



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

IMPACTOS DE POSIBLES MEGASEQUÍAS EN LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA
DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DE CHILE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

MATÍAS SEBASTIÁN GÓMEZ PADILLA

PROFESOR GUÍA:

MARCELO OLIVARES ALVEAL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

EDUARDO PEREIRA BONVALLET

PABLO MENDOZA ZUÑIGA

SANTIAGO DE CHILE

2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
POR: MATÍAS SEBASTIÁN GÓMEZ PADILLA
FECHA: ABRIL 2019
PROFESOR GUÍA: MARCELO OLIVARES ALVEAL

IMPACTOS DE POSIBLES MEGASEQUÍAS EN LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DE CHILE

Eventos como la megasequía ocurrida en el último tiempo en Chile se explican, en parte, por el cambio climático antrópico, por lo que se estima que acontecimientos de esa magnitud continúen ocurriendo en el futuro. La generación hidroeléctrica es una de las actividades perjudicadas por este suceso, debido a la disminución de los caudales afluentes a las centrales. Es por ello que el presente trabajo busca incorporar eventos como la megasequía ocurrida en el país, en la planificación del Sistema Eléctrico Nacional.

Actualmente el Sistema Eléctrico Nacional define la operación de mediano plazo de los embalses del sistema considerando un conjunto de escenarios obtenidos a partir de la hidrología histórica, y por ende no consideran efectos del cambio climático antrópico que tienden a hacer más recurrentes eventos extremos como la megasequía ocurrida en el país.

Es por ello que se define una nueva regla para la planificación del agua embalsada del sistema, (mediante la función de costo futuro, FCF) obtenida a partir del software AMEBA, la cual considera, dentro del cálculo de la FCF, escenarios hidrológicos sintéticos que poseen tendencias más conservadoras con respecto a la disponibilidad de agua. Luego de planificar el sistema, tanto con la metodología actual (caudales históricos) como con esta nueva FCF (caudales sintéticos), la operación futura es simulada bajo diferentes eventos de megasequía. Además, se simulan posibles escenarios hidrológicos futuros de diferentes características, para determinar el comportamiento de la nueva regla de operación. Todo esto se realiza utilizando dos metodologías de utilización de la FCF, una que toma los promedios de los escenarios (*Average*) y otra que utiliza el máximo de éstos (*Max*).

Los resultados obtenidos se presentan en función de los indicadores de volumen embalsado, generación hidroeléctrica, costo marginal y costo total de generación, en donde se comparan tanto las metodologías de FCF, como la diferencia entre la regla de operación histórica y la sintética generada.

En particular, con metodología *Average*, se observa que la FCF sintética se comporta mejor en los escenarios de megasequía. Existe un ahorro de 33 MMUSD en el horizonte de evaluación con respecto a la FCF histórica, si se simula la megasequía histórica con registro entre 2010-2014, además se evitan periodos con generación hidroeléctrica baja, que son suplidas con energía térmica más costosa y contaminante.

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mi familia por el cariño y apoyo incondicional. Por aguantarme durante esta última etapa, siempre dando ánimos y buenos consejos. Por los almuerzos, las películas, los partidos, los conciertos, los viajes hechos y pendientes (Machu-pichilemu) y todas las conversaciones y risas que seguro seguirán.

A los profesores por apoyar durante toda la realización del trabajo. Al Profesor Marcelo, por su buena disposición y motivación, y por la confianza entregada. A Eduardo, por su disponibilidad y paciencia, por ayudarme con el software (Gracias por facilitar AMEBA) y con todas las dudas eléctricas. Y al profesor Pablo Mendoza, por sus comentarios y correcciones que ayudaron a mejorar el trabajo.

Agradecer a los amigos del colegio que siguieron en la U, Cerón y Pipe (Y el aparecido Hueche), por todos los viernes de celebración y relax. A los civiles: Cata, Consu, Memo (*lo más grande*), Monse y Zárate, que a pesar de que *nos caímos feo* un par de veces fue un agrado compartir juntas y paseos. Y a los hidráulicos con los que compartí el último tiempo en la U. Carla por los panqueques, la subida al cerro y las ayudantías. Fabi por la ayuda mutua en los ramos. Salazar y Echeverría, los más apañadores. Mauro por los subways y sándwich. Y a todos con los que era un verdadero agrado compartir una conversación de pasillo: Danko, Juan, Esteban, Fani, Feña, Paz, el desaparecido *Ksuall*, por mencionar algunos. En especial agradecer al Gato, con el que compartí la mayor parte los grupos, por más de diez años de amistad, las pichangas, *Ginos* y el aguante en los trabajos de la U.

Y a los de siempre. Flaco y Rorro, cambiamos las pichangas por cachos y las bebidas por navegados pero somos la constante, siempre habrá tiempo para unos whiskousin. Paoli, por los buenos momentos compartidos (y las *papitas*). Mario por todos los años de amistad, hay que mantener el contacto y las juntas con la Pauli!. Y Hans, por siempre tener la excusa para salir por unas *chelas*, por los viajes y salidas junto a los cabros (Cachy, Turco, Memo Durán).

Finalmente, agradecer a todos los que, de uno u otra manera, ayudaron a que esto saliera adelante, gracias!.

