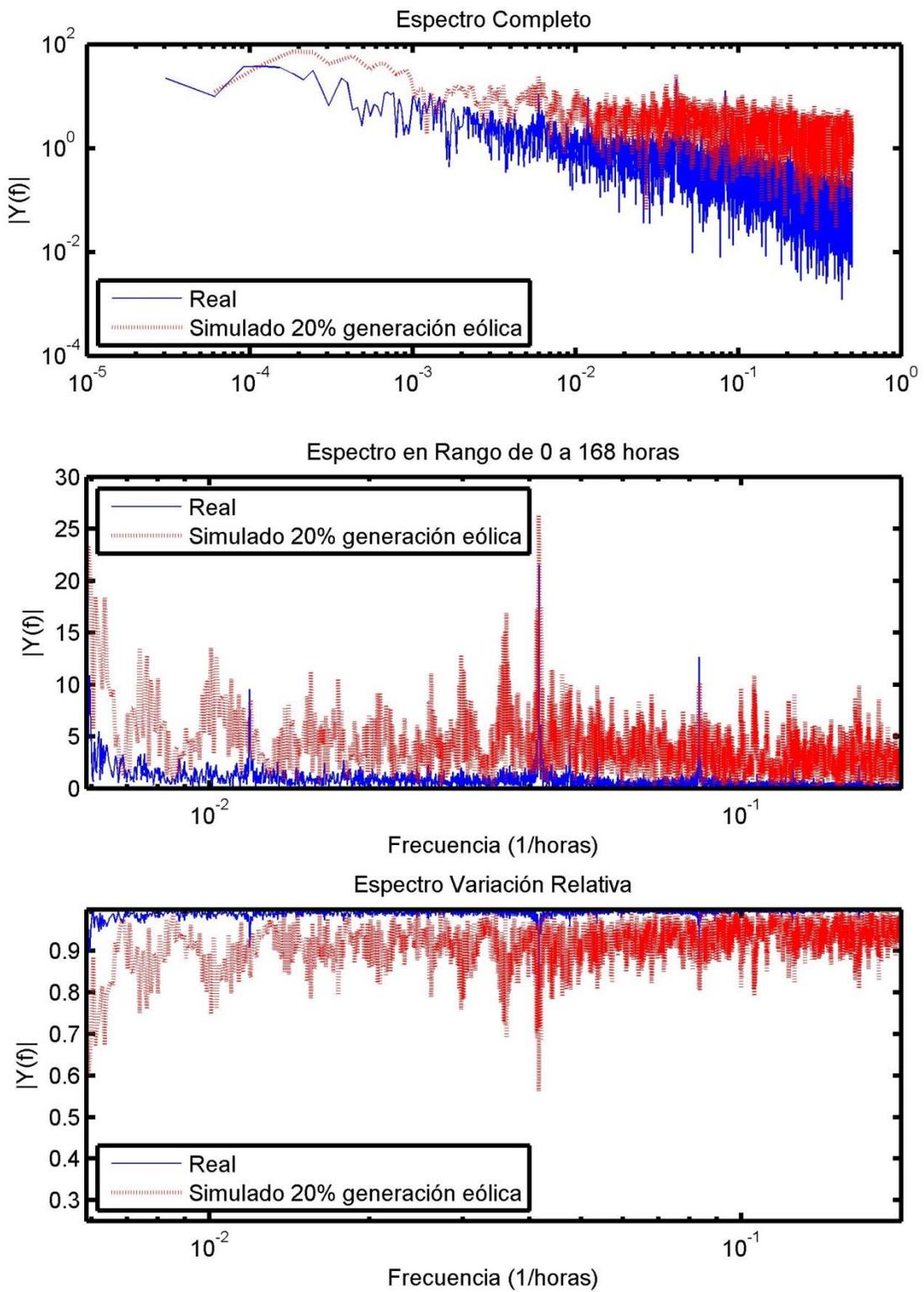


FIGURA 86: ESPECTROS CMG BARRA GRANEROS 66

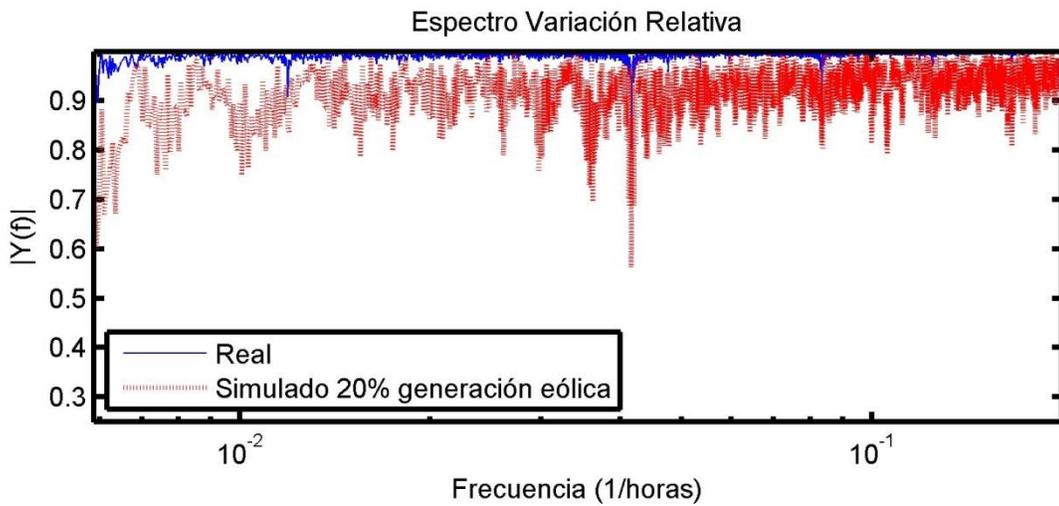
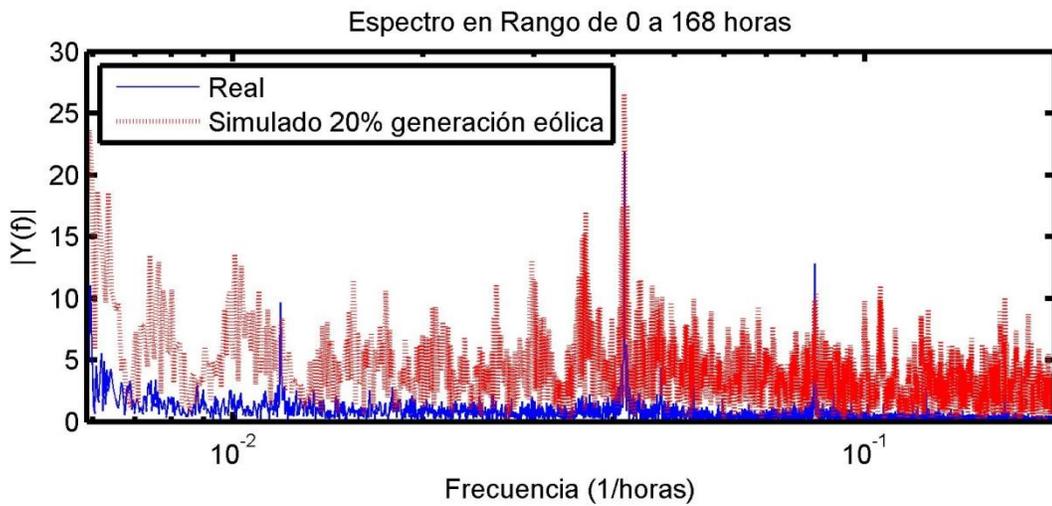
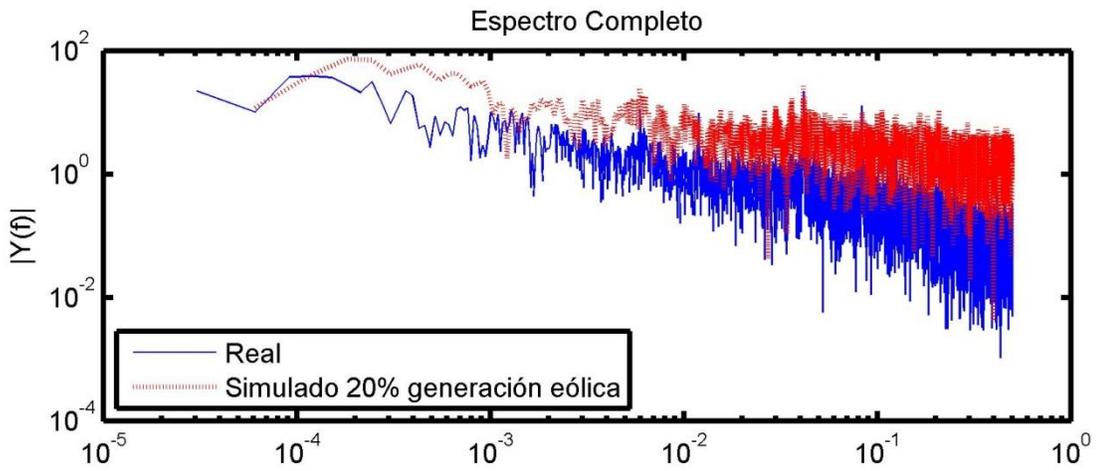


FIGURA 87: ESPECTROS CMG BARRA S. FCO. MOSTAZAL

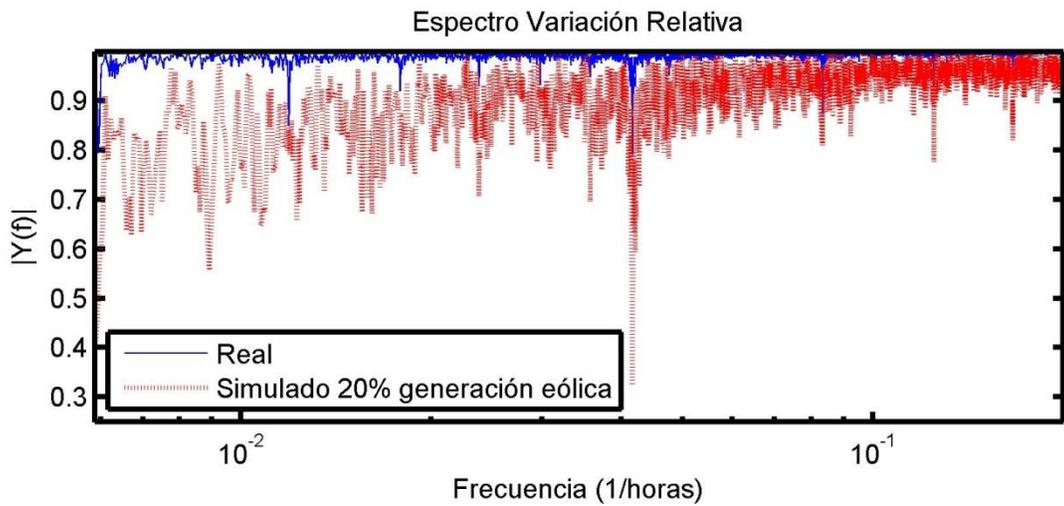
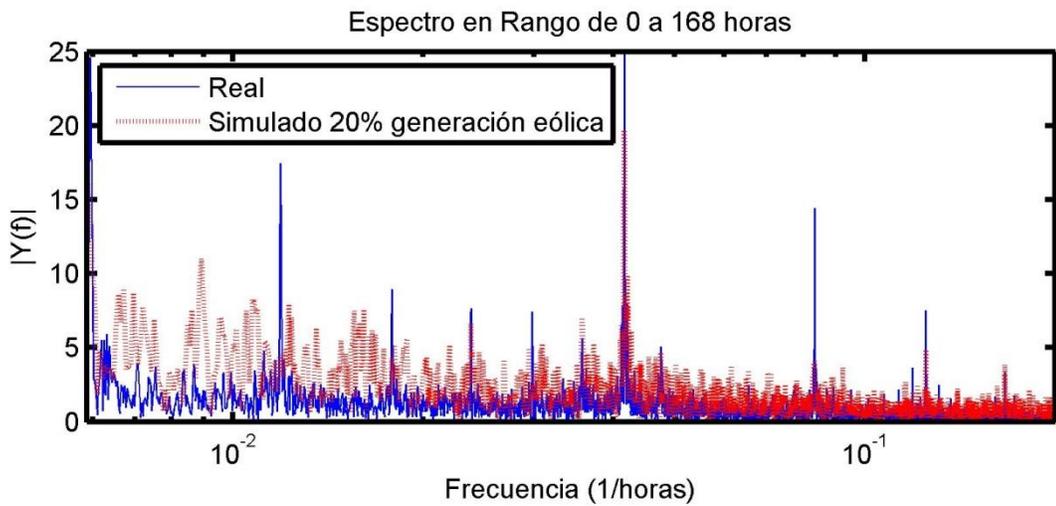
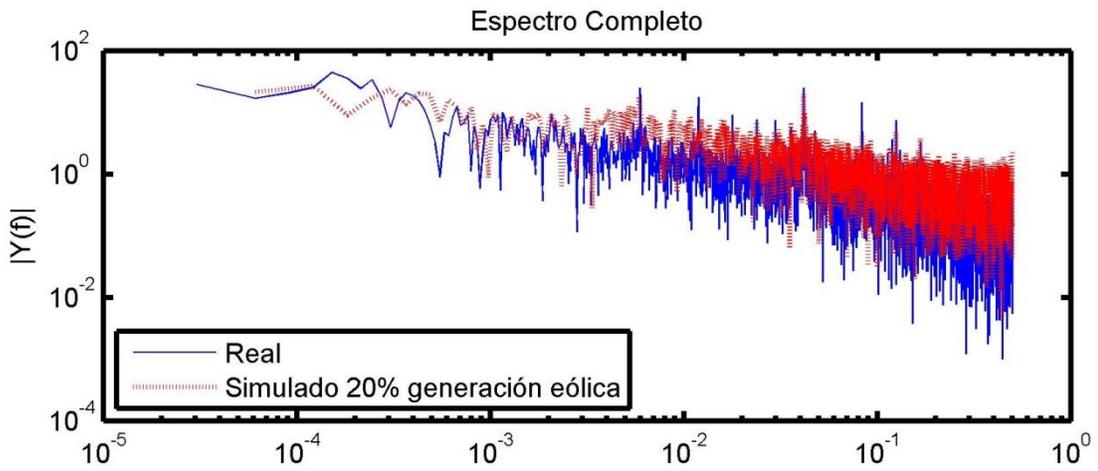


FIGURA 88: ESPECTROS CMG BARRA ANCUD 110

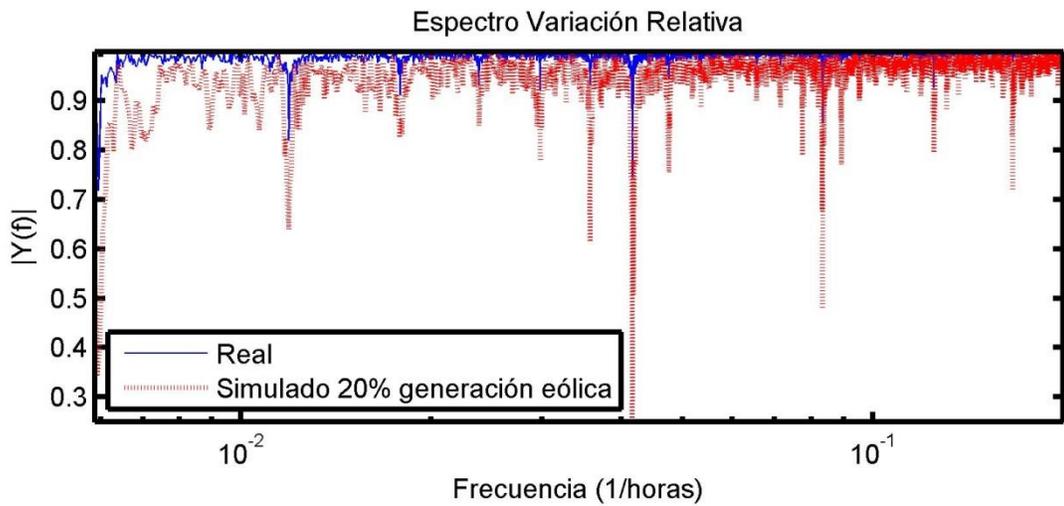
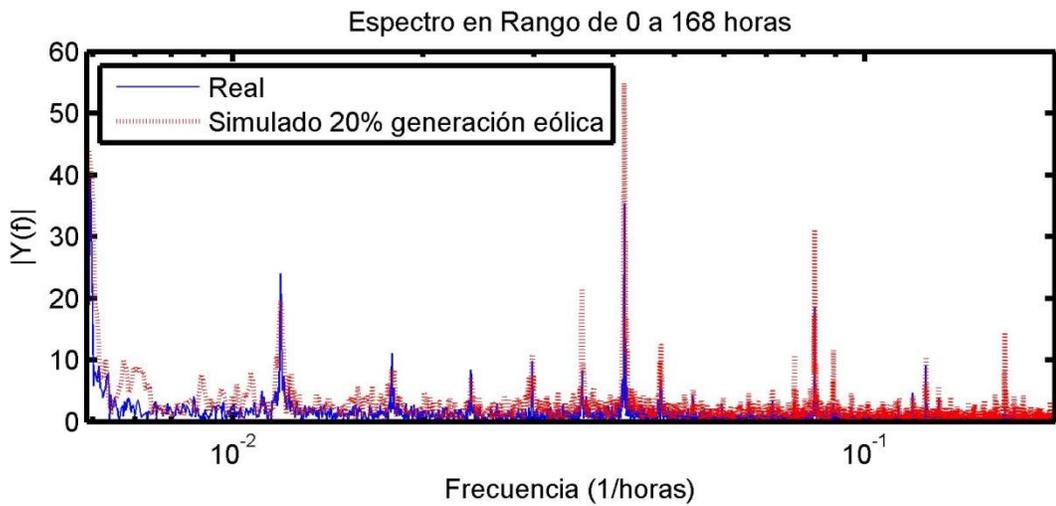
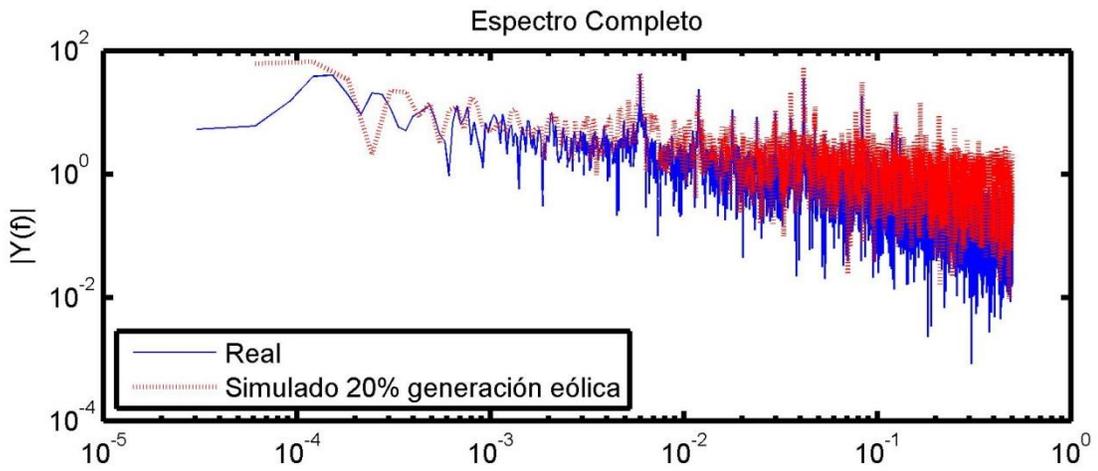


FIGURA 89: ESPECTROS CMG BARRA DEGAÑ 110

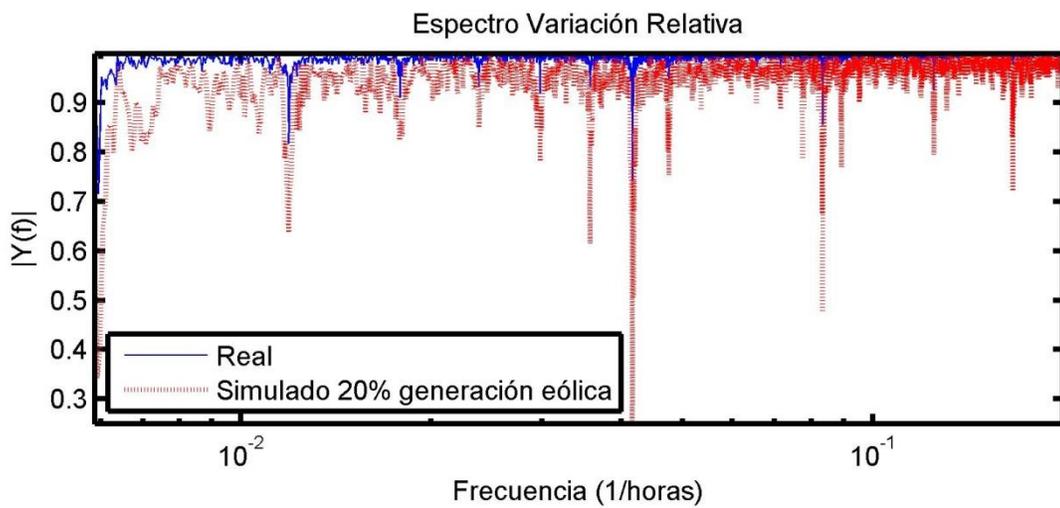
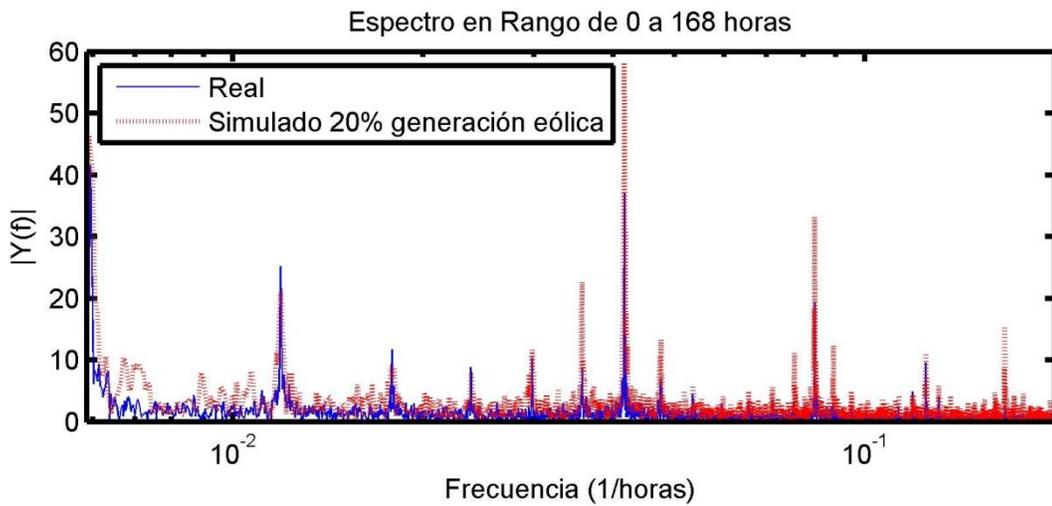
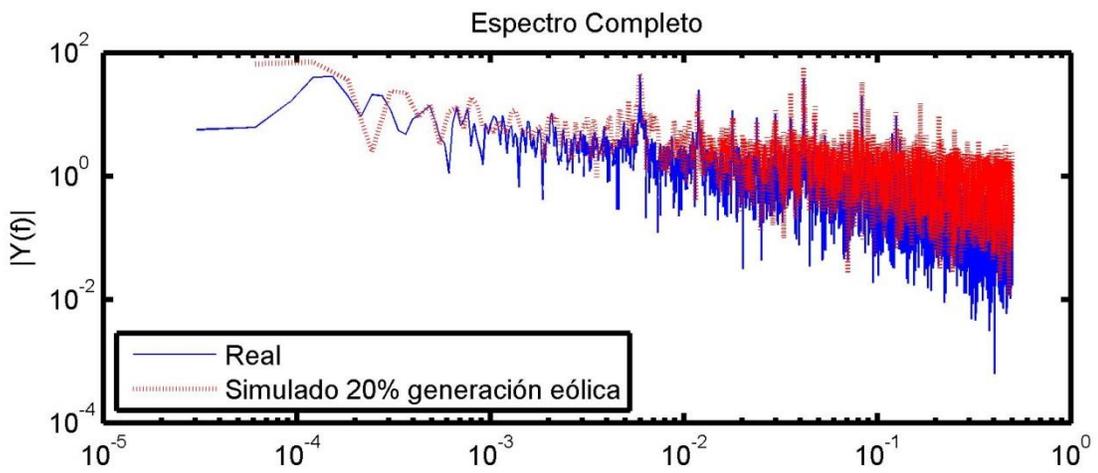


FIGURA 90: ESPECTROS CMG BARRA PID-PID 110

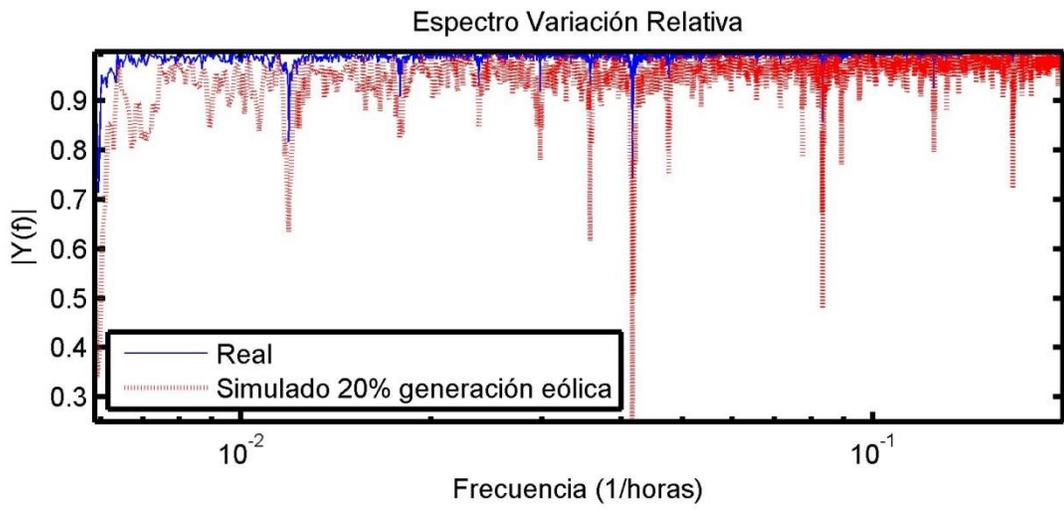
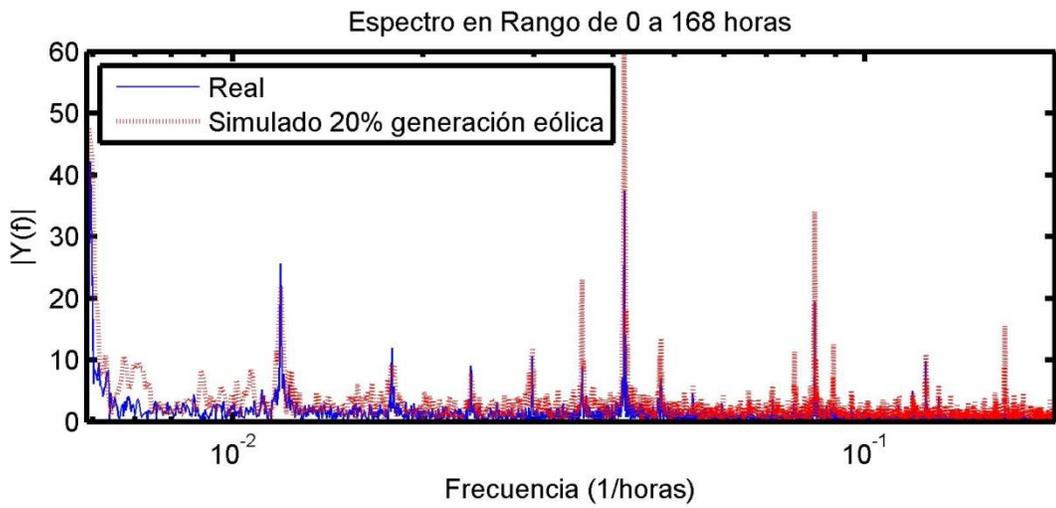
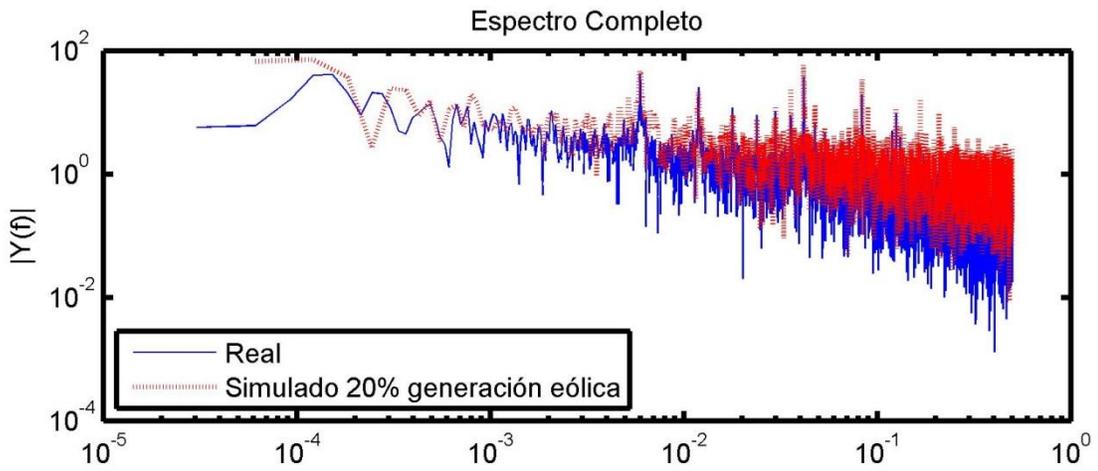


FIGURA 91: ESPECTROS CMG BARRA CHONCHI 110

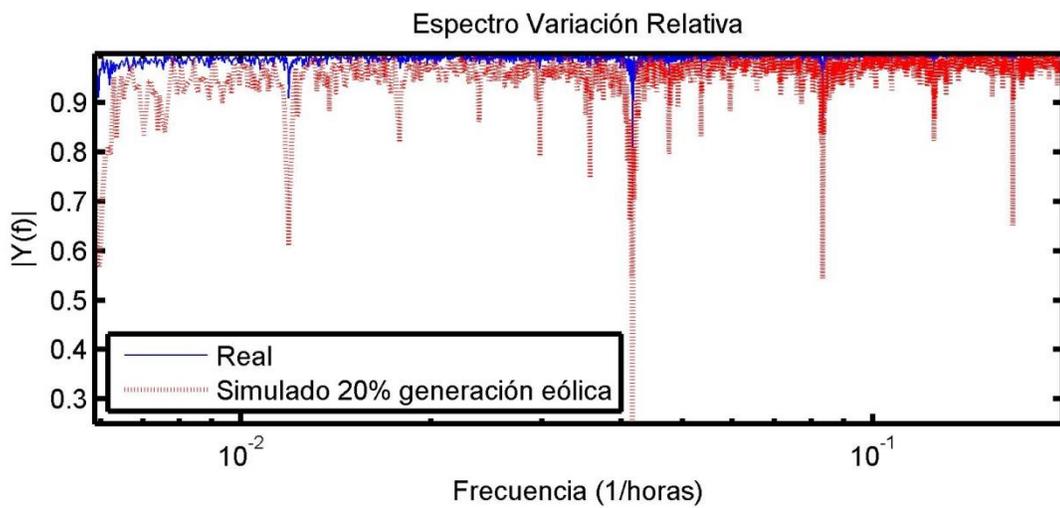
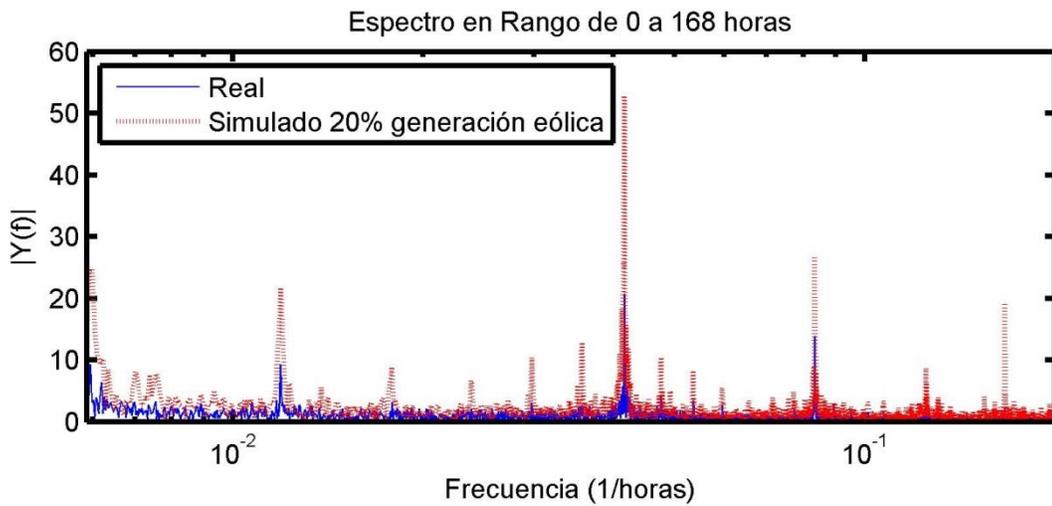
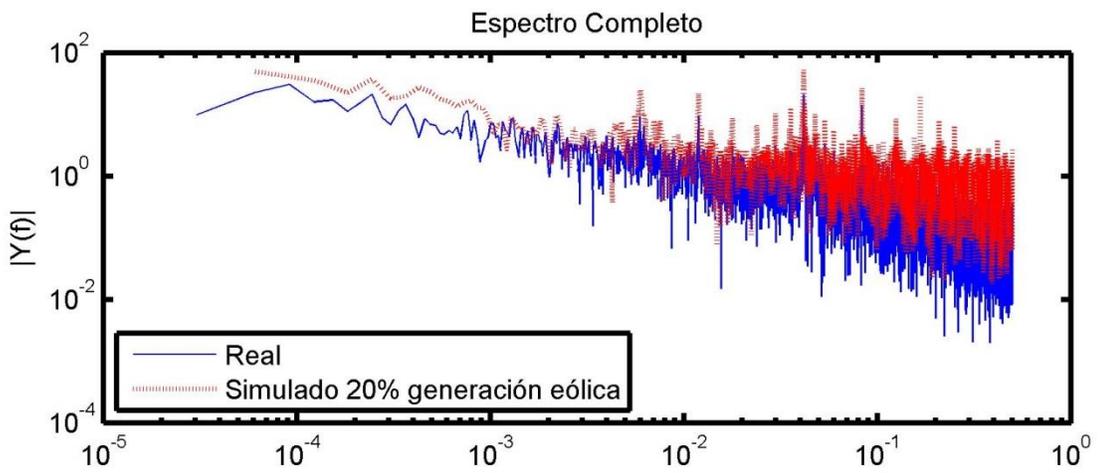


FIGURA 92: ESPECTROS CMG BARRA EL PEÑON 66

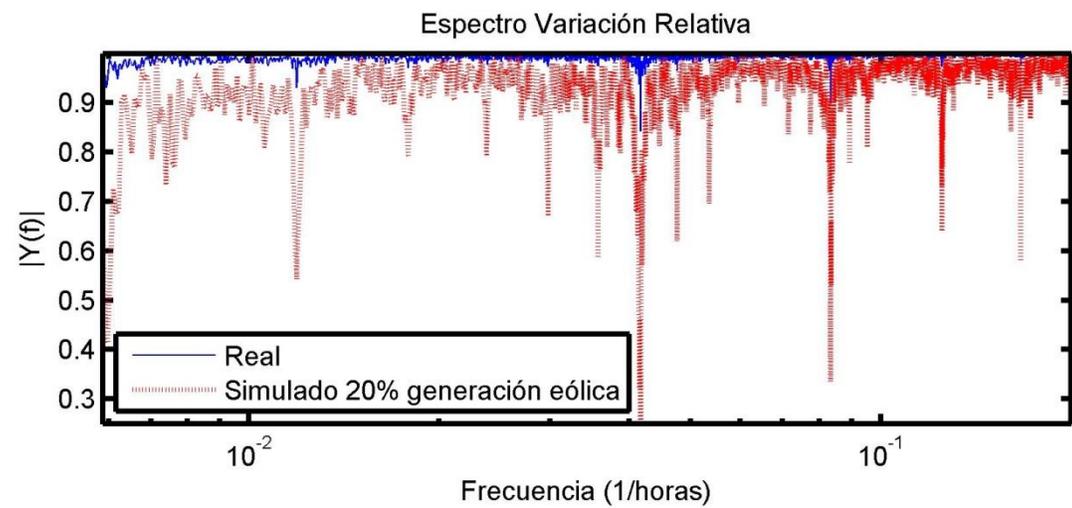
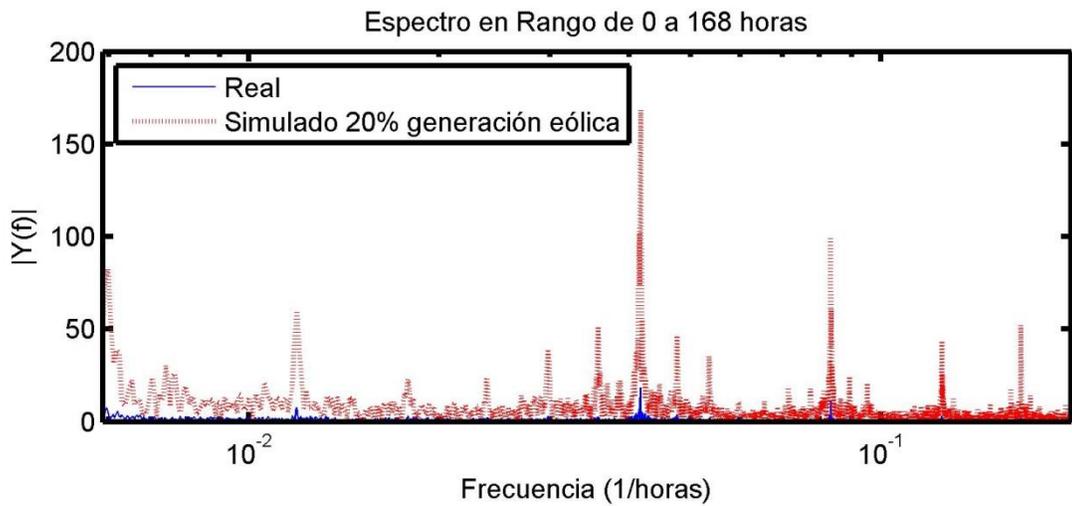
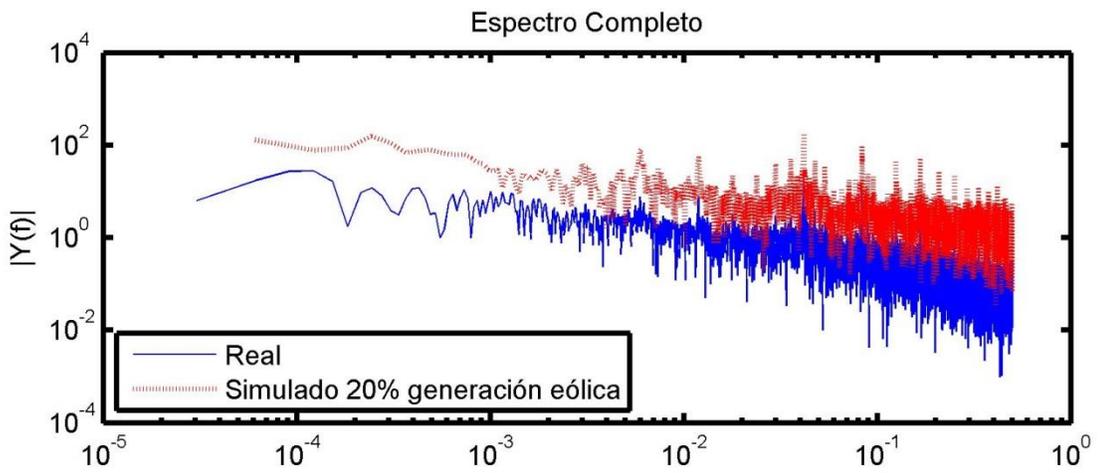