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1. Objetivos	4
1.2. Organización del documento.....	4
2. Revisión de antecedentes.....	5
2.1. Series Sintéticas	5
2.1.1. Modified Fractional Gaussian Noise	5
2.2. Series sintéticas de caudales de megasequía para Sistema Eléctrico chileno ...	7
2.3. Sistema Eléctrico Nacional.....	9
2.4. Software AMEBA	12
2.5. Simulaciones bajo escenarios de megasequía, Orellana (2017)	13
3. Metodología	14
3.1. Generación de series sintéticas	14
3.1.1. Escenarios de Planificación	17
3.1.2. Escenarios de Operación.....	18
3.2. Modelo de Planificación	19
3.3. Modelo de Operación	19
4. Resultados.....	21
4.1. Series sintéticas	21
4.2. Validación de series sintéticas generadas	25
4.3. Modelación caso simplificado 2 barras.....	26
4.4. Fase de Planificación SEN.....	31
4.5. Fase de Operación del SEN.....	32
5. Discusión	45
5.1. Escenarios de planificación y operación	45
5.2. Resultados del Sistema Eléctrico	45
6. Conclusiones	48
7. Bibliografía.....	50
8. Anexos.....	53

Índice de Tablas

Tabla 2-1: Clasificación de estado hidrológico. Adaptado de McKee et al. 1993.	8
Tabla 2-2: Embalses Modelados en red simplificada del SEN.	13
Tabla 3-1: Porcentaje de capacidad instalada por región.	17
Tabla 3-2: Configuración para modelación en fase de planificación.	19
Tabla 4-1: Características de hidrología sintética para modelo de planificación.	21
Tabla 4-2: Variación con respecto a la media histórica, del promedio de los escenarios hidrológicos de operación.....	23
Tabla 4-3: Escenarios de Planificación utilizado para caso simplificado de 2 barras.	27
Tabla 4-4: Escenario de Operación utilizada en caso simplificado de 2 barras.	28
Tabla 4-5: Promedio por escenario hidrológico, de costos totales de generación, con metodología Average.	42

Índice de Figuras

Figura 1-1: Anomalías de la megasequía en precipitación y caudal a partir de variación con respecto al promedio anual. Fuente: Garreaud et al. (2017).	2
Figura 1-2: Generación eléctrica anual, por tipo de energía. Fuente: Comisión Nacional de energía (2018).	3
Figura 2-1: Representación gráfica de la metodología de mFGN. Fuente: Kirsch et al. (2013).	6
Figura 2-2: Función de densidad de probabilidad para escenario histórico y modificado. Adaptado de Herman et al. (2016).	7
Figura 2-3: Series Sintéticas de megasequía. Fuente: Orellana (2017).	9
Figura 2-4: Proceso de decisión para Sistemas Hidrotérmicos. Adaptado de Pereira et al. (1998).	10
Figura 2-5: Costos futuros versus costos inmediatos. Adaptado de Pereira et al. (1998).	10
Figura 2-6: Aproximación lineal de la función de costo futuro. Adaptado de Pinto & Pereira (1989).	12
Figura 3-1: Metodología general del Trabajo de Título.....	14
Figura 3-2: Formación de escenarios con metodología <i>SDDP with Rotation</i>	18
Figura 4-1: Hidrología histórica y sintética para central Colbún.	21
Figura 4-2: Series de Planificación para central Cipreses.	22
Figura 4-3: Resumen de escenarios normales generados para operación.	23
Figura 4-4: Resumen de escenarios secos generados para operación.	24
Figura 4-5: Resumen de escenarios de megasequía utilizados para operación.	24
Figura 4-6: Series sintéticas de operación para Laguna del Maule.	25
Figura 4-7: Test de igualdad de media para la central Ralco.	26
Figura 4-8: Diagrama de caso simplificado de 2 barras.	26
Figura 4-9: Función de Costo Futuro para embalse Laguna del Laja, bajo dos reglas de operación.....	27

Figura 4-10: Costo Marginal caso simplificado de 2 barras, bajo escenario normal.....	28
Figura 4-11: Costo Marginal caso simplificado de 2 barras, bajo escenario seco.	29
Figura 4-12: Costo Marginal caso simplificado de 2 barras, bajo escenario de megasequía.....	29
Figura 4-13: Volumen embalsado y Generación hidroeléctrica para caso simplificado de 2 barras.	30
Figura 4-14: Iteraciones del PLP, para FCF Histórica, etapa 1	31
Figura 4-15: Función de Costo Futuro para el SEN, bajo dos reglas de operación.....	32
Figura 4-16: Escenarios Hidrológicos escogidos para gráficos.	32
Figura 4-17: Comparación metodología Max y Average, bajo 3 escenarios hidrológicos.	33
Figura 4-18: Comparación FCF Histórica y FCF Sintética en metodología Max, bajo diferentes escenarios hidrológicos.	35
Figura 4-19: Volumen Total embalsado para escenario hidrológico normal, metodología Average.	36
Figura 4-20: Volumen de diferentes embalses, en escenario hidrológico normal.	36
Figura 4-21: Volumen Total embalsado para escenario hidrológico seco.	37
Figura 4-22: Volumen de diferentes embalses, en escenario hidrológico seco, bajo metodología Average.	37
Figura 4-23: Volumen Total embalsado para escenario hidrológico de megasequía.	38
Figura 4-24: Volumen de diferentes embalses, en escenario hidrológico de megasequía.	38
Figura 4-25: Comparación de generación hidroeléctrica y costo marginal para FCF histórica y sintética bajo diferentes escenarios hidrológicos, en metodología Average.	40
Figura 4-26: Curva de duración de costos marginales, escenario de megasequía.	41
Figura 4-27: Diferencia de costos totales entre metodología Max y Average, con FCF Histórica.	41
Figura 4-28: Diferencia de costos totales entre FCF Histórica y Sintética para diferentes escenarios hidrológicos.	43
Figura 4-29: Variación porcentual del CMg promedio de FCF Sintética con respecto a la Histórica bajo diferentes escenarios hidrológicos.....	43
Figura 4-30: Máxima diferencia de CMg entre FCF Histórica y Sintética bajo diferentes escenarios hidrológicos.	44
Figura 5-1: Volumen Total embalsado escenario de sequía final (MS5).	46
Figura 5-2: Costo Marginal para escenario de sequía final (MS5).	47
Figura 5-3: Diferencias Costo Marginal FCF Histórica y Sintética, escenario MS4.	47