FIGURA 93: ESPECTROS CMG BARRA OVALLE 66

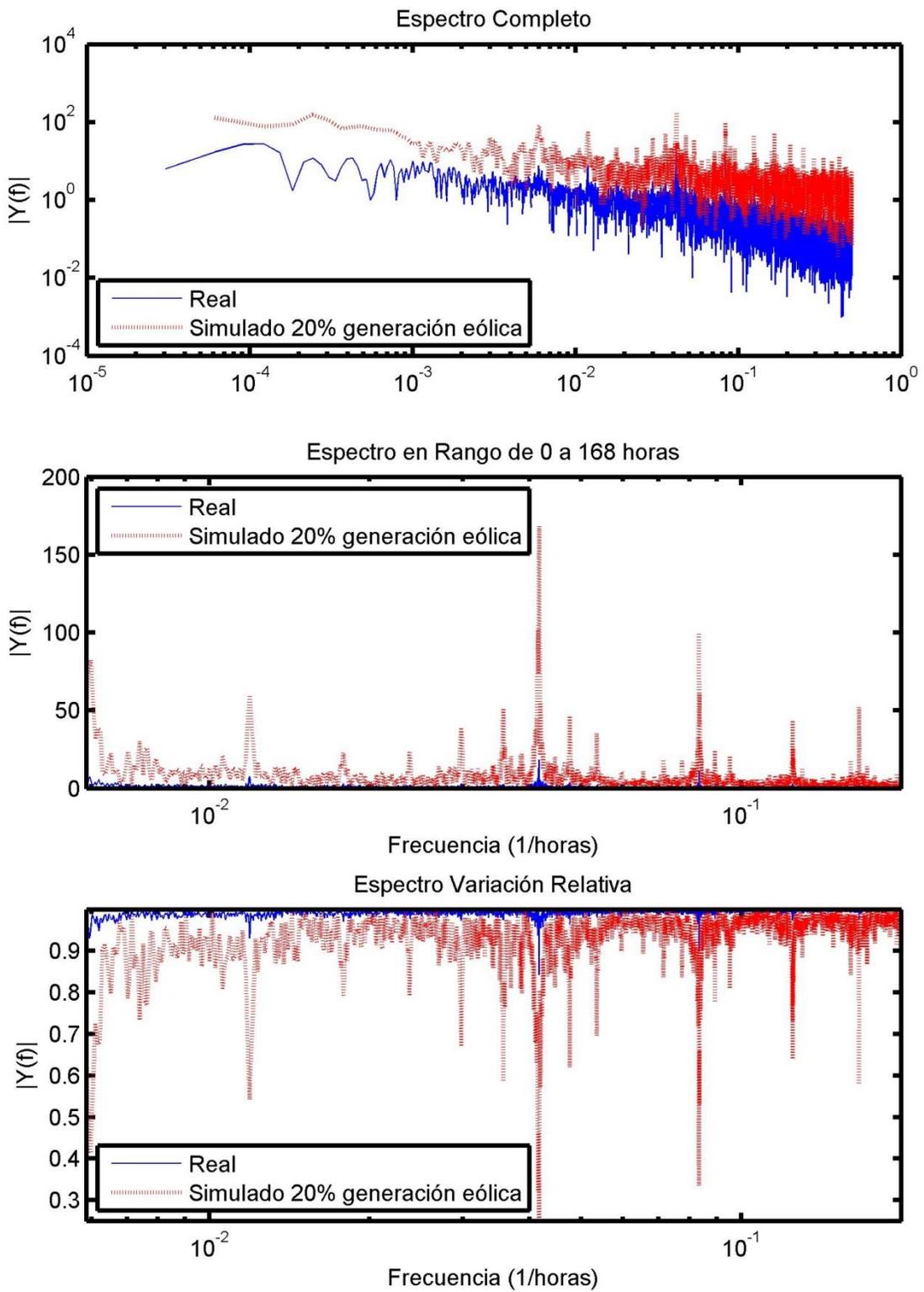


FIGURA 94: ESPECTROS CMG BARRA PUNITAQUI 66

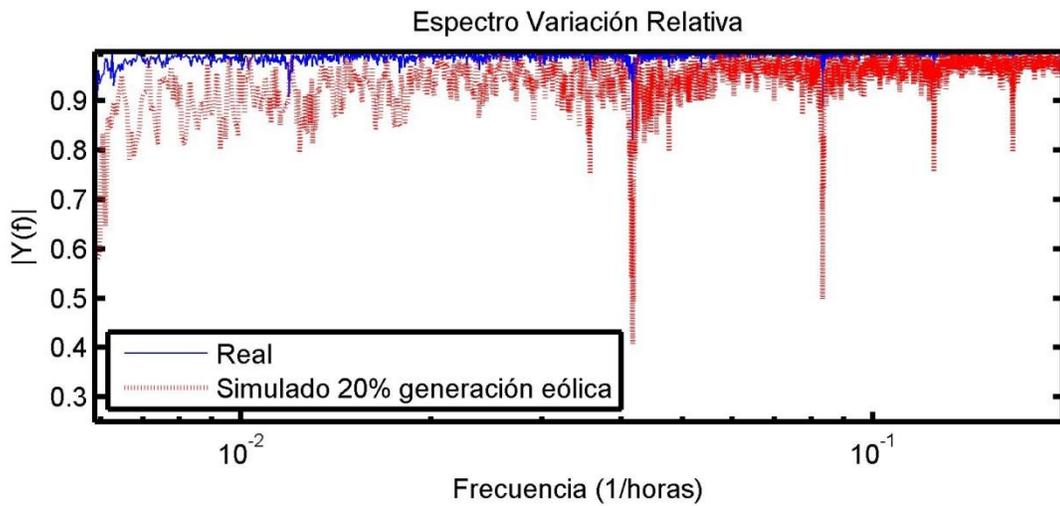
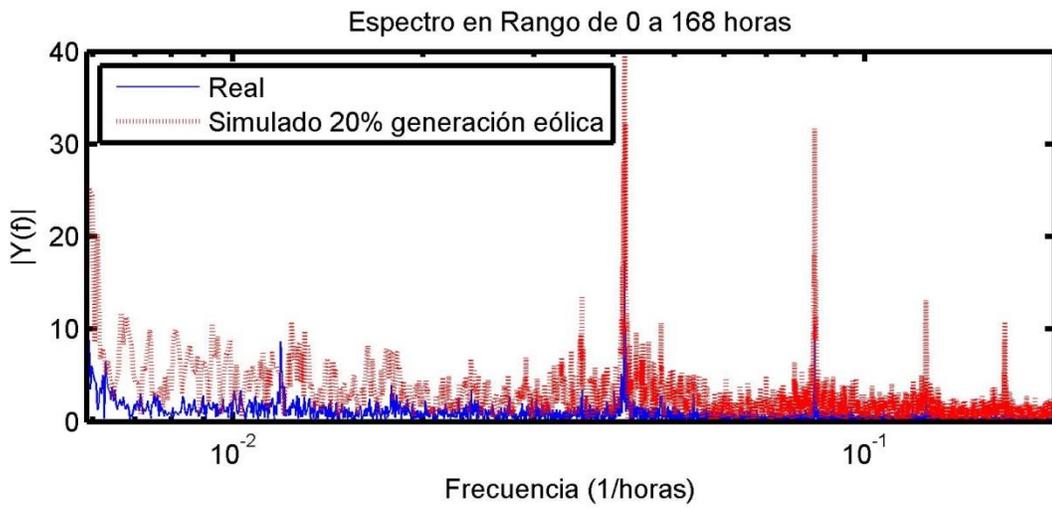
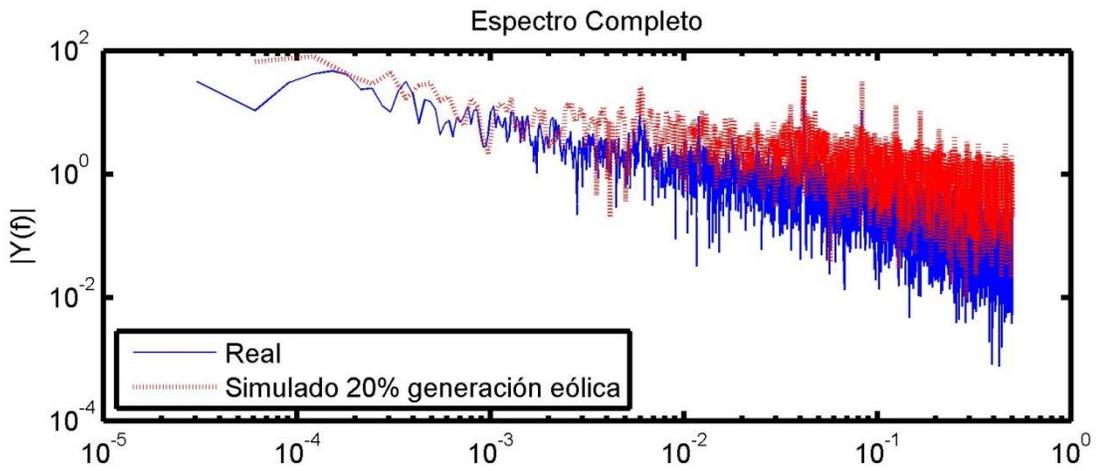


FIGURA 95: ESPECTROS CMG BARRA M. PATRIA 66

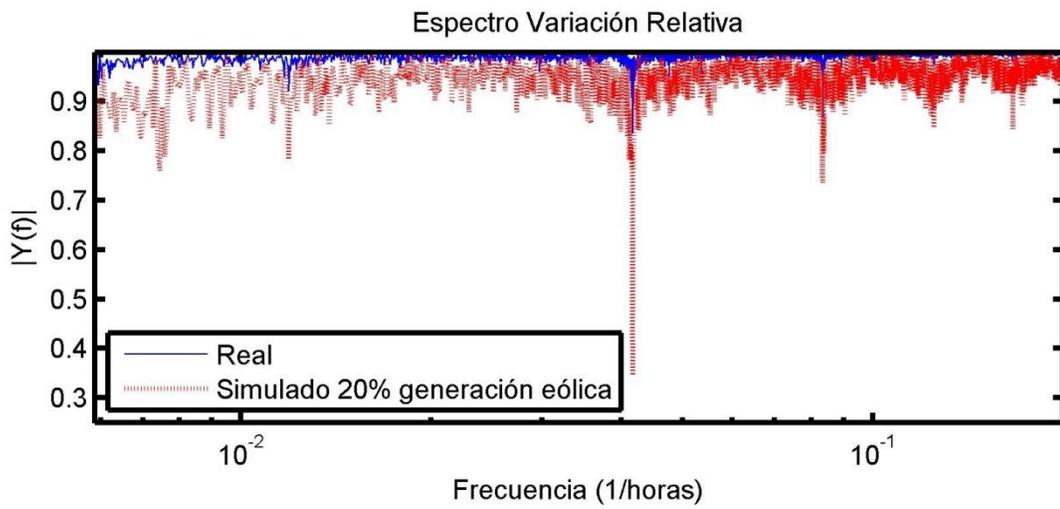
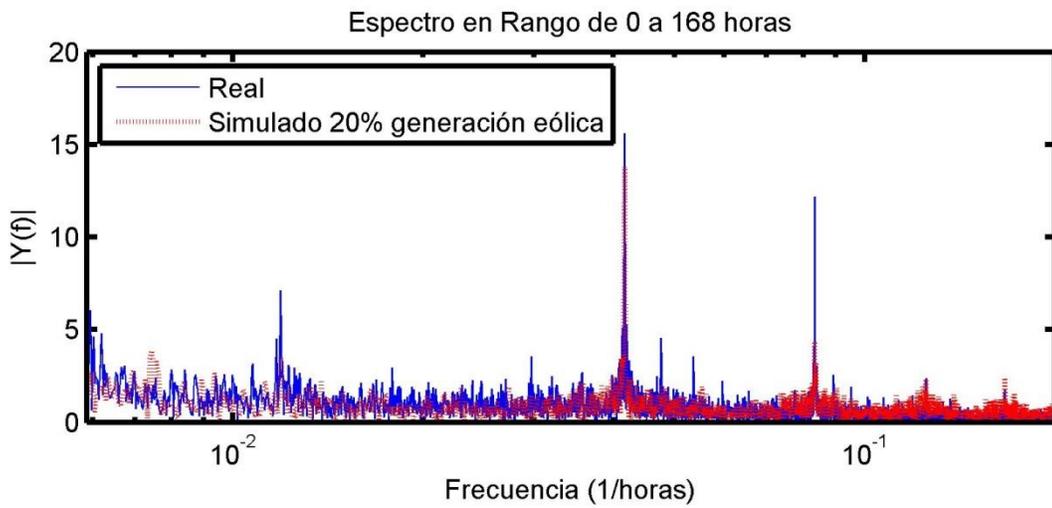
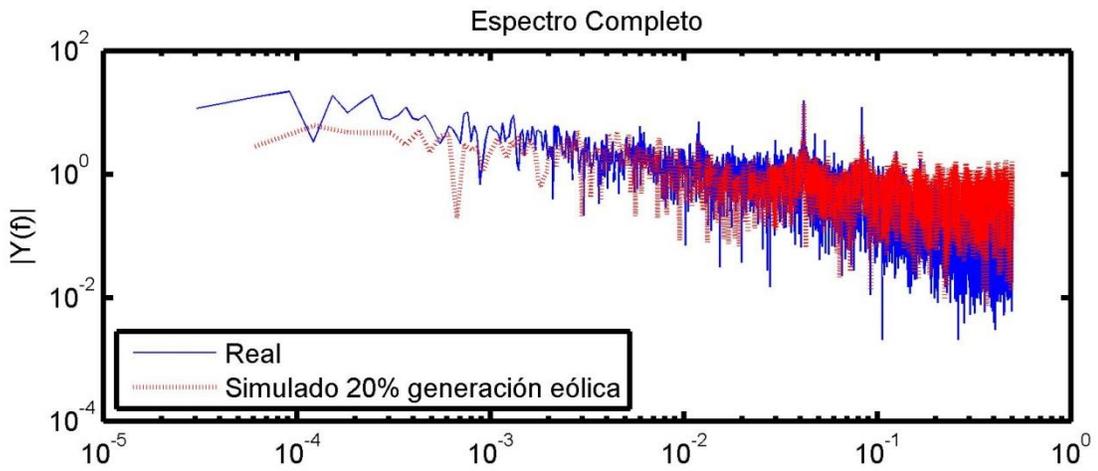


FIGURA 96: ESPECTROS CMG BARRA GUACOLDA 220

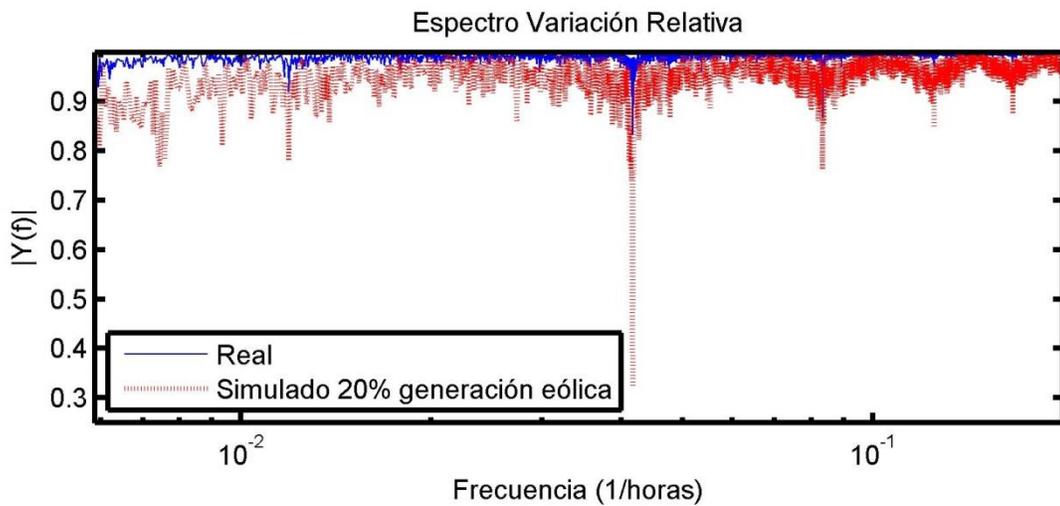
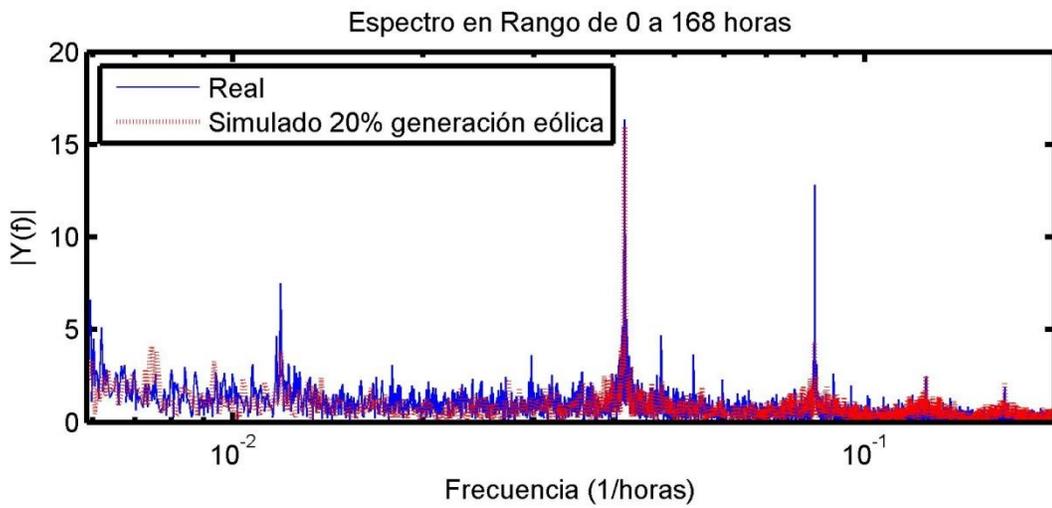
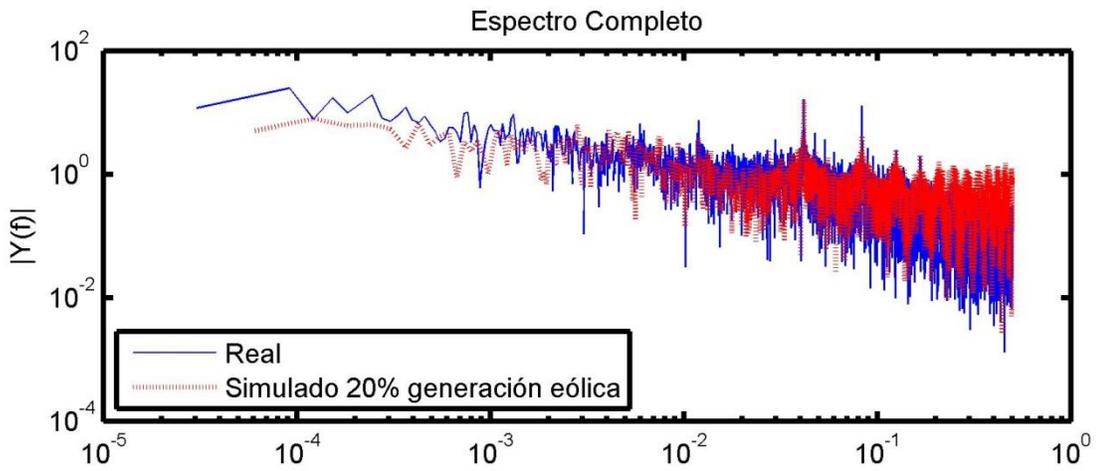


FIGURA 97: ESPECTROS CMG BARRA P. COLORADA 220

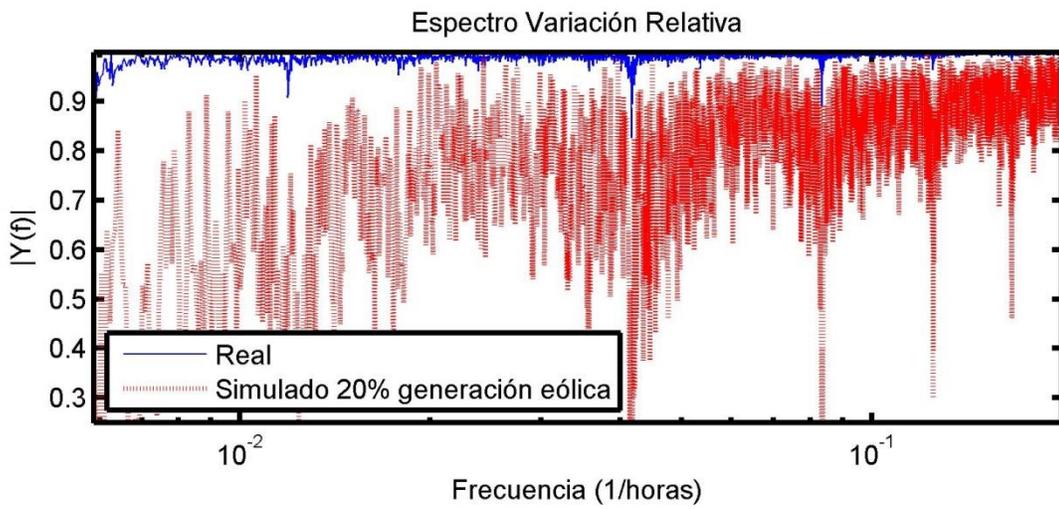
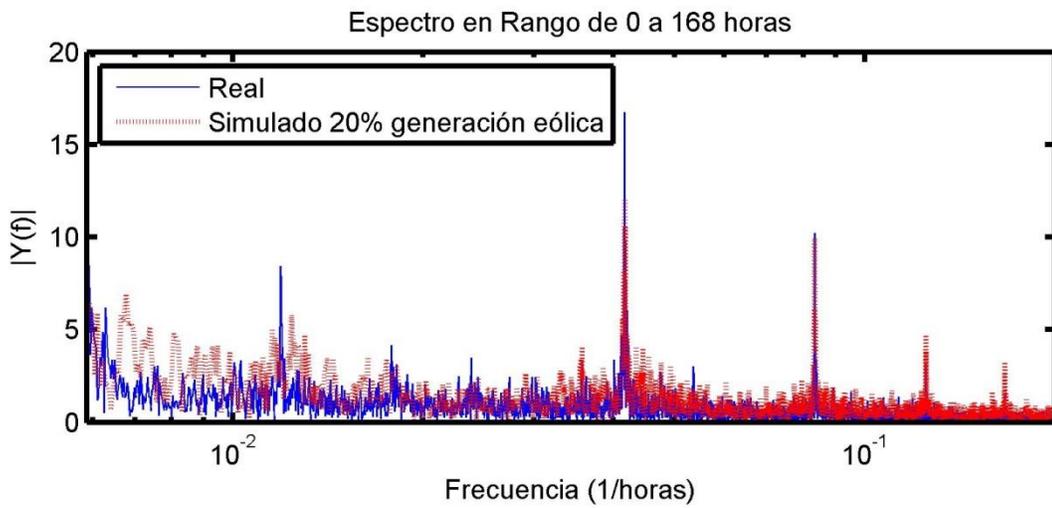
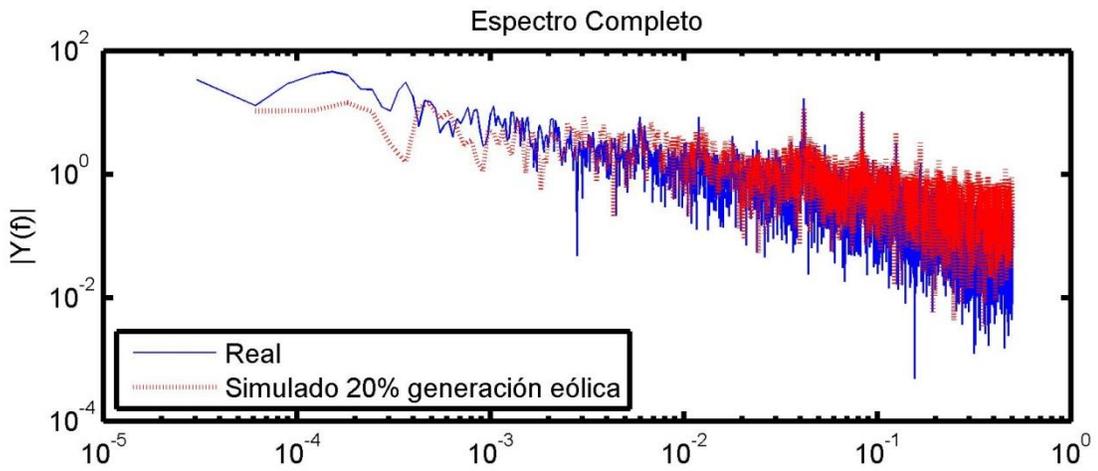


FIGURA 98: ESPECTROS CMG BARRA CORONEL 66

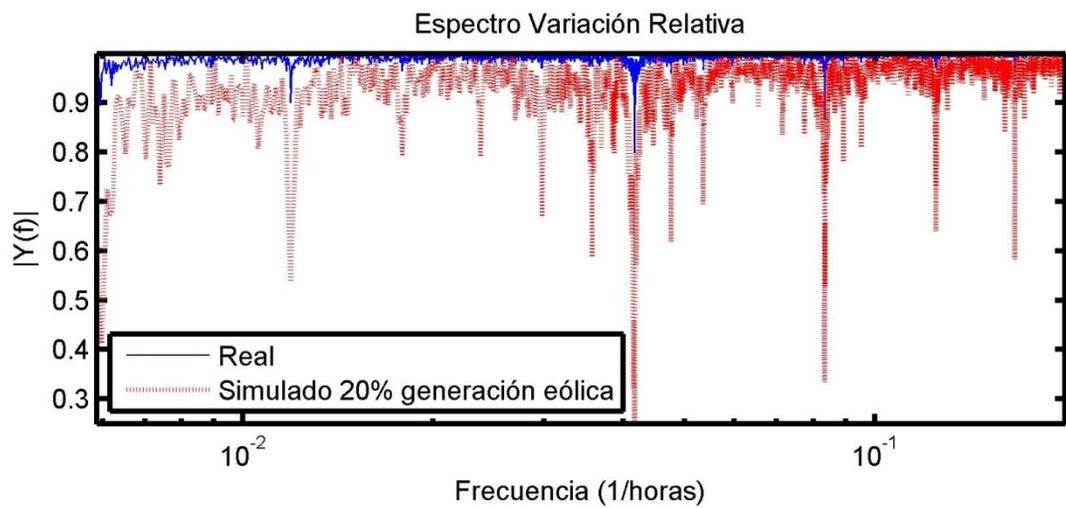
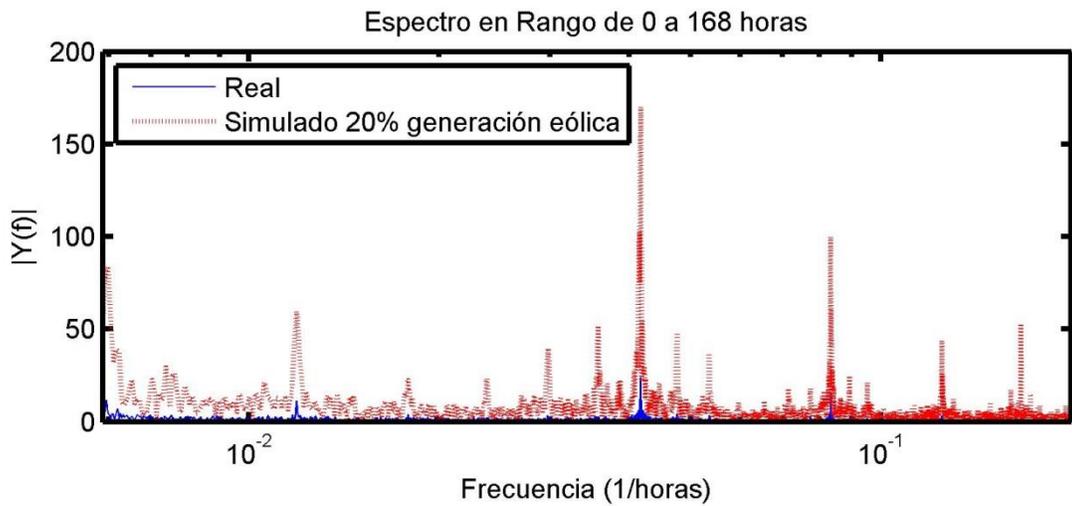
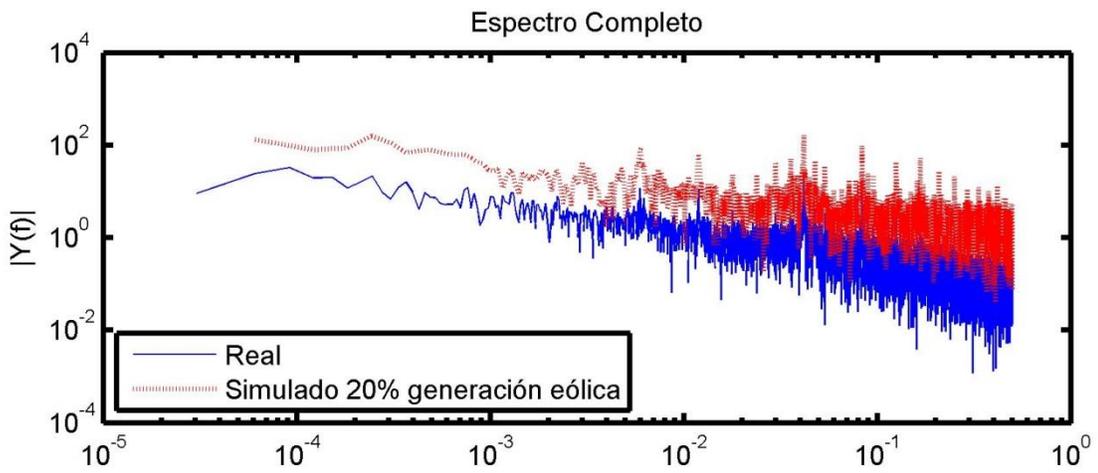


FIGURA 99: ESPECTROS CMG BARRA CONCEPCIÓN 66

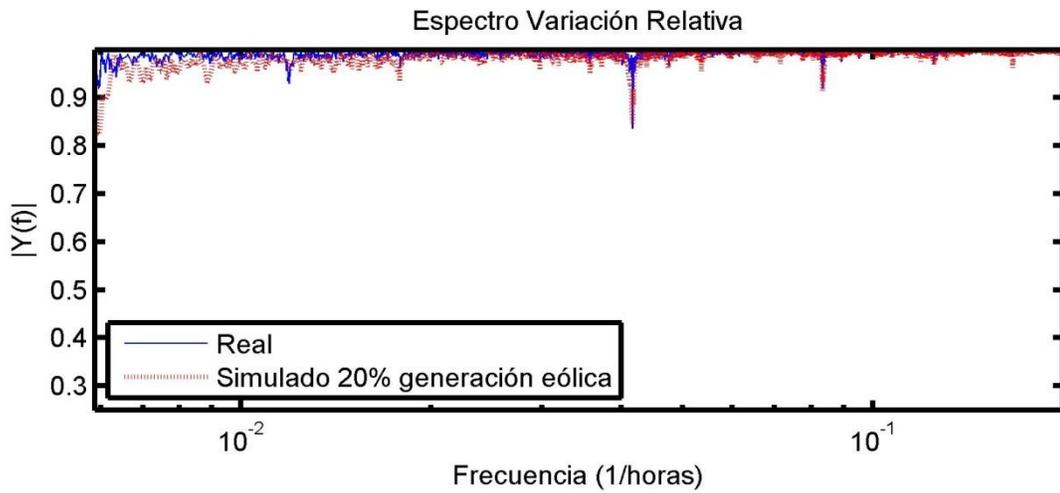
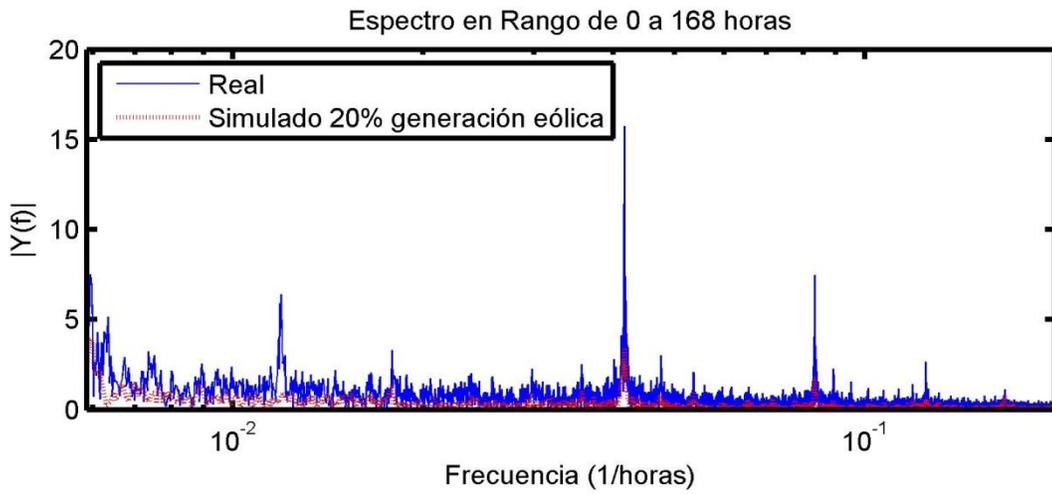
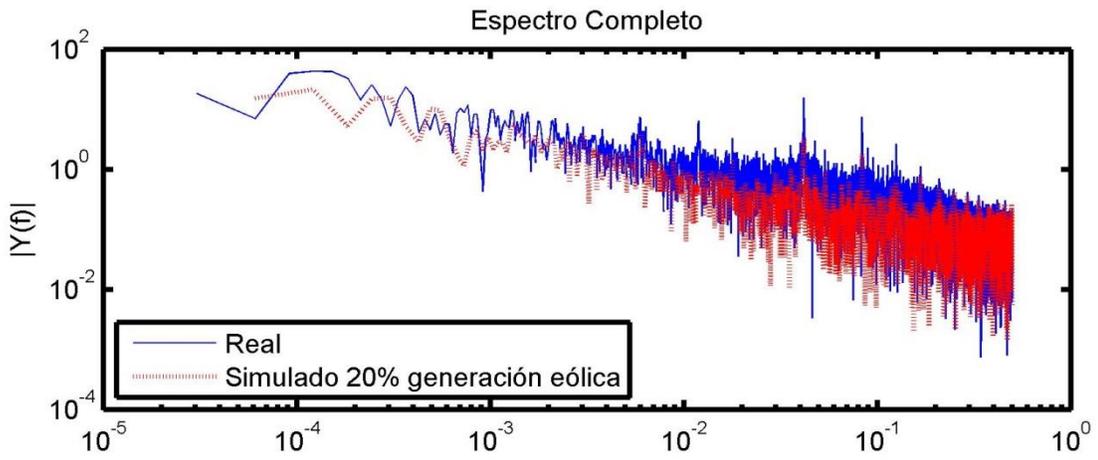