1. Introducción

El término sequía puede ser definido como una disminución significativa y temporal de la disponibilidad de agua (Loon et al. 2013). Éstas ocasionan impactos sociales, económicos y medioambientales. Se pueden distinguir cuatro tipos de sequías en función de su duración y variables de interés (Zaniolo et al. 2018):

- La sequía meteorológica es definida como una falta de precipitación sobre una región en un determinado tiempo, normalmente en un periodo corto (1 a 3 meses), aunque puede ser extendida a periodos mayores. La precipitación es la variable clave al definir una sequía y es utilizada para definir indicadores asociados a estos eventos (Mckee et al. 1993).
- La sequía agrícola hace referencia al estado del suelo y de los cultivos en el mediano plazo (3 a 6 meses).
- La sequía hidrológica se refiere al periodo de déficit tanto en el agua superficial como subterránea, y aparece luego de un tiempo prolongado de disminución de precipitación y humedad del suelo. Está asociado al largo plazo (6 a 12 meses).
- La sequía operacional se define como un periodo de fallas anómalas en un sistema desarrollado de recursos hídricos, ocasionado por una combinación entre disponibilidad de agua y demanda asociada. Ocurre en el largo plazo.

El cambio climático afecta directamente la intensidad y frecuencia de las sequías en ciertos lugares (Loon et al, 2013). Es por ello que interesa conocer más acerca de estos fenómenos y como aminorar sus efectos.

En el caso de Chile Central, sequías de uno o más años son recurrentes, ocasionadas por variaciones climáticas de origen natural (CR2, 2015). Desde el año 2010 una secuencia de años secos ininterrumpidos ha afectado a Chile central (30-38°S), con un déficit en la precipitación anual entre 25% y 40% (Figura 1-1) medido en el periodo 2010 -2015 (Garreaud et al. 2017). Debido a su gran duración y extensión territorial ha sido denominada como megasequía, y no posee eventos análogos en el último milenio de acuerdo a reconstrucciones climáticas basadas en anillos de árbol (CR2, 2015). Boisier et al. (2016) estudiaron el efecto antropogénico de este evento, analizando datos de precipitación local en un modelo de circulación global, llegando a la conclusión de que la cuarta parte del déficit de precipitación que afecta a Chile Central es de origen antropogénico. Por lo que un aumento en la duración y recurrencia de las sequías emerge como un escenario realista para el futuro.

Los efectos producidos por la megasequía son variados y van desde reducción de los recursos hídricos, hasta problemas de incendio forestales y pérdidas de vegetación. En el contexto de recursos hídricos, existe una disminución tanto de la superficie cubierta por nieve, como de la escorrentía superficial (Garreaud et al. 2017), alcanzando una reducción del 70% en los caudales de las regiones de Coquimbo y Valparaíso y un 25% hacia el sur, llegando hasta la región de la Araucanía (CR2, 2015).

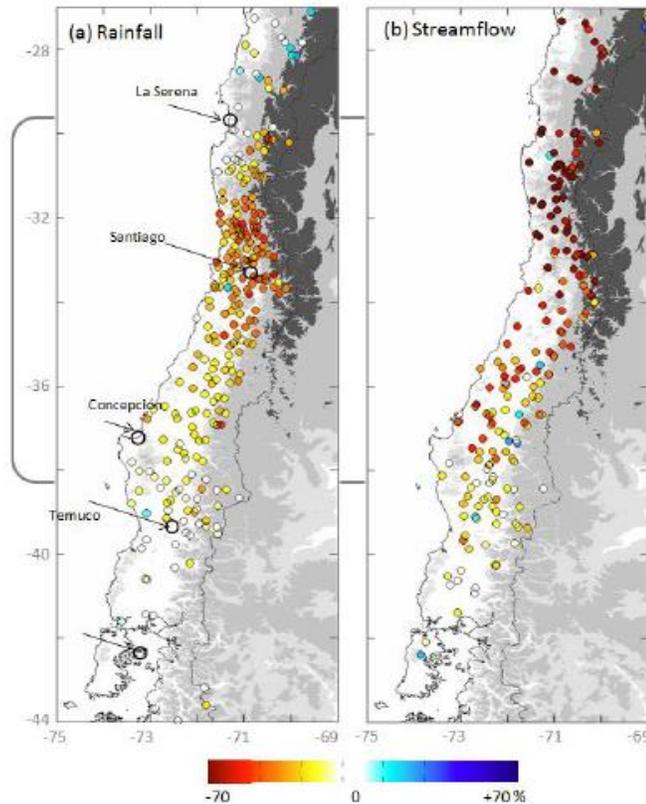


Figura 1-1: Anomalías de la megasequía en precipitación y caudal a partir de variación con respecto al promedio anual. Fuente: Garreaud et al. (2017).

Un uso particular del recurso hídrico que se ve afectado por las sequías es la generación hidroeléctrica. Esto produce un problema en la producción energética del país dado que de los 23774,7 MW de capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), un 28,4% corresponde a hidroelectricidad, dividida en centrales de embalse y de pasada, acorde a los datos presentados en el informe mensual de mayo (CNE, 2018). Este sistema abastece a más del 97% de la población del país desde Arica a Chiloé. En la Figura 1-2 se observa el aporte hidroeléctrico a la generación total del SEN desde 1996, donde la variación de los últimos años no se condice con el aumento de capacidad hidroeléctrica instalada y se debe, entre otros factores, a las sequías ocurridas en el país.