FIGURA 100: ESPECTROS CMG BARRA ANCOA 220

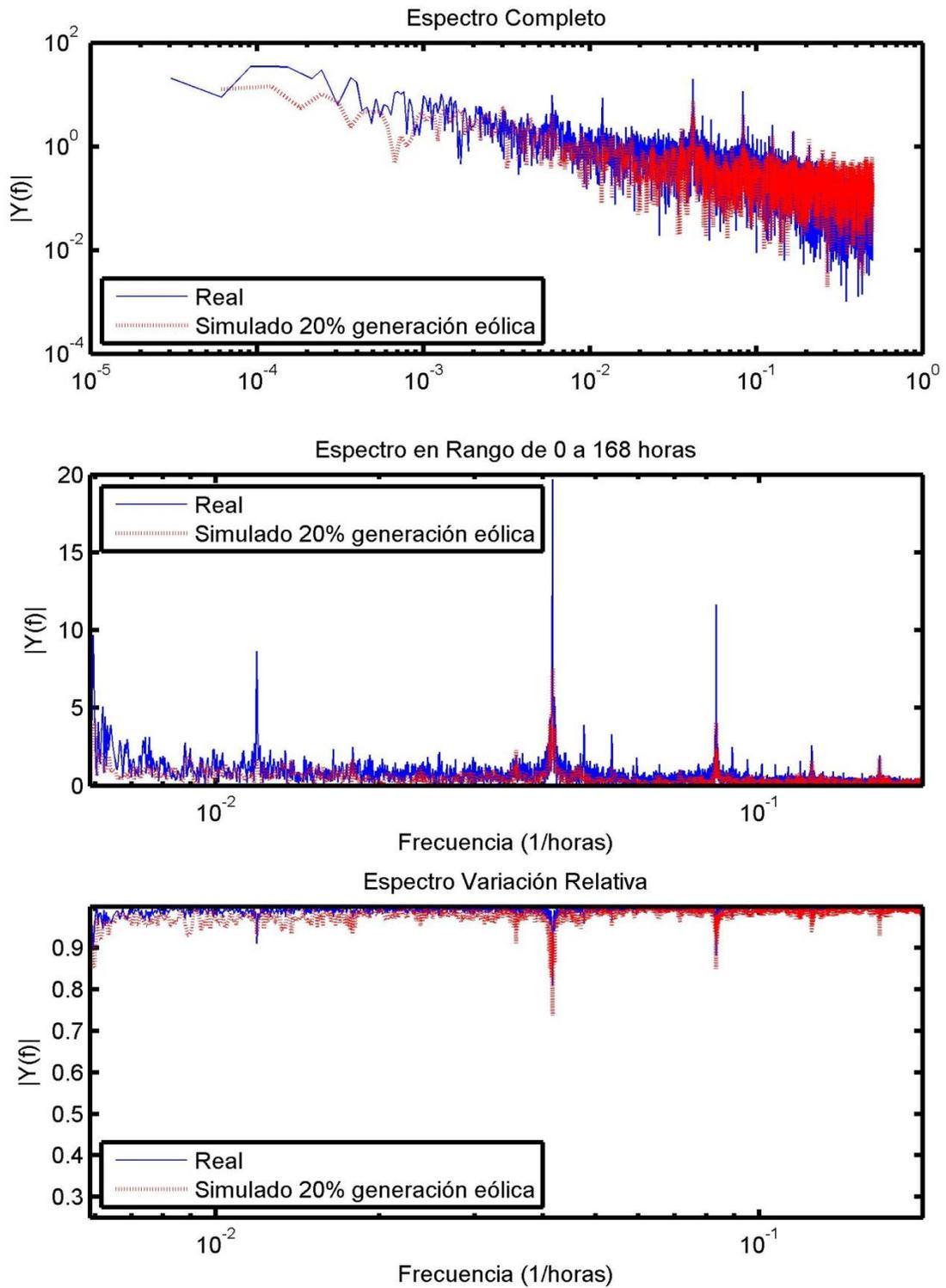


FIGURA 101: ESPECTROS CMG BARRA ALTO JAHUEL 220

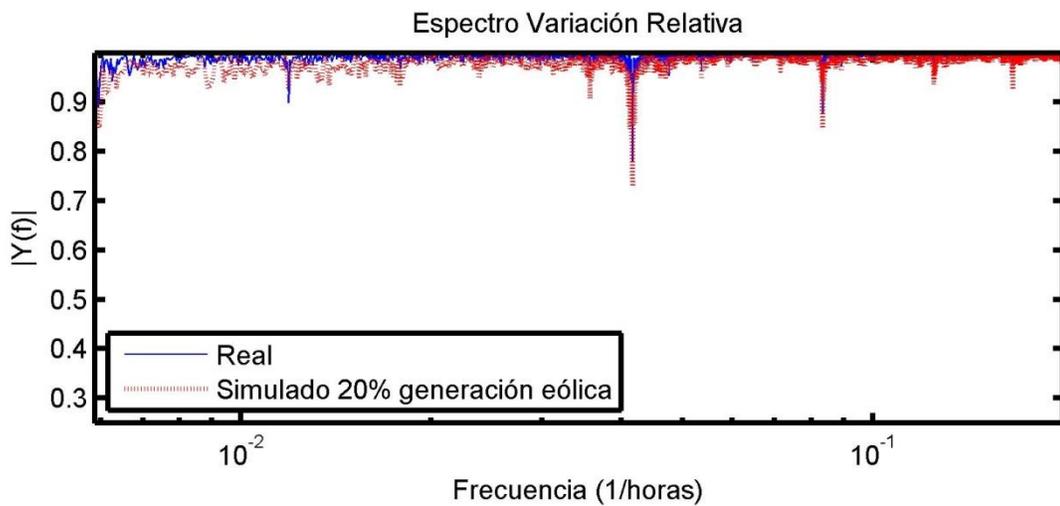
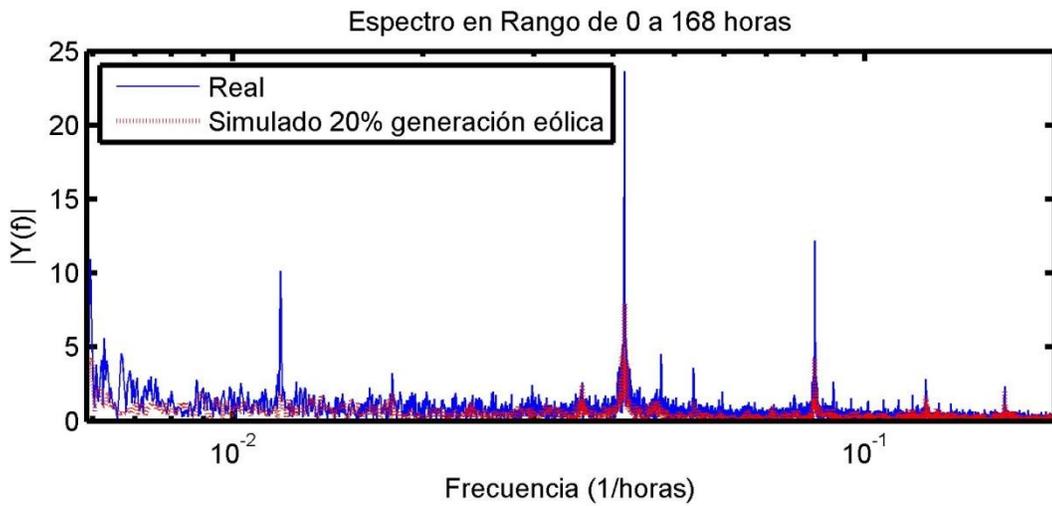
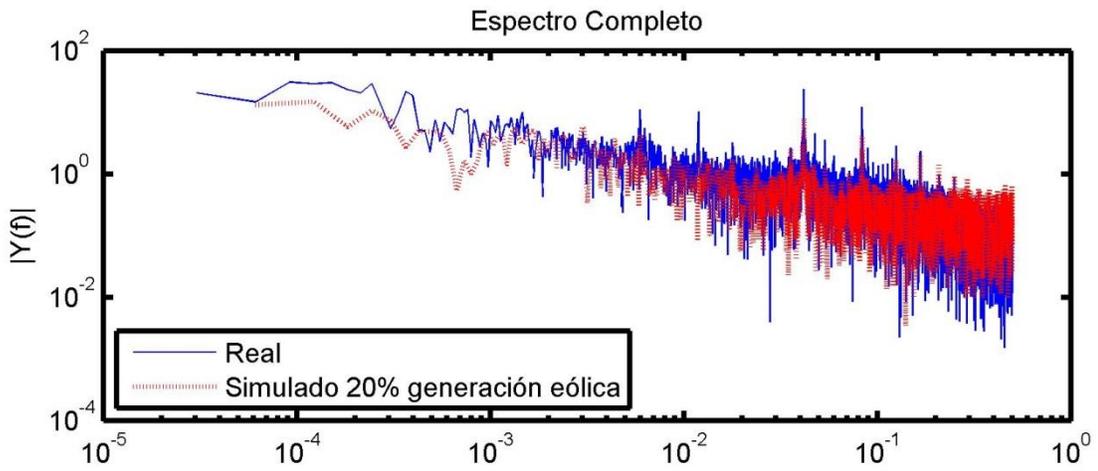


FIGURA 102: ESPECTROS CMG BARRA C. NAVIA 220

TABLA 20: AFLUENTES HIDROLOGÍA SECA

AFLUENTES HIDROLOGÍA SECA Prob. Exc. 90% (m3/s-mes)												
Central o Cuenca	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
cuenca intermedia de abanico	2.5	3.7	4.0	5.4	4.2	4.2	5.5	6.4	6.0	5.8	5.6	4.7
embalse rapel - demanda de riego rio teno	18.5	58.6	95.4	124.6	136.0	78.5	44.0	49.1	31.3	16.7	29.8	37.5
rio teno	0.0	1.0	6.4	26.4	24.0	14.0	5.3	9.3	0.2	0.0	0.0	0.0
al lago laja, incluy. captación alto polcura	17.0	22.5	24.5	48.7	29.0	41.9	83.7	88.1	42.0	27.0	26.8	13.1
antuco pasada	19.5	13.8	14.5	48.7	29.4	47.3	59.9	52.7	31.1	17.9	14.5	11.4
captación alto polcura	1.5	2.9	2.8	5.4	3.8	6.9	13.9	13.6	6.3	3.8	2.9	2.3
laja en tuapel	62.2	61.9	67.0	190.2	108.0	140.1	188.9	164.7	81.7	49.7	45.0	29.3
lago chapo + blanco + lenca	12.8	39.4	56.0	77.5	48.3	78.0	71.0	38.0	33.0	22.9	10.0	19.2
rio rucue	1.2	2.1	3.8	36.2	10.2	13.6	13.4	11.4	6.3	1.0	0.5	0.7
a la lag. de la inv.	16.7	26.7	24.0	23.1	21.2	22.1	32.7	52.5	42.8	29.6	25.1	21.3
de la cuenca intermedia isla	12.4	13.6	14.1	18.0	15.2	24.9	55.5	72.4	36.1	14.7	11.6	11.0
al embalse melado	20.5	23.6	23.8	63.6	43.7	66.7	127.0	144.9	67.9	28.6	21.8	16.5
claro en san carlos + estero las garzas	6.8	14.6	16.7	28.6	22.7	29.4	30.3	27.0	18.0	8.6	7.7	11.1
c.i. maule en boca. pehu. - lag. inv. - lag. maule	9.8	24.8	23.5	34.8	27.4	47.4	82.6	103.7	56.3	31.2	22.9	16.8
c.i. muro colbun - armerillo	5.0	8.8	13.5	21.8	15.8	12.9	16.8	13.7	6.8	3.8	3.2	2.3
blanco	2.7	2.5	2.1	4.6	2.1	3.2	5.9	12.3	13.1	13.6	8.1	5.0
colorado	1.9	3.1	2.9	3.2	4.1	7.3	13.0	20.9	20.6	12.6	4.8	3.7
hornitos	5.0	3.7	3.1	1.9	2.6	3.4	5.7	9.1	10.0	10.5	9.0	6.1
alfalfal	14.2	13.1	11.2	9.9	9.0	10.2	15.0	22.5	28.3	42.1	32.4	18.9
providencia	0.0	21.2	26.3	26.3	26.3	19.2	4.2	5.4	6.0	4.6	3.9	12.5
pangue	6.0	29.6	32.8	48.0	20.4	26.0	40.3	35.3	35.4	29.9	19.9	12.3
ralco	50.6	50.2	54.3	126.5	129.6	200.4	356.7	323.9	155.1	76.6	58.2	48.6
angostura	0.0	35.8	51.0	216.0	110.8	131.0	84.3	23.9	112.6	91.5	66.5	28.9
ENERGÍA AFLUENTES HIDROLOGÍA SECA Prob. Exc. 90% (GWh-mes)												
Central o Cuenca	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
sauzal	40.2	19.9	20.9	28.0	24.6	30.7	46.6	55.3	58.7	59.8	56.2	44.5
volcan + quetehues	40.6	40.4	35.4	34.1	30.5	34.4	41.7	40.8	42.0	42.2	39.1	41.6
florida	5.4	8.7	8.3	7.9	7.0	7.9	17.7	17.1	17.7	17.7	16.0	9.0
sauce andes	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.9	0.8	0.7	0.7
los morros	1.0	1.4	1.5	1.7	1.5	1.1	1.2	1.6	1.7	1.6	1.2	1.0
los molles	1.5	3.4	3.3	3.9	3.8	6.3	8.2	7.8	7.3	5.8	4.7	4.5
maitenes	10.2	10.5	10.4	10.8	10.9	10.8	11.8	11.8	11.9	11.2	10.2	10.7
pullingue	8.7	12.4	14.5	24.2	24.7	19.8	17.5	17.1	14.6	11.1	8.2	7.8
pilmaiquen	13.5	15.5	15.1	23.2	24.9	23.6	24.6	28.1	21.8	20.1	14.4	9.4
capullo	3.4	3.9	5.3	8.0	6.9	7.1	7.3	7.1	4.9	5.1	2.8	3.2
puntilla	12.7	14.0	13.6	12.9	11.2	12.9	12.9	11.5	11.9	12.1	11.7	14.0
peuchen	3.7	4.9	5.7	27.7	13.6	20.8	30.3	28.6	21.1	15.8	12.0	8.5
mampil	1.4	3.1	3.6	18.8	10.2	14.3	19.3	16.9	12.1	8.5	6.3	4.7
hornitos	5.0	3.7	3.1	1.9	2.6	3.4	5.7	9.1	10.0	10.5	9.0	6.1
coya	9.0	8.0	4.5	7.9	6.1	7.7	8.0	3.3	8.0	6.5	7.2	7.7
chacayes	41.5	27.7	25.0	27.0	28.5	36.7	56.2	70.0	81.9	81.9	67.3	70.9
la higuera	2.0	11.2	9.5	11.2	9.8	12.9	20.8	30.3	37.9	40.8	27.2	16.5
confluencia	8.0	5.4	4.6	5.4	4.7	6.4	10.4	29.6	34.7	37.7	26.2	16.9
eyzaquirre	0.6	1.1	1.0	0.9	0.8	1.0	1.3	1.2	1.3	1.3	1.2	1.1
el manzano	1.5	2.9	2.8	3.1	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.1	2.8	2.9
lican	3.4	12.1	12.2	12.6	12.6	12.2	12.6	3.5	9.7	12.6	3.6	5.4
puclaro	0.0	4.1	3.7	4.0	3.8	3.6	4.0	4.1	4.3	4.3	4.0	4.0
rio trueno	0.4	1.9	3.8	4.5	4.5	4.1	2.8	1.6	1.0	0.5	0.2	0.0
rucatayo	13.3	14.8	18.3	29.7	24.9	24.5	28.7	27.3	23.5	21.8	12.7	14.4
la paloma	0.0	1.0	0.7	0.7	0.7	1.6	1.9	2.1	2.2	2.4	2.0	1.8
lircay	8.0	7.3	7.1	7.3	7.3	8.1	13.5	14.3	14.7	14.7	10.6	9.6
mariposas	1.5	2.6	2.5	2.6	2.6	2.7	4.5	4.3	4.5	3.6	3.2	4.1
guayacan	5.5	4.6	8.2	8.5	7.4	7.3	7.8	7.0	4.8	2.5	1.7	1.4
laja I	0.0	5.8	6.3	17.9	14.4	15.4	17.9	15.3	10.6	6.5	4.9	5.8
la arena	0.1	1.6	0.6	1.9	2.0	1.8	0.6	1.9	1.1	0.9	1.0	0.4
san andres	0.0	1.8	1.7	2.0	1.5	2.3	4.4	9.9	27.5	29.6	26.7	16.2
muchi	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1
mallarauco	2.1	2.5	2.4	2.5	2.5	2.4	2.5	2.4	2.5	2.5	2.3	2.5
el paso	0.0	7.7	4.1	4.3	2.2	3.4	8.2	28.5	29.4	29.4	27.5	17.1
Nalcas	1.5	1.0	1.3	3.0	1.5	2.3	3.2	2.4	1.9	1.5	0.6	0.6
Callao	0.3	1.8	0.7	1.5	2.1	1.4	0.9	0.9	0.6	0.4	0.2	0.2
Renaico	0.0	4.6	4.5	4.6	4.6	4.5	4.6	4.5	4.6	4.6	4.2	4.6
Rio bonito	0.0	1.9	2.4	5.0	2.7	3.9	4.8	3.8	3.1	2.3	1.1	1.1
pehui	0.7	0.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.4	0.3	0.1	0.1

Fuente: CDEC-SIC

TABLA 21: AFLUENTES HIDROLOGÍA MEDIA

AFLUENTES HIDROLOGÍA MEDIA Prob. Exc. 50% (m3/s-mes)												
Central o Cuenca	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
cuenca intermedia de abanico	2.5	4.0	6.8	4.8	5.4	5.5	4.3	6.5	5.2	3.8	3.3	3.1
embalse rapel - demanda de riego rio teno	18.5	90.4	267.5	175.5	221.0	67.4	6.9	40.5	170.8	74.0	21.0	27.1
rio teno	0.0	18.9	63.2	54.1	62.1	35.1	4.4	42.7	55.3	7.6	0.0	0.0
al lago laja, incluy. captación alto polcura	17.0	62.0	147.7	80.7	81.7	82.4	86.1	128.6	96.6	39.5	32.7	26.2
antuco pasada	19.5	65.2	152.3	100.9	105.5	95.0	65.3	84.7	68.4	30.7	20.8	13.6
captación alto polcura	1.5	6.9	15.0	10.0	12.3	11.1	12.3	19.5	17.1	7.4	4.3	3.6
laja en tuapel	62.2	202.2	465.5	224.4	283.1	232.2	177.1	230.1	179.1	105.8	59.6	51.7
lago chapo + blanco + lenca	12.8	86.4	97.4	143.6	101.2	87.4	72.1	62.9	29.5	22.7	21.7	20.6
rio rucue	1.2	22.9	64.9	27.1	33.9	22.2	14.6	13.5	9.0	5.3	5.1	4.8
a la lag. de la inv.	16.7	14.1	21.0	18.8	19.8	22.6	25.6	51.1	66.3	41.0	31.6	24.7
de la cuenca intermedia isla	12.4	12.0	32.4	25.2	27.7	32.3	45.7	103.3	87.3	25.3	15.1	15.9
al embalse melado	20.5	76.1	203.4	129.1	133.2	114.7	109.1	186.4	185.7	84.2	45.1	34.5
claro en san carlos + estero las garzas	6.8	20.2	73.4	24.4	22.7	18.9	15.1	18.0	17.6	10.4	7.7	6.1
c.i. maule en boca. pehu. - lag. inv. - lag. maule	9.8	37.7	52.1	44.2	52.4	57.7	65.4	134.1	133.2	46.5	28.8	29.6
c.i. muro colbun - armerillo	5.0	25.3	31.3	30.2	33.0	32.0	31.1	17.0	20.6	16.8	12.0	9.6
blanco	2.7	1.8	2.0	1.8	2.1	2.8	3.3	10.1	23.6	15.0	10.2	5.4
colorado	1.9	1.0	1.5	0.8	1.3	2.1	3.2	12.5	20.7	8.7	5.4	3.6
hornitos	5.0	1.8	2.2	1.8	2.0	2.4	2.9	6.7	15.2	12.2	11.2	7.4
alfalfal	14.2	6.5	6.2	5.4	5.3	5.8	6.9	16.1	40.6	37.4	37.2	23.1
providencia	0.0	21.2	26.3	26.3	26.3	19.1	4.2	5.4	6.0	5.6	3.6	11.6
pangue	6.0	16.1	58.1	39.2	42.9	31.0	23.9	32.2	43.7	13.8	10.4	9.6
ralco	50.6	222.1	563.5	356.1	437.6	387.7	356.7	477.5	313.8	148.7	97.6	73.0
angostura	0.0	176.7	577.7	237.3	283.8	167.7	220.1	209.0	123.7	51.2	28.5	24.1
ENERGÍA AFLUENTES HIDROLOGÍA MEDIA Prob. Exc. 50% (GWh-mes)												
Central o Cuenca	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
sauzal	40.2	21.0	34.4	27.5	32.7	31.9	36.3	53.1	52.9	53.1	49.0	46.4
volcan + queltehue	40.6	22.2	24.9	24.7	25.6	31.4	34.8	41.9	43.3	43.3	39.1	45.0
florida	5.4	5.2	5.9	4.9	5.4	6.2	9.2	17.1	17.7	17.7	16.0	8.7
sauce andes	0.4	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.5	0.4	0.9	0.5	0.5	0.5
los morros	1.0	0.8	1.0	0.8	1.0	0.8	1.0	2.1	2.2	2.2	2.0	1.9
los molles	1.5	1.5	1.7	1.8	2.0	2.0	1.8	1.7	1.5	1.4	1.3	1.5
maitenes	10.2	8.3	7.5	7.2	6.9	7.3	9.1	10.3	11.6	11.2	9.0	10.4
pullinque	8.7	18.1	25.6	37.7	38.8	32.0	28.4	21.7	18.6	13.9	10.2	9.7
pilmaiquen	13.5	28.2	28.0	29.0	29.0	28.1	29.0	28.1	21.7	14.1	9.8	10.1
capullo	3.4	6.7	6.5	6.7	6.7	6.5	6.4	5.0	3.4	3.1	3.0	3.0
puntilla	12.7	6.8	8.7	6.4	7.3	9.4	14.0	12.2	10.0	10.1	11.3	14.0
peuchen	3.7	31.3	51.9	50.7	52.4	47.1	40.5	43.4	40.7	25.4	29.0	11.3
mampil	1.4	20.1	32.0	32.0	32.5	29.2	24.6	25.5	22.3	14.0	16.1	6.9
hornitos	5.0	1.8	2.2	1.8	2.0	2.4	2.9	6.7	15.2	12.2	11.2	7.4
coya	9.0	3.0	7.7	7.6	8.0	7.7	8.0	3.3	8.0	6.5	7.2	7.7
chacayes	41.5	15.5	26.3	20.1	20.0	22.6	33.7	65.0	81.9	81.8	65.8	56.1
la higuera	2.0	6.5	14.6	11.3	12.1	12.5	14.2	31.8	40.4	39.9	20.4	12.3
confluencia	8.0	3.3	6.9	5.6	6.3	6.5	9.0	31.3	38.0	37.5	20.3	12.3
eyzaquirre	0.6	0.5	0.6	0.5	0.6	0.7	1.2	1.2	1.3	1.3	1.2	1.1
el manzano	1.5	3.1	3.0	3.1	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.1	2.8	3.0
lican	3.4	12.6	12.2	12.6	12.6	12.2	12.6	12.2	5.4	1.0	1.2	2.4
puclaro	0.0	1.6	1.3	1.1	1.3	1.4	1.4	1.5	1.7	1.7	1.6	1.6
rio trueno	0.4	3.9	4.4	4.5	4.5	4.3	4.5	2.6	1.3	0.6	0.4	0.0
rucatayo	13.3	28.5	29.1	40.9	40.9	39.6	40.9	35.0	32.0	22.6	12.5	10.6
la paloma	0.0	0.5	0.0	0.0	0.4	0.7	0.8	0.9	0.8	0.6	0.6	0.5
lircay	8.0	7.3	7.0	7.3	7.3	8.1	13.5	14.3	14.7	14.7	10.6	9.2
mariposas	1.5	2.6	2.5	2.6	2.6	2.7	4.5	4.3	4.5	4.4	3.0	4.5
guayacan	5.5	4.6	12.5	7.8	9.3	7.6	6.6	8.1	5.6	2.5	1.7	1.3
laja I	0.0	25.3	26.5	22.3	27.4	26.5	22.7	20.0	17.8	18.6	16.7	17.2
la arena	0.1	2.2	1.9	2.3	2.2	2.0	2.1	1.9	1.4	1.0	1.0	0.3
san andres	0.0	1.8	2.5	2.9	3.7	2.5	2.9	13.6	29.6	29.6	26.7	16.9
muchi	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.2	0.2
mallarauco	2.1	2.5	2.4	2.5	2.5	2.4	0.0	2.4	2.5	2.3	1.8	1.0
el paso	0.0	5.5	5.9	4.9	4.1	4.2	5.2	28.5	29.4	29.4	26.6	27.9
Naicas	1.5	2.8	4.0	2.4	4.4	2.2	1.8	2.2	2.1	1.4	0.5	0.6
Callao	0.3	0.8	0.6	0.7	0.9	0.6	0.4	0.4	0.7	0.7	0.3	0.3
Renaico	0.0	4.6	4.5	4.6	4.6	4.5	4.6	4.5	4.6	4.6	4.2	4.6
Rio bonito	0.0	6.1	7.6	5.2	7.9	4.8	5.3	5.2	4.9	3.0	1.5	1.8
pehui	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.6	0.3	0.2	0.2

Fuente: CDEC-SIC

TABLA 22: AFLUENTES HIDROLOGÍA HÚMEDA

AFLUENTES HIDROLOGÍA HÚMEDA Prob. Exc. 20% (m3/s-mes)												
Central o Cuenca	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
cuenca intermedia de abanico	2.5	6.5	10.1	6.6	6.8	4.9	5.5	4.8	5.4	4.2	3.9	3.4
embalse rapel - demanda de riego rio teno	18.5	357.0	886.6	206.2	303.0	141.9	97.7	154.9	250.7	194.4	113.3	95.1
rio teno	0.0	45.1	65.0	40.5	46.9	38.5	52.5	47.5	65.0	7.8	4.4	0.0
al lago laja, incluy. captación alto polcura	17.0	120.3	172.0	69.2	85.8	63.7	116.2	110.6	82.3	35.3	22.8	27.0
antuco pasada	19.5	120.9	147.7	69.5	59.9	57.1	70.7	80.3	64.6	28.2	23.2	19.1
captacion alto polcura	1.5	11.6	15.1	10.8	10.9	8.6	15.1	13.0	15.0	7.9	5.4	4.9
laja en tuapel	62.2	381.5	566.2	179.4	245.9	158.5	204.0	235.3	186.7	80.7	61.4	60.2
lago chapo + blanco + lenca	12.8	111.8	106.4	74.4	58.0	59.0	40.5	48.7	23.8	7.2	10.4	19.0
rio rucue	1.2	42.3	56.6	15.7	27.7	16.6	14.0	24.8	12.7	3.7	3.7	3.2
a la lag. de la inv.	16.7	30.1	46.1	34.9	30.5	28.9	49.3	61.0	87.4	66.7	46.9	37.2
de la cuenca intermedia isla	12.4	36.6	74.3	41.1	40.8	42.7	85.1	83.8	96.5	49.5	25.9	18.7
al embalse melado	20.5	213.9	347.1	135.1	150.9	123.9	224.0	218.0	220.7	106.6	59.9	51.9
claro en san carlos + estero las garzas	6.8	22.9	50.9	55.2	46.5	36.3	54.4	42.6	49.7	33.6	23.0	23.2
c.i. maule en boca. pehu. - lag. inv. - lag. maule	9.8	69.7	277.8	62.7	79.1	58.0	130.0	148.3	162.1	92.5	53.2	43.7
c.i. muro colbun - armerillo	5.0	35.4	111.2	45.4	48.8	23.4	39.7	26.6	29.1	16.7	10.0	9.1
blanco	2.7	3.4	9.8	5.2	4.1	5.3	8.5	16.8	32.1	24.5	18.1	11.5
colorado	1.9	3.8	10.7	9.4	8.4	8.9	16.2	27.5	48.6	27.4	14.3	8.5
hornitos	5.0	3.6	8.6	5.7	4.9	4.8	7.2	11.1	20.3	25.4	18.0	13.5
alfalfal	14.2	12.8	17.9	14.7	12.4	13.8	18.5	29.0	58.4	73.7	58.8	38.9
providencia	0.0	21.2	26.3	26.3	26.3	19.1	4.2	5.4	6.0	6.0	5.4	14.6
pangue	6.0	55.3	46.9	22.0	45.0	18.7	17.2	16.8	14.4	7.0	16.8	12.8
ralco	50.6	324.5	698.3	342.7	442.6	305.9	392.3	345.7	348.0	125.0	78.6	73.3
angostura	0.0	294.7	568.7	156.5	256.6	140.5	135.1	214.9	124.6	37.9	37.7	21.8
ENERGÍA AFLUENTES HIDROLOGÍA HÚMEDA Prob. Exc. 20% (GWh-mes)												
Central o Cuenca	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
sauzal	40.2	37.8	27.9	35.8	41.9	46.5	55.0	54.3	53.4	54.0	49.7	53.2
volcan + queltehue	40.6	37.9	34.9	39.4	31.6	34.4	38.6	38.1	37.6	38.6	35.8	39.9
florida	5.4	8.5	14.7	15.0	9.4	15.3	17.7	17.1	17.7	17.7	16.0	17.7
sauce andes	0.4	0.4	0.4	0.6	0.5	0.5	0.5	0.6	0.9	0.6	0.6	0.7
los morros	1.0	1.0	1.9	1.4	1.4	1.9	2.2	2.1	2.2	2.2	2.0	2.2
los molles	1.5	3.1	3.4	3.3	3.6	3.6	4.1	4.4	5.3	4.8	3.7	3.5
maitenes	10.2	11.0	5.7	9.9	11.4	11.3	12.1	12.2	12.2	12.4	10.1	10.5
pullinque	8.7	23.8	34.5	31.2	34.9	28.4	23.2	17.9	20.5	13.2	9.0	8.3
pilmaiquen	13.5	29.0	28.1	29.0	29.0	28.1	23.8	17.5	22.2	14.3	8.6	9.6
capullo	3.4	6.5	6.5	6.7	6.6	6.3	4.8	2.7	3.5	2.5	2.5	3.1
puntilla	12.7	14.0	12.9	13.4	14.0	12.9	12.0	9.8	9.8	9.8	9.0	10.1
peuchen	3.7	40.0	52.6	28.6	41.8	31.4	30.1	31.1	47.6	17.4	12.2	11.7
mampil	1.4	24.7	32.4	18.9	27.1	19.8	18.4	18.6	27.0	9.6	6.8	7.2
hornitos	5.0	3.6	8.6	5.7	4.9	4.8	7.2	11.1	20.3	25.4	18.0	13.5
coya	9.0	8.0	7.7	7.9	8.0	7.7	8.0	3.3	8.0	6.5	7.2	7.7
chacayes	41.5	33.0	41.2	40.3	25.8	30.1	53.2	73.5	81.2	81.9	66.7	74.1
la higuera	2.0	16.6	25.6	13.4	16.2	12.7	26.0	35.0	40.4	40.9	34.9	24.9
confluencia	8.0	10.1	14.5	8.9	10.6	9.1	14.2	33.9	38.0	38.0	33.3	24.9
eyzaquirre	0.6	1.0	1.2	1.3	1.2	1.2	1.3	1.2	1.3	1.3	1.2	1.3
el manzano	1.5	3.1	3.0	3.1	3.1	3.0	3.1	3.0	3.1	3.1	2.8	3.0
lican	3.4	12.6	12.2	12.6	12.6	10.8	11.8	11.7	6.2	0.3	1.0	8.5
puclaro	0.0	3.7	3.0	2.3	2.9	3.3	3.3	3.8	4.1	4.2	3.8	4.2
rio trueno	0.4	4.5	4.4	4.5	4.5	3.8	2.8	2.4	3.1	1.0	0.3	0.2
rucatayo	13.3	33.8	39.6	40.9	40.8	32.6	26.4	19.5	24.6	15.9	9.5	9.8
la paloma	0.0	1.2	0.7	0.7	1.2	1.8	2.3	2.7	2.5	2.2	2.3	2.1
lircay	8.0	7.3	7.0	7.3	7.3	8.1	13.5	14.3	14.7	14.7	13.3	11.6
mariposas	1.5	2.6	2.5	2.6	2.6	2.7	4.5	4.3	4.5	4.5	4.0	4.5
guayacan	5.5	7.5	15.2	6.6	8.7	5.7	6.6	6.2	5.9	2.0	1.4	1.4
laja I	0.0	27.4	26.5	27.4	27.4	24.3	24.6	18.7	18.7	10.6	7.0	6.5
la arena	0.1	1.8	2.2	2.3	1.8	1.9	2.2	0.5	1.0	0.0	0.8	0.5
san andres	0.0	5.3	8.8	4.4	3.7	3.1	7.5	16.3	29.6	29.6	26.7	29.6
muchi	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1
mallarauco	2.1	2.5	2.4	2.5	2.5	2.4	2.5	2.4	2.5	2.5	2.3	2.5
el paso	0.0	13.5	15.3	8.4	4.3	4.6	12.1	28.5	29.4	29.4	26.6	29.4
Naicas	1.5	4.5	4.4	3.7	4.5	3.1	2.6	2.6	2.5	1.0	0.4	0.7
Callao	0.3	0.7	1.0	0.6	1.2	0.7	1.0	0.9	0.5	0.4	0.2	0.2
Renaico	0.0	4.6	4.5	4.6	4.6	4.5	4.6	4.5	4.6	4.6	4.2	4.6
Rio bonito	0.0	7.9	7.6	6.1	7.9	5.2	4.3	4.2	4.8	2.1	0.9	1.5
pehui	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.8	0.5	0.3	0.1	0.2