Dada la relevancia de la generación hidroeléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional y la megasequía que ha afectado al país en el último tiempo, resulta relevante incluir este fenómeno en la operación de las centrales hidroeléctricas de embalse del país. Es por ello que el presente trabajo varía la operación de los embalses asociados a la hidroelectricidad de manera de integrar dicho evento.

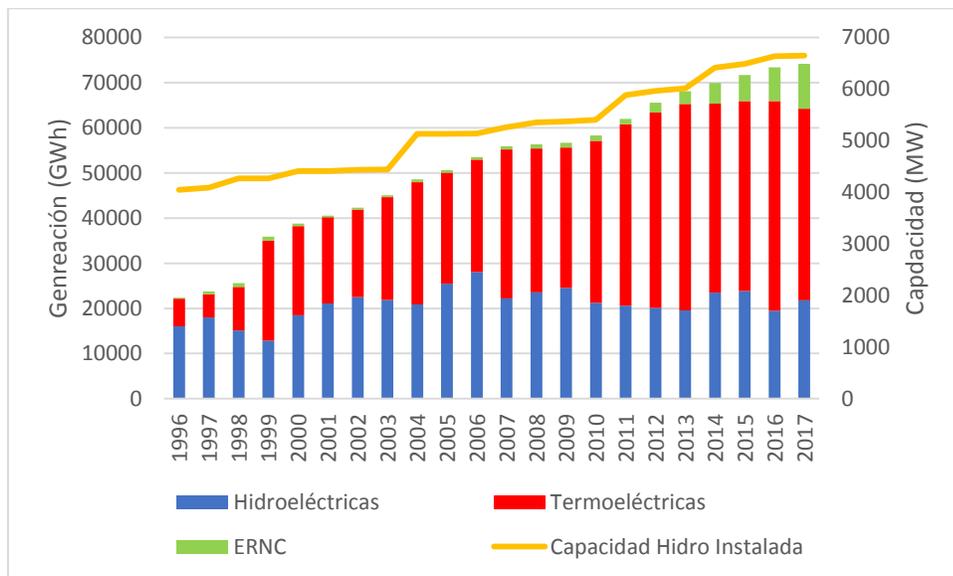


Figura 1-2: Generación eléctrica anual, por tipo de energía. Fuente: Comisión Nacional de energía (2018).

Los efectos de sequías en el contexto de sistemas de recursos hídricos han sido estudiados por una gran cantidad de autores, con foco en el efecto del cambio climático y las alteraciones que produce éste a la disponibilidad del recurso. Medellín-Azuara et al. (2008) estudiaron la adaptación del sistema de suministro de agua de California a partir de un escenario de sequía. Harou et al. (2010) realizan estudios acerca de las consecuencias económicas de una sequía severa en California, ambos utilizan modelos hidroeconómicos, Herman et al. (2016) estudia la disponibilidad de agua en Carolina del Norte ante escenarios de sequías. En cuanto a la generación hidroeléctrica Barnett et al. (2004) estudia el efecto del cambio climático, obteniendo una reducción de hasta 40% en la generación hidroeléctrica del río Colorado (EEUU) hasta mediados de éste siglo, Jääskeläinen et al. (2018) realizan un estudio del impacto de una sequía severa en el sistema energético de Finlandia. Las metodologías de los estudios mencionados se basan principalmente en series sintéticas estadísticas, registro histórico y proyecciones mediante modelos de circulación global. Debido a la gran extensión territorial del país que dificulta la realización de modelos de precipitación-escorrentía, y al ser la megasequía un evento no comparable con anteriores sucesos históricos, es que el presente estudio se realiza mediante series sintéticas estadísticas.

1.1. Objetivos

El objetivo general del presente trabajo de título es estudiar el impacto de incorporar megasequías en el esquema actual de operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Como objetivos específicos se tienen:

- Definir un conjunto de escenarios hidrológicos sintéticos, de características más secas que el registro histórico, para todos los afluentes a centrales hidroeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional.
- Determinar el valor del agua embalsada para todos los embalses del Sistema, tanto para los escenarios basados en registro histórico como para los escenarios secos.
- Evaluar la operación del Sistema en función de indicadores operacionales y económicos para diversos posibles escenarios futuros hidrológicos, considerando el valor del agua embalsada obtenido tanto para la hidrología histórica como para el conjunto de escenarios secos.

1.2. Organización del documento

El documento consta de 6 secciones principales, más la sección de anexos.

En el capítulo 2 se revisan los principales antecedentes del presente trabajo. En particular, se analizan los temas de generación de series sintéticas, series de megasequías generadas por Orellana (2017), los aspectos principales del Sistema Eléctrico Nacional chileno, las características del software AMEBA¹, utilizado para realizar las simulaciones, y la metodología utilizada por Orellana (2017) para la simulación de series de megasequía.

El capítulo 3 consiste en la descripción de la metodología utilizada para la realización del trabajo.

El capítulo 4 presenta los principales resultados obtenidos en el trabajo de título, en particular se muestran las características de las series sintéticas generadas y escogidas y los resultados de la simulación de la operación del sistema eléctrico para las distintas series de caudales futuros, mediante las dos reglas de operación definidas.

En el capítulo 5 se discuten los principales resultados obtenidos mediante las operaciones definidas a partir de la hidrología histórica y sintética, además de las comparaciones entre las dos metodologías utilizadas.

En el capítulo 6 se presentan las principales conclusiones del trabajo realizado, y el trabajo futuro propuesto.

¹ AMEBA: Plataforma web para la simulación de sistemas eléctricos. Disponible en <http://www.spec.cl/AmebaCloud/>

2. Revisión de antecedentes

En el presente capítulo se describen los principales antecedentes necesarios para una buena comprensión del trabajo de título. Dentro de ellos destacan las técnicas de generación de series sintéticas, poniendo énfasis en la metodología utilizada. Además se explica la generación de series sintéticas de megasecuías (Orellana 2017) que son ocupadas en el presente trabajo. En conjunto con ello, se realiza una breve descripción del Sistema Eléctrico Nacional y del software AMEBA en el cual se realizan las simulaciones. Para finalizar con los principales resultados obtenidos por Orellana (2017) en su simulación del Sistema Eléctrico Nacional.

2.1. Series Sintéticas

Existen múltiples técnicas para la generación de series sintéticas de caudales entre las que destaca el “*bootstrap method*” que produce una serie de tiempo a partir de un muestreo aleatorio de la serie histórica (Efron 1979). Sin embargo, este método no mantiene la autocorrelación en la serie de tiempo. Una mejora a este método toma “bloques” para el muestreo (Vogel & Shallcross, 1996), logrando una serie de tiempo autocorrelacionada, pero con las mismas características (estadísticos) de la muestra histórica, además presenta la dificultad de estimar el largo de los bloques considerados para el muestreo.

Otra rama corresponde a los modelos paramétricos, como los autoregresivos (AR), que producen series autocorrelacionadas. Thomas & Fiering, (1962) desarrollan un modelo autorregresivo de primer orden, que luego fue generalizado en los modelos autoregresivos de media móvil (ARMA) (Box & Jenkins, 1976) que poseen altos ordenes de autocorrelación, replicando el de la muestra histórica, e incluyen la parte aleatoria del problema. Sin embargo, estos modelos imponen una autocorrelación que no considera los cambios estacionales. Para solucionar este problema se crea el periodic autoregressive models (PAR) (Pagano, 1978), que son modelos AR que ajustan los coeficientes durante el año. Sin embargo existe cierta incertidumbre asociada al mejor uso de éste método, en relación a cada cuanto variar parámetros (semanal, mensual, estacional), y la variación del orden del modelo autorregresivo para los diferentes periodos escogidos (Kirsch, 2013).

2.1.1. Modified Fractional Gaussian Noise

El método de modified Fractional Gaussian Noise (mFGN), propuesto por Kirsch et al. (2013), permite crear series sintéticas autocorrelacionadas que representen la estructura estacional y la función de autocorrelación del registro histórico. Proviene del método Fractional Gaussian Noise (Mandelbrot & Wallis, 1968), pero en vez de utilizar simulación de Montecarlo con una distribución Normal (0,1), el mFGN muestrea a partir de la serie histórica. Esto permite generar un largo ilimitado de la serie sintética (relevante considerando que se desean generar series con resolución temporal semanal), además, acorde al autor, es indicado para simular eventos extremos, como las sequías.

Para lograr mantener la autocorrelación histórica el método utiliza la descomposición de Cholesky a la matriz formada a partir del registro histórico, en que las filas son los años del registro y las columnas corresponden a las semanas. Además realiza un muestreo aleatorio que mantiene el año para diferentes localidades, logrando así respetar la correlación espacial entre los sitios estudiados. Es capaz mediante un manejo matricial (Figura 2-1) tanto de la matriz del registro histórico (Y) como de la sintética generada (Z), correlacionar la semana final de un año con el inicio del próximo, en la serie sintética generada.

Además el autor propone una alteración de los estadísticos de la muestra históricas mediante factores, para así lograr generar series sintéticas bajo posibles escenarios climáticos futuros.