Fuente: CDEC-SIC

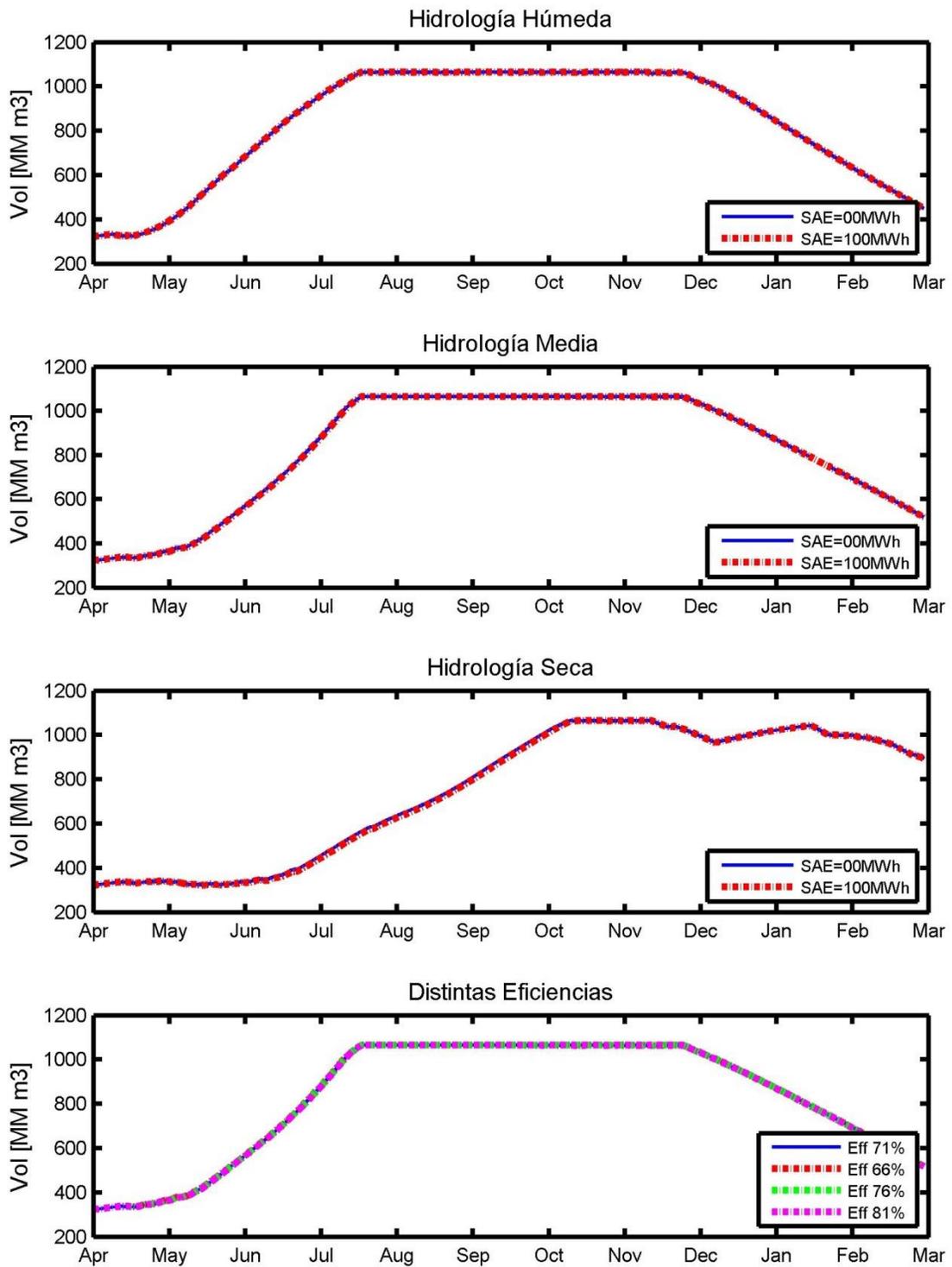


FIGURA 103: VOLÚMENES CANUTILLAR

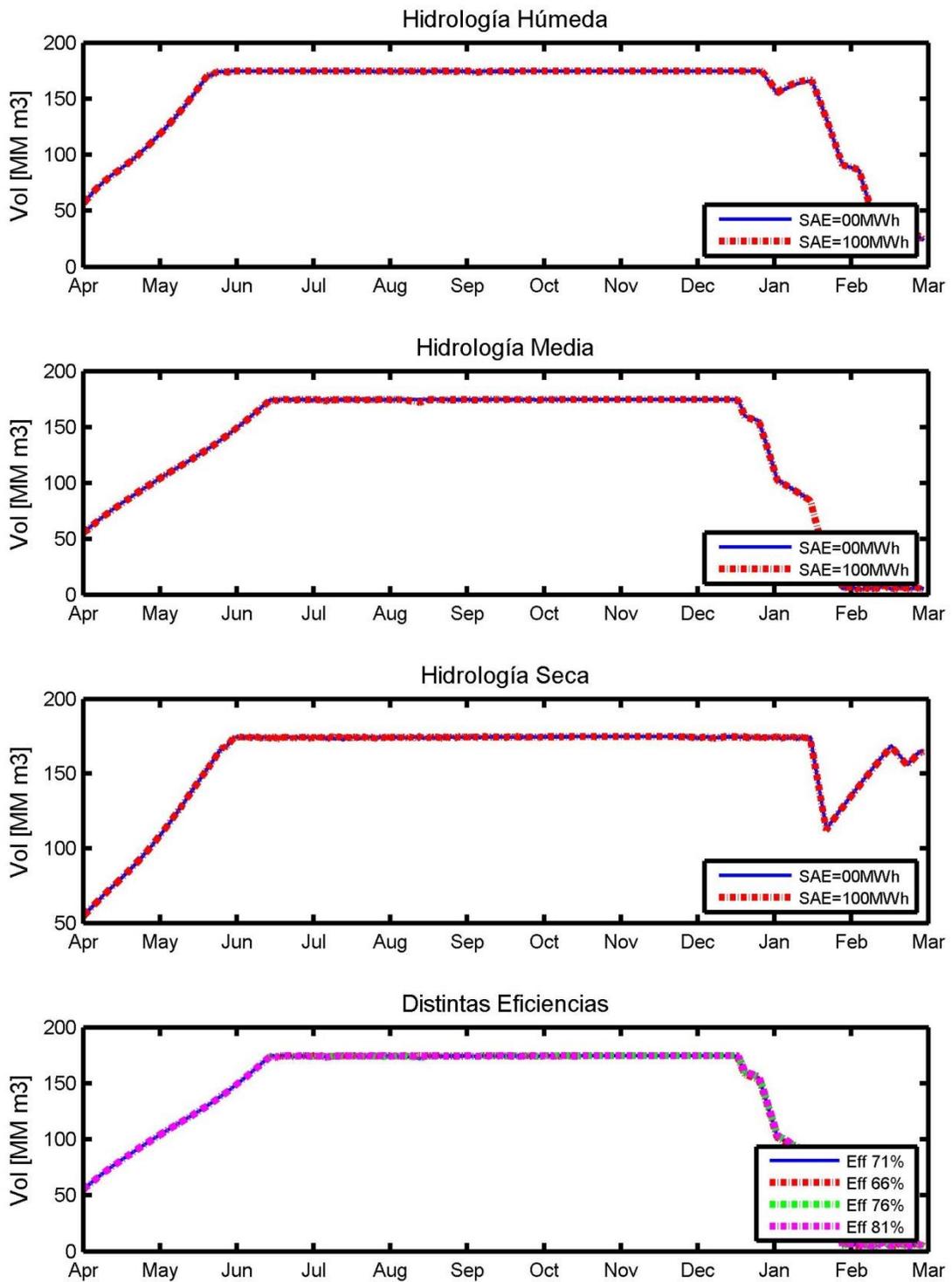


FIGURA 104: VOLÚMENES CIPRESES

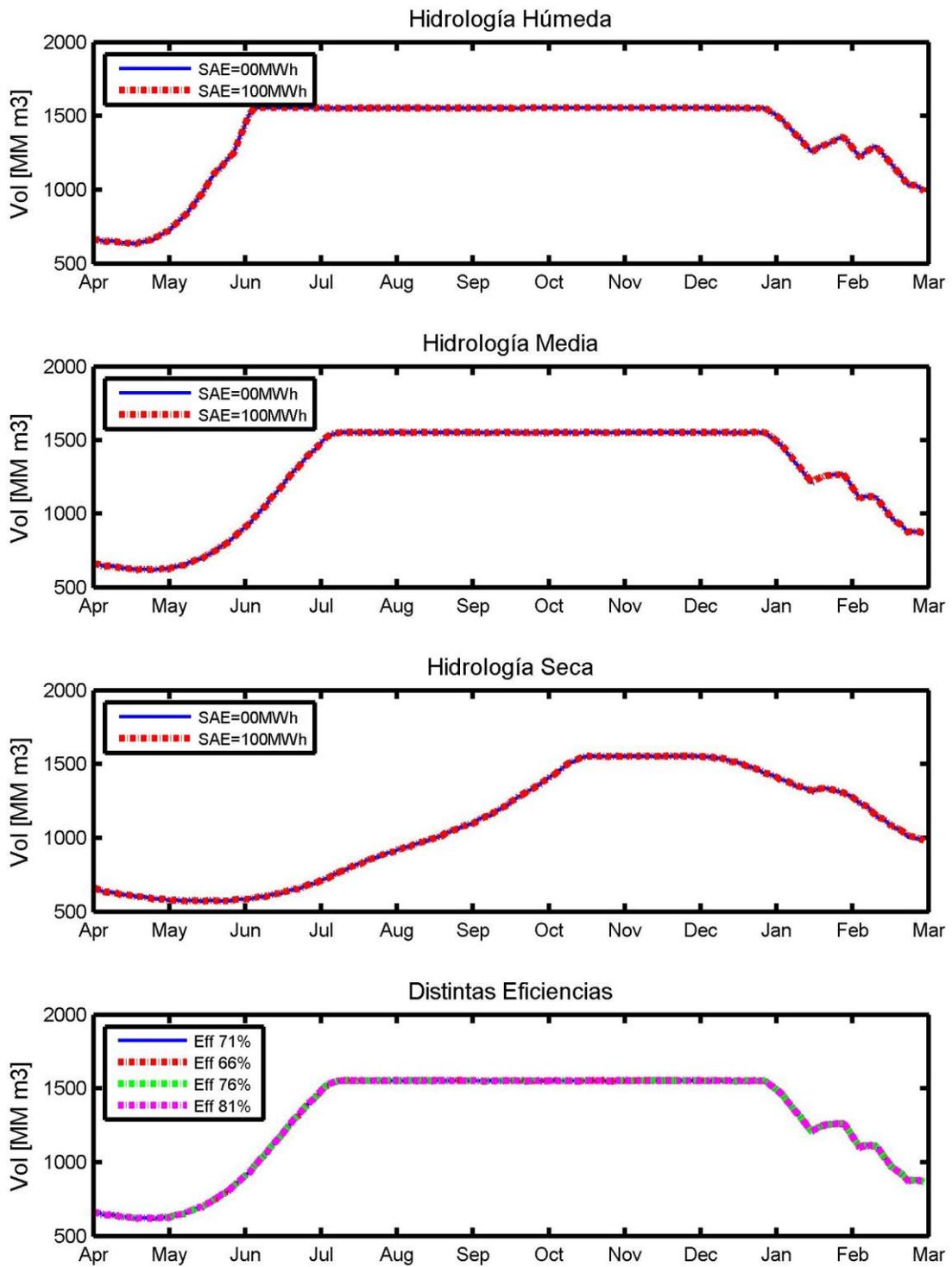


FIGURA 105: VOLÚMENES COLBÚN

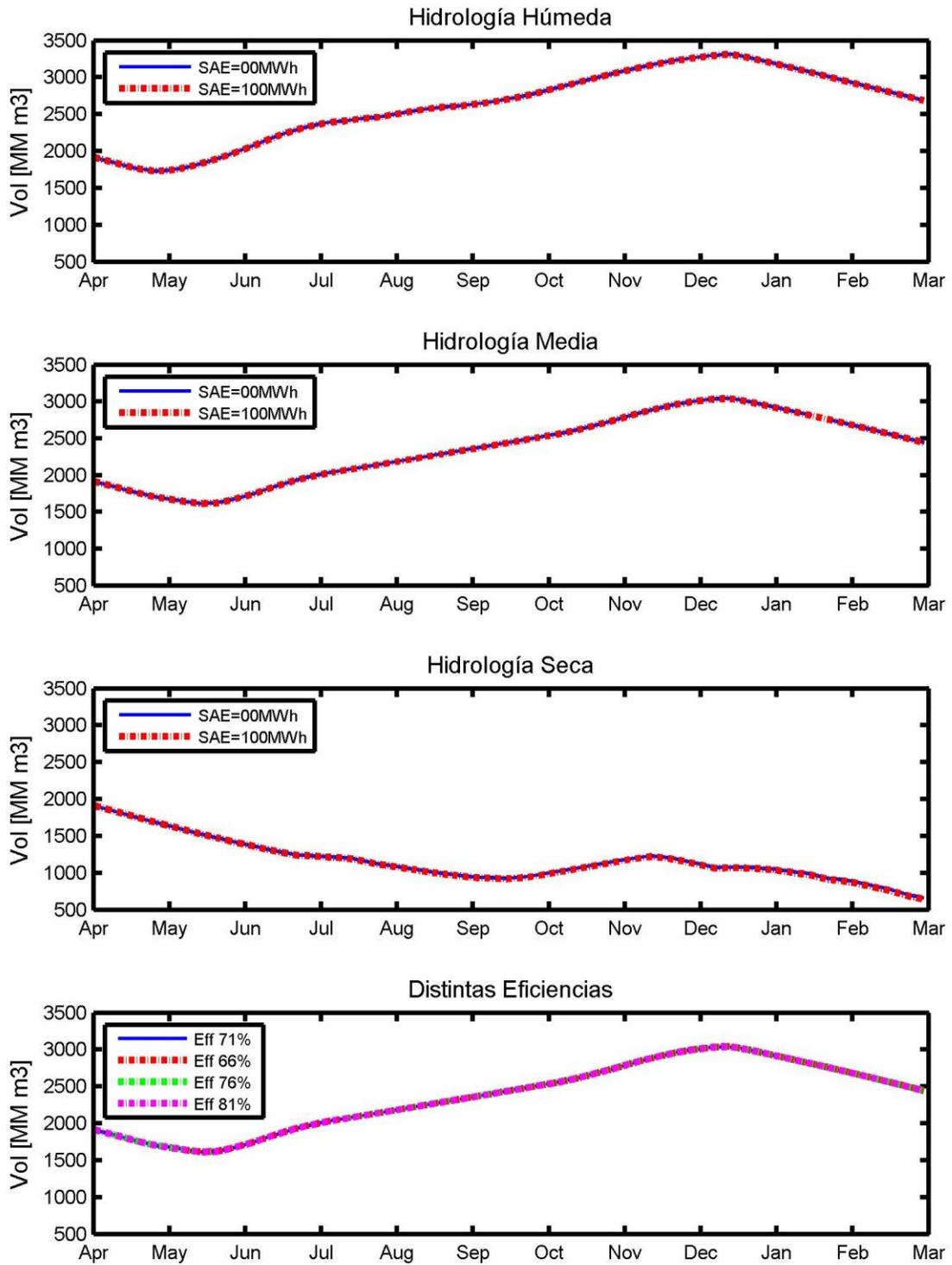


FIGURA 106: VOLÚMENES EL TORO

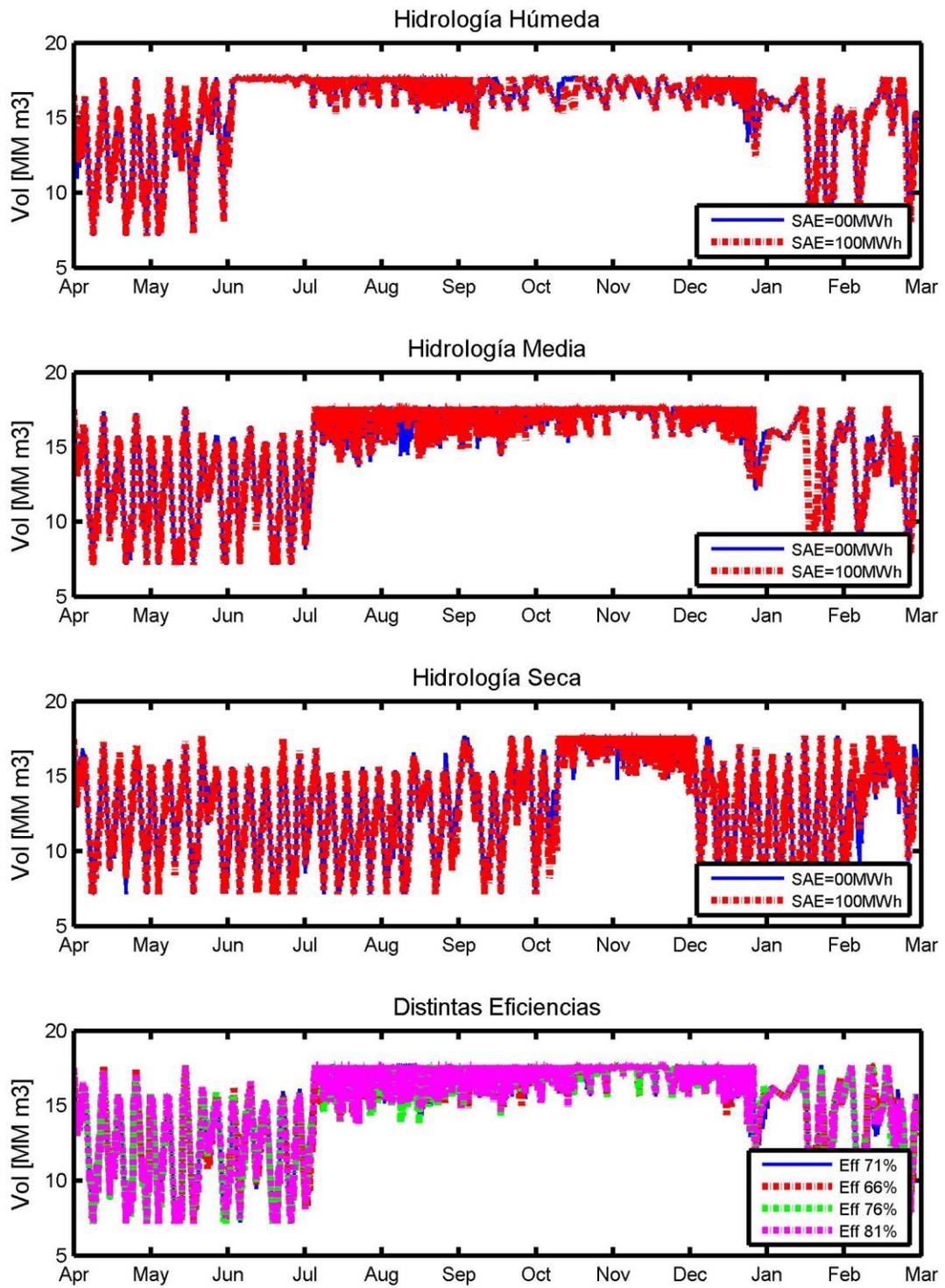


FIGURA 107: VOLÚMENES MACHICURA

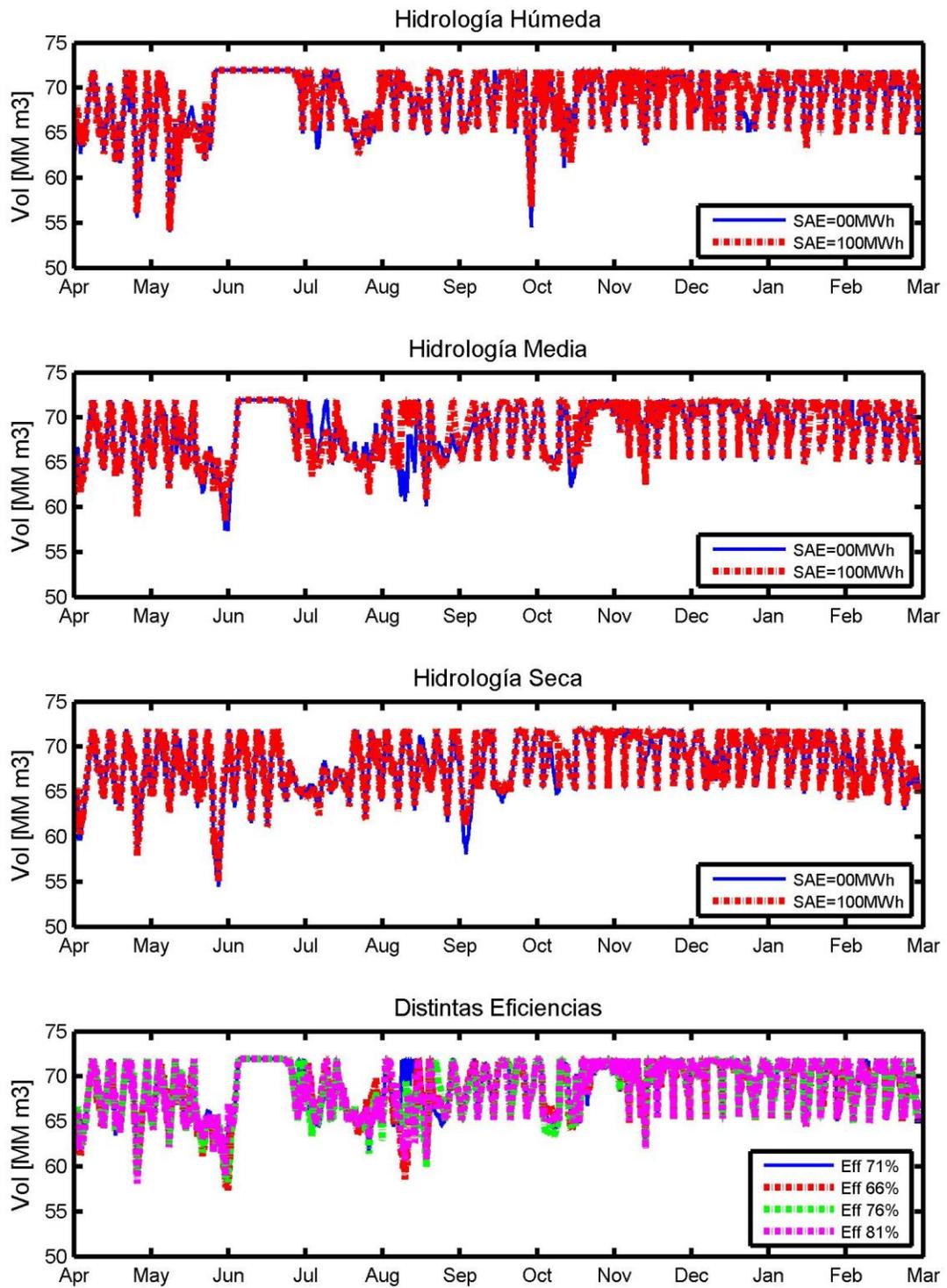


FIGURA 108: VOLÚMENES PANGUE

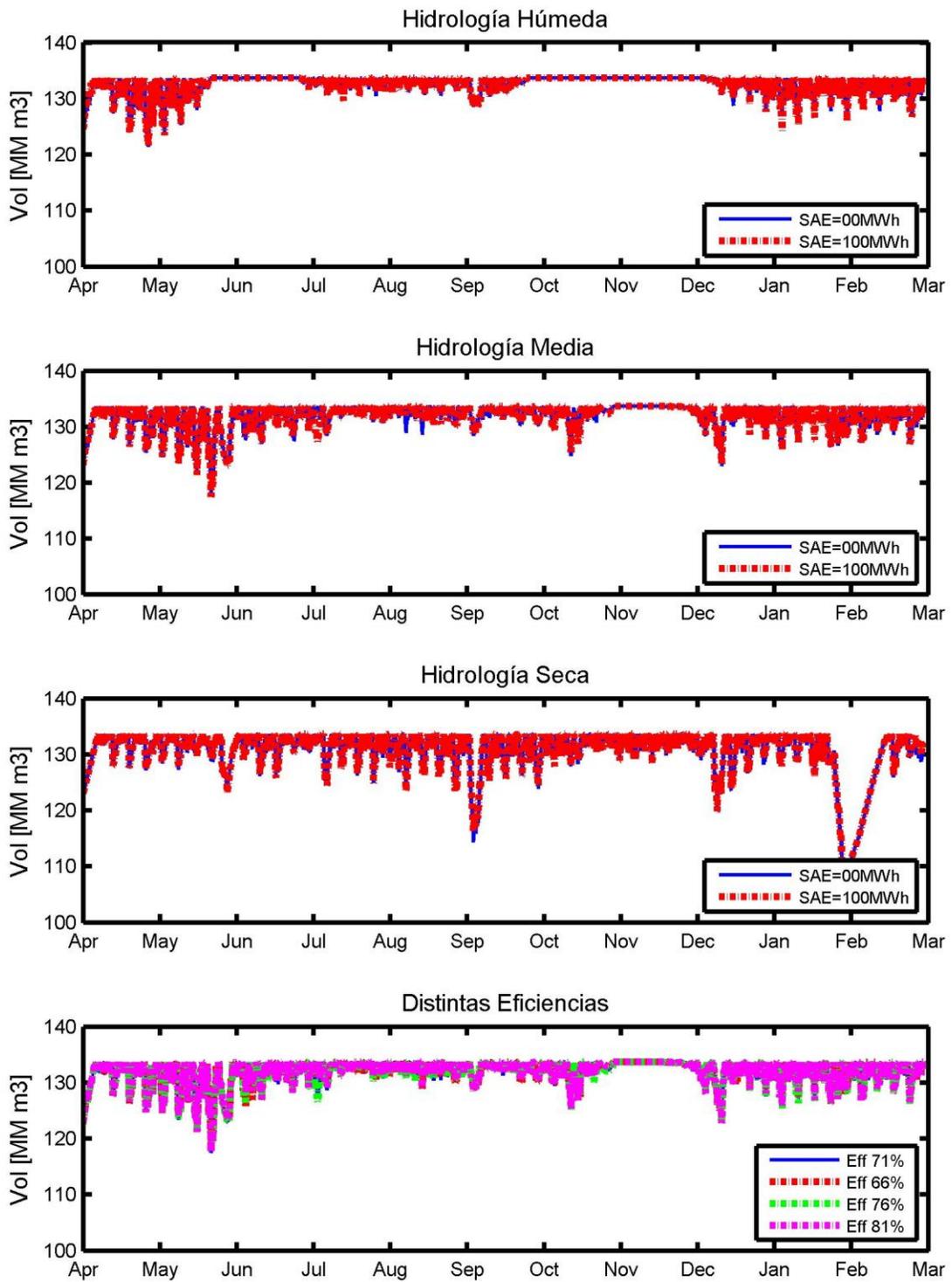