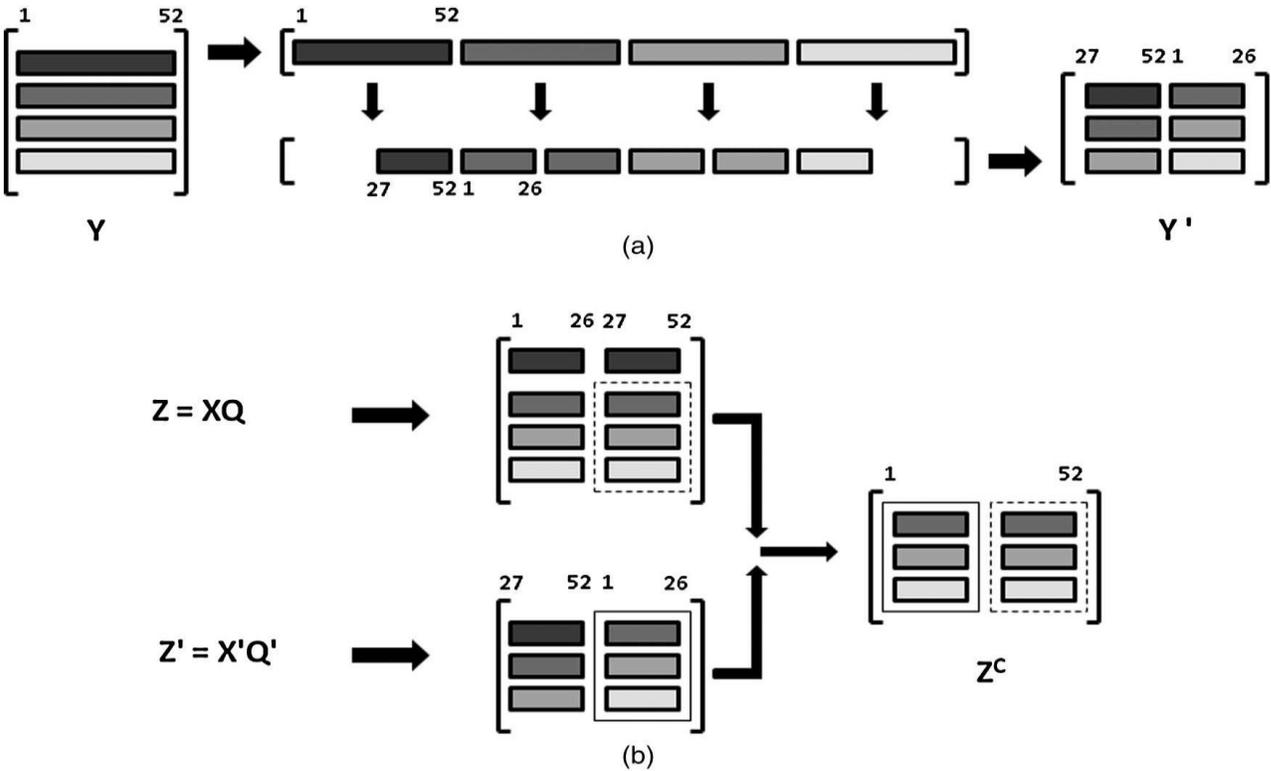


Figura 2-1: Representación gráfica de la metodología de mFGN. Fuente: Kirsch et al. (2013).

Herman et al. (2016) utiliza esta metodología para generar escenarios sintéticos de sequías. Sin embargo, a diferencia de lo propuesto por Kirsch et al. (2013), no modifica los estadísticos de las series, sino que altera la matriz de registro repitiendo el p porcentaje de años con caudales más secos de la serie histórica n veces. Para así, dado que es un muestro aleatorio, aumentar las probabilidades de escoger un año seco, y por ende lograr generar escenarios de sequías de mayor frecuencia que la serie histórica, como se muestra en la Figura 2-2.

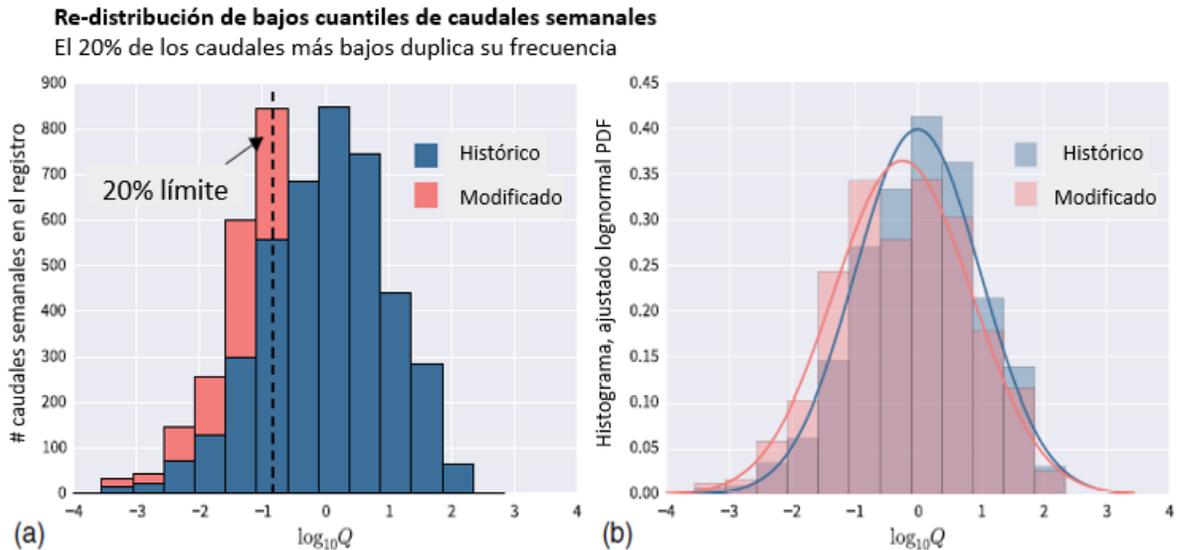


Figura 2-2: Función de densidad de probabilidad para escenario histórico y modificado. Adaptado de Herman et al. (2016).

2.2. Series sintéticas de caudales de megasequía para Sistema Eléctrico chileno

Orellana (2017) generó distintos tipos de series sintéticas de megasequías con resolución semanal a las distintas centrales de embalse y pasada del SEN, basado en la megasequía ocurrida en Chile con registro entre 2010-2015. Para ello toma la metodología propuesta por Kirsch et al. (2013) alterando los estadísticos de la serie histórica, mediante factores, para lograr replicar las características de la megasequía histórica. Las series sintéticas generadas poseen una duración de 15 años.

La alteración de los estadísticos depende del estado del año (normal, seco o húmedo), el cuál es determinado a partir de cadenas de Markov de primer orden en escala anual. Para ello realiza una clasificación del registro histórico de caudales mediante el parámetro de Standardized Precipitation Index (SPI) propuesto por Mckee et al. (1993), aplicado a caudales (Standardized Streamflow Index, SSI) bajo la cual se agrupan los años del registro en seco, normal y húmedo dependiendo del valor del indicador, esto se realiza para las principales cuencas en donde se ubican las centrales del SEN.

Posteriormente define la cadena de Markov, donde las probabilidades de cada estado y de transición entre estados son determinadas a partir de las propiedades del registro histórico (Tabla 2-1). Finalmente se generan valores de probabilidad aleatorios para determinar el estado del año y en base a eso modificar los estadísticos multiplicándolo por los factores propuestos por Kirsch et al. (2013). Los valores de los factores se obtienen de una relación entre el periodo de megasequía y el registro histórico, asignando a los años de estado normales el promedio de la megasequía con registro 2010-2015 y realizando una proporción para obtener los valores de los estados secos y húmedos. Esto con el fin de forzar a las series a ser similares a la megasequía.

Tabla 2-1: Clasificación de estado hidrológico. Adaptado de McKee et al. 1993.

SPI	Categoría	Clasificación en Tres Estados
> 2	Extremadamente Húmedo	
1.5 a 1.99	Muy Húmedo	Húmedo
1 a 1.49	Moderadamente Húmedo	
-0.99 a 0.99	Normal	Normal
-1 a -1.49	Moderadamente Seco	
-1.5 a -1.99	Muy Seco	Seco
< -2	Extremadamente Seco	

Esta metodología de relación entre cadenas de Markov y el SSI ha sido estudiada por Tabari et al. (2015), quienes comprueban que una cadena de primer orden, como la utilizada por Orellana (2017) para la realización de las diferentes series, es adecuada para representar el fenómeno de sequía. Las principales series sintéticas generadas corresponden a las denominadas en dicho trabajo como:

- Sequía de tipo I: Serie con características similares a la megasequía histórica pero más prolongada, posee un déficit de un 25% sobre la media histórica.
- Sequía de tipo II: Serie con déficit del 33%, siendo más intensa que la megasequía histórica, de mayor duración y con menor variabilidad.
- Sequía con final húmedo: Sequía análoga a la de tipo II hasta el año 14, pero se fuerza a que el último año sea húmedo, en este caso se escoge la hidrología del año 2002.
- Sequía inicial: Serie con características de megasequía histórica durante los primeros 8 años y luego retoma valores estándar de hidrología histórica. Durante los primeros 8 años presenta un déficit del 30%.
- Sequía final: Serie que inicialmente posee características del registro histórico y megasequía durante los últimos 8 años con déficit del 25%.

Las series generadas son presentadas gráficamente en la Figura 2-3. Para mejorar las correlaciones y obtener así resultados más coherentes, Orellana (2017) aplicó el concepto de zonas homogéneas (Rubio & McPhee 2010) que permite agrupar algunas cuencas de la zona sur (Región del Maule, Bio Bio y Araucanía) y por ende sus centrales asociadas para conservar aún más la correlación espacial del sistema.

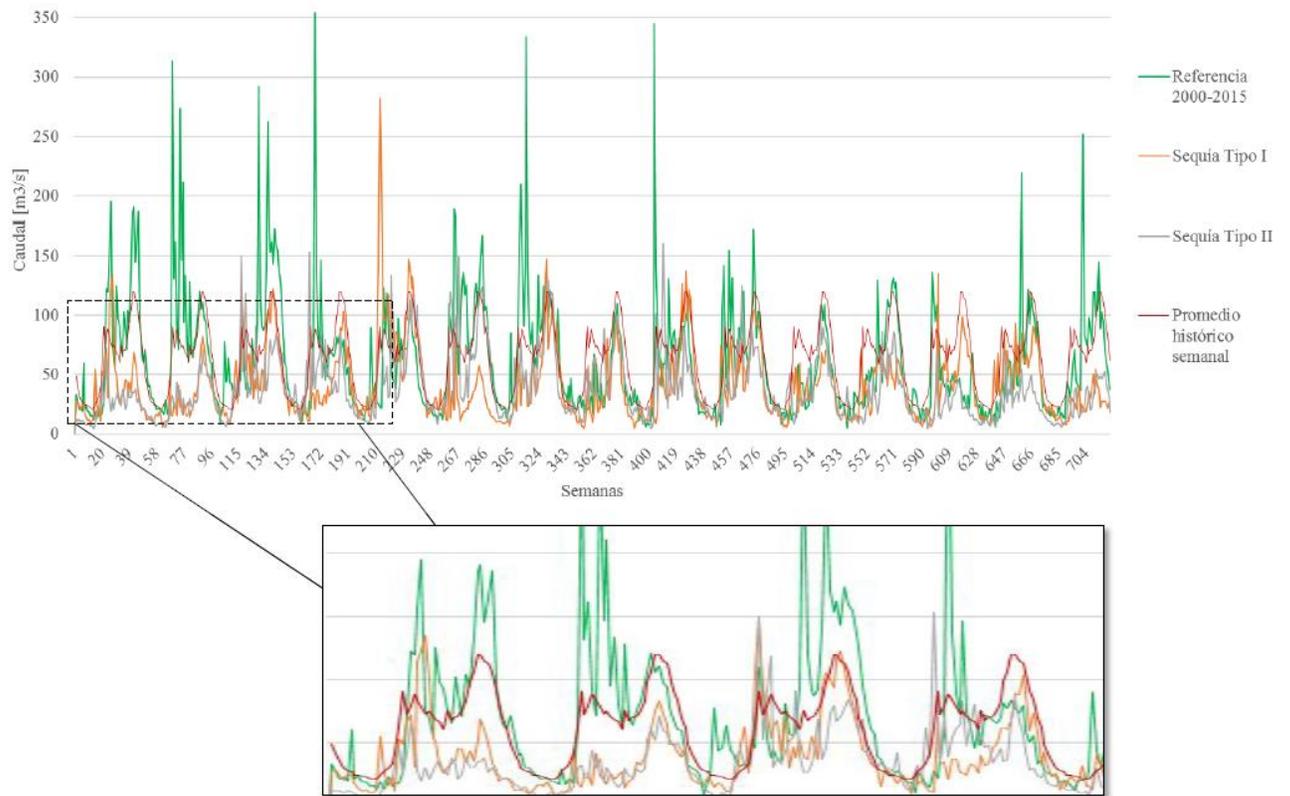


Figura 2-3: Series Sintéticas de megasequía. Fuente: Orellana (2017).