FIGURA 109: VOLÚMENES PEHUENCHE

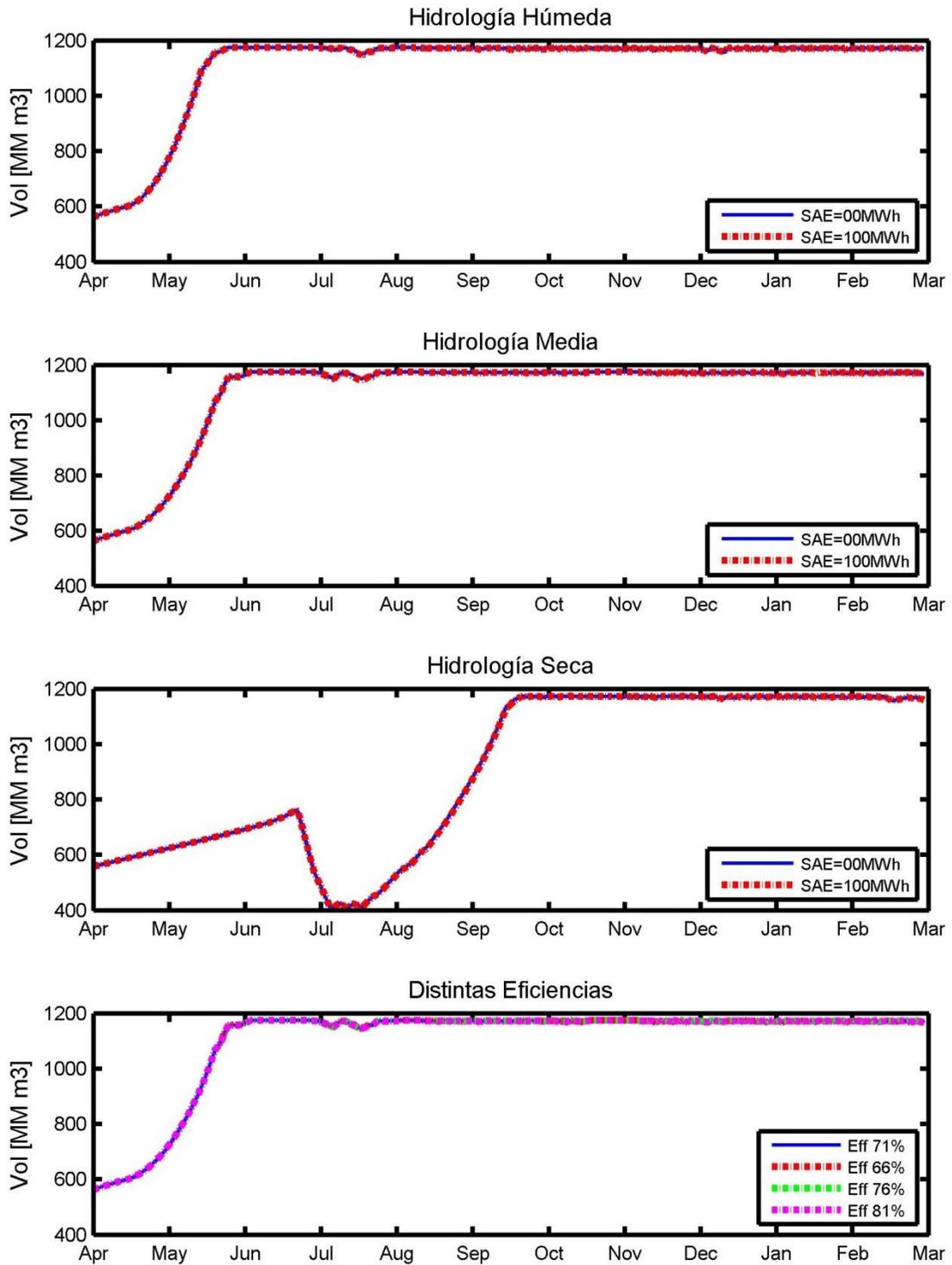


FIGURA 110: VOLÚMENES RALCO

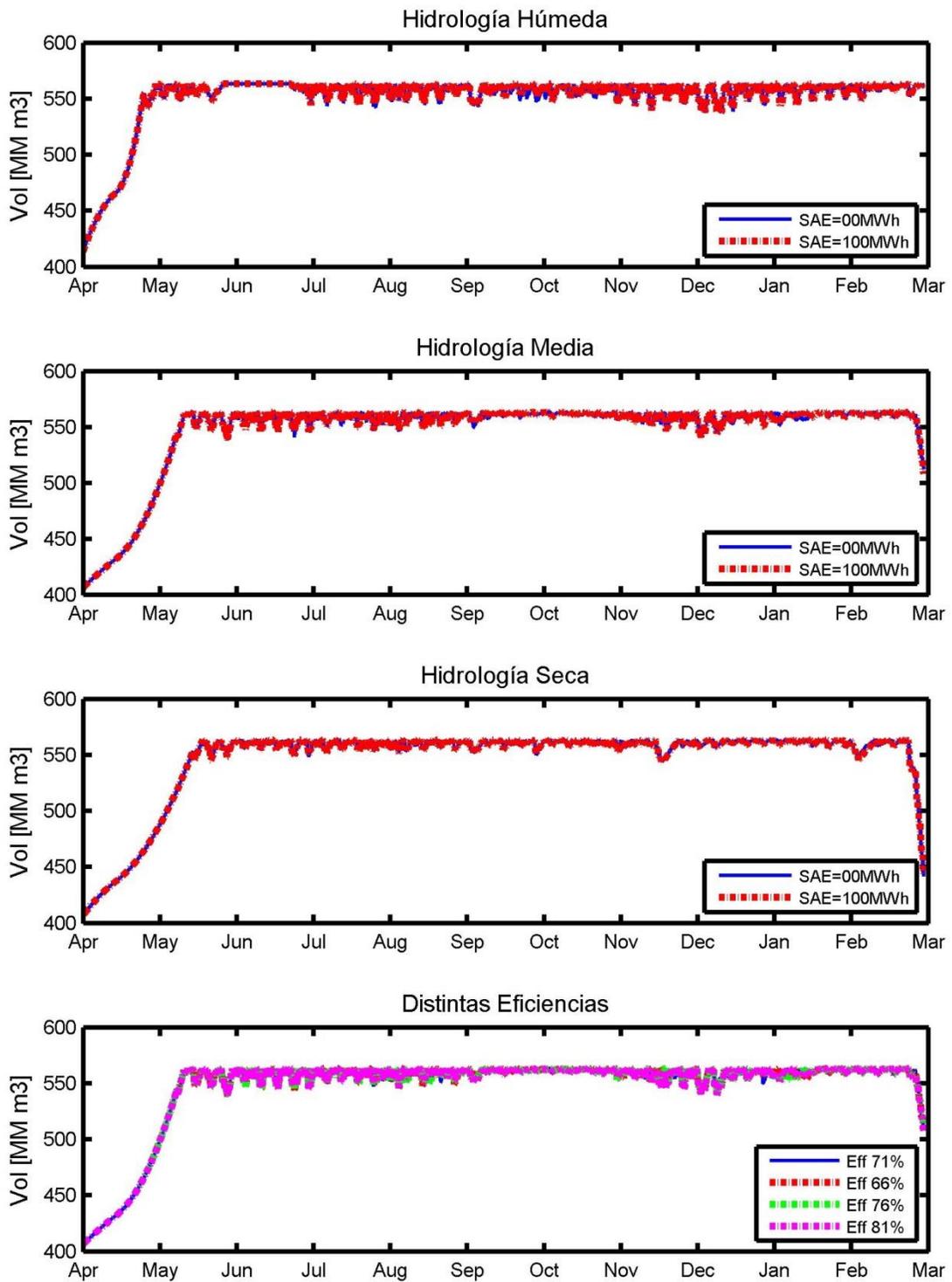


FIGURA 111: VOLÚMENES RAPEL

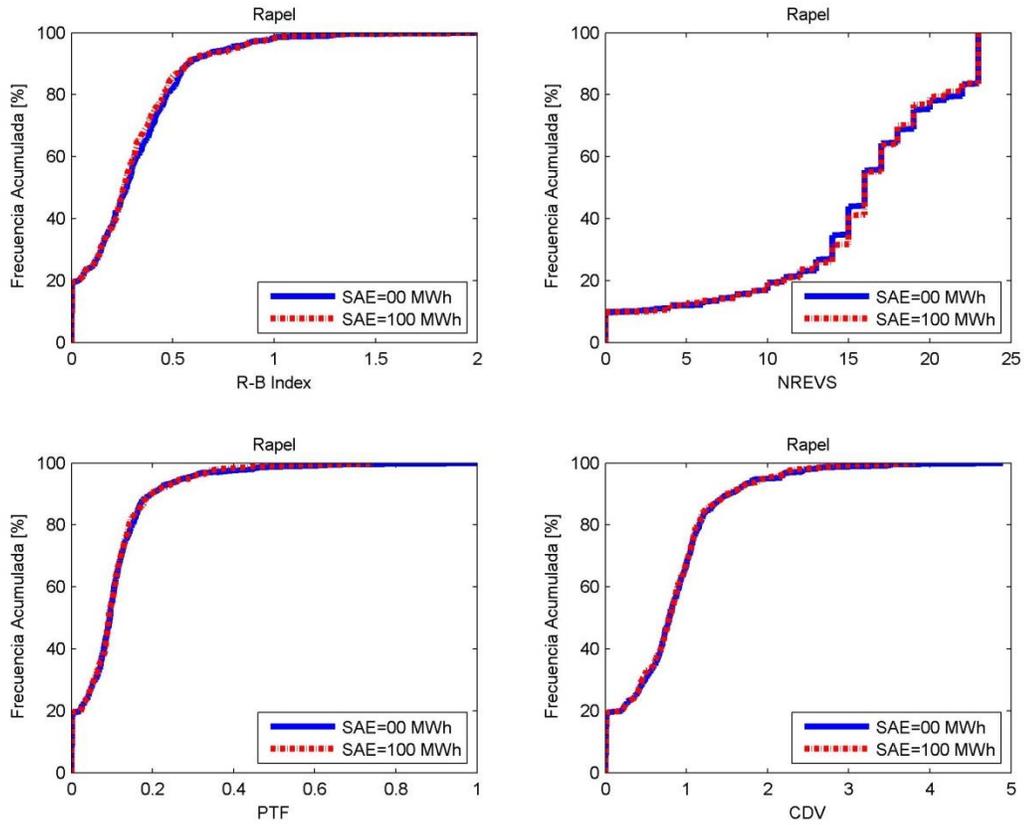


FIGURA 112: IAH HIDROLOGÍA HÚMEDA RAPEL

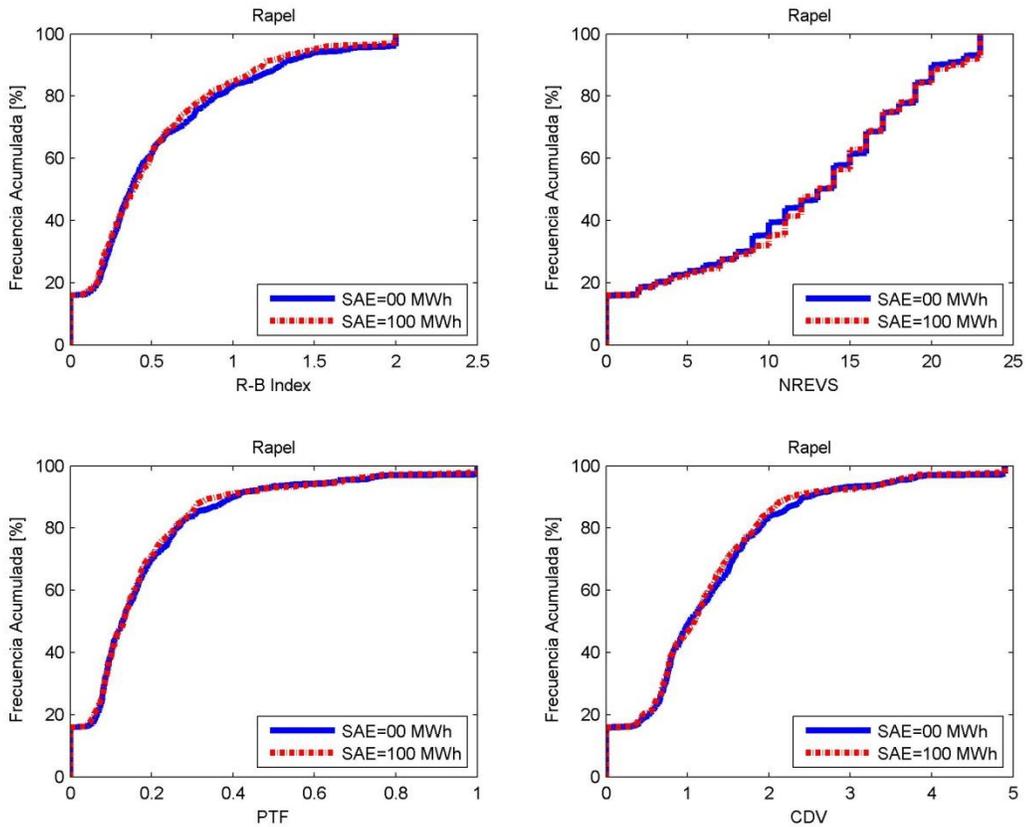


FIGURA 113: IAH HIDROLOGÍA MEDIA RAPEL

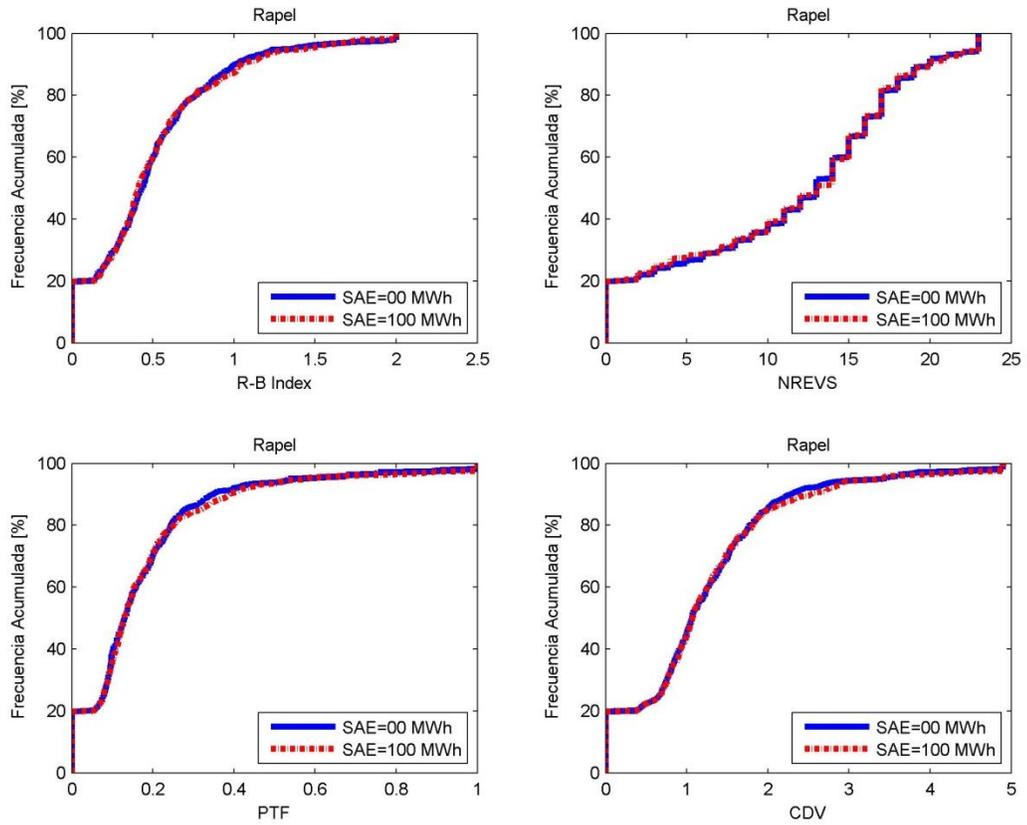


FIGURA 114: IAH HIDROLOGÍA SECA RAPEL

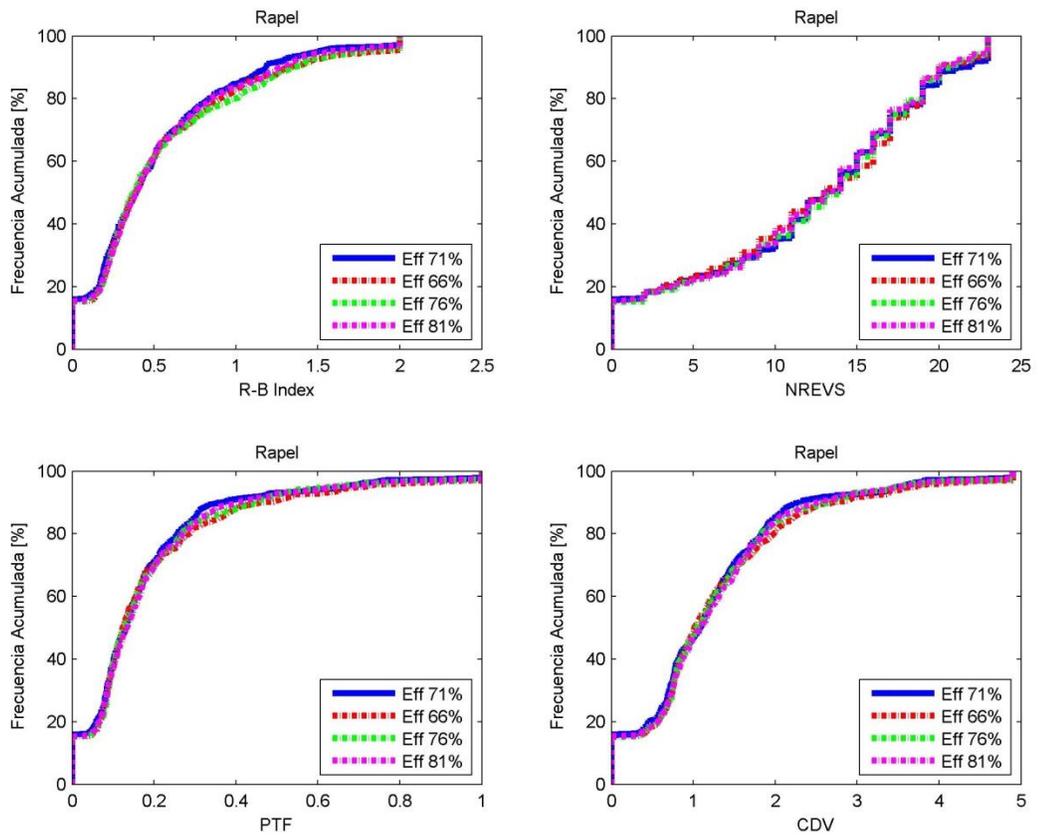


FIGURA 115: IAH HIDROLOGÍA MEDIA DISTINTAS EFICIENCIAS RAPEL