2.3. Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Chileno es considerado uno hidrotérmico, pues se basa principalmente en la generación termoeléctrica e hidroeléctrica, más un porcentaje menor de Energía Renovables No Convencionales (solar y eólica principalmente) para satisfacer la demanda energética.

En términos simples el sistema utiliza el agua embalsada de forma estratégica, dado que se enfrenta a la decisión de utilizar agua para generación en el presente, con la probabilidad de que vengan afluentes bajos en el futuro y se deba utilizar energía térmica (más costosa), o almacenar agua y aumentar el costo de generación actual (Pinto & Pereira 1985). Se presenta en la Figura 2-4 el árbol de decisión para sistemas hidrotérmicos, teniendo en consideración que la decisión es continua y radica en la cantidad de agua a utilizar.

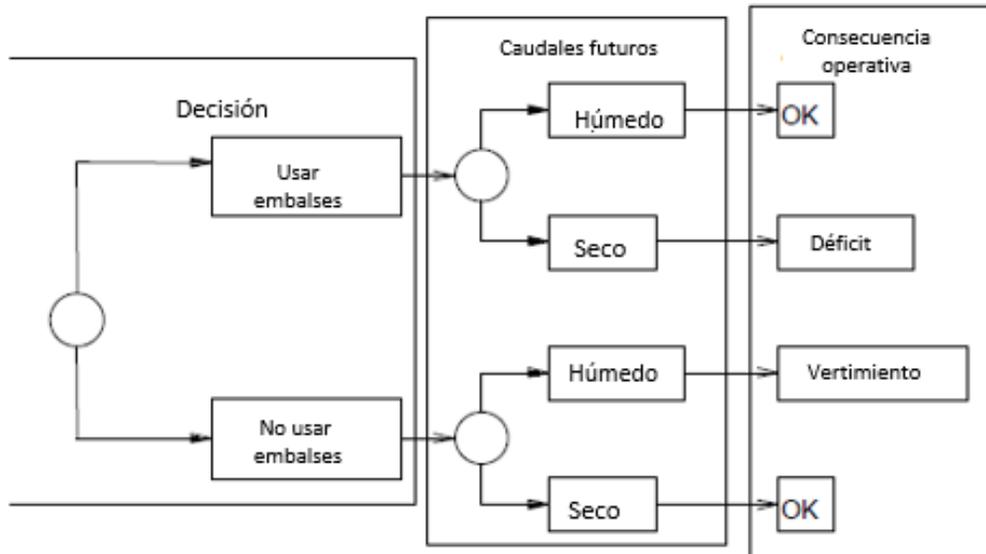


Figura 2-4: Proceso de decisión para Sistemas Hidrotérmicos. Adaptado de Pereira et al. (1998).

Según lo anterior se origina un *trade off* entre los costos inmediatos de operación y los costos futuros (Figura 2-5), en donde mientras más agua quede retenida en el embalse aumenta el costo inmediato y disminuye el costo futuro.

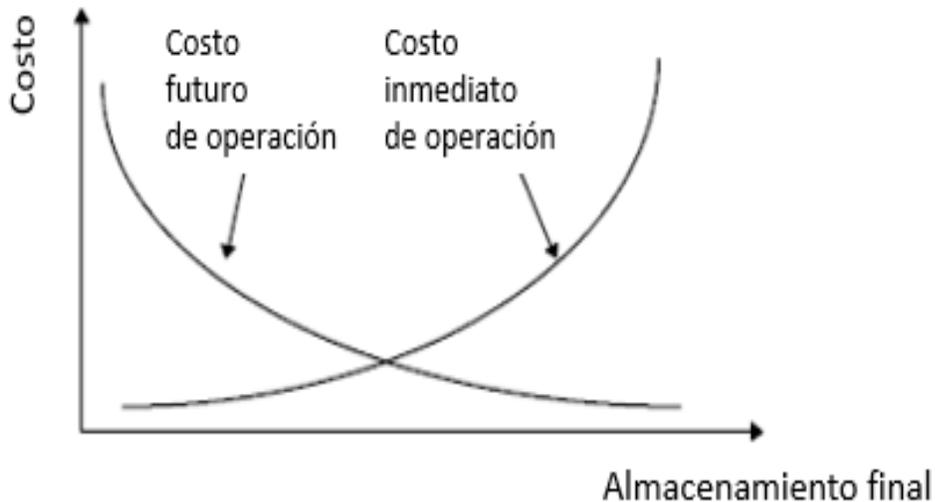


Figura 2-5: Costos futuros versus costos inmediatos. Adaptado de Pereira et al. (1998).

Para enfrentar este problema el Coordinador Eléctrico Nacional, operador del sistema eléctrico, utiliza una estrategia de optimización denominada Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) (Pinto & Pereira 1985, 1991), que es un método de solución de un problema de optimización multietapa que consiste en separar los costos actuales de los costos esperados en el futuro (función de costo futuro, FCF), resolviendo en cada etapa (típicamente mensual) el siguiente problema de minimización de costos:

$$\alpha_t^*(X_t) = E_{q_t} \left(\min_{U_t} \left[C_t(U_t) + \frac{1}{\beta} \alpha_{t+1}(X_{t+1}) \right] \right) \quad (2-1)$$

s.a.

$$\begin{aligned} X_{t+1} &= f(X_t, A_t, U_t) \\ g_{t+1}(X_{t+1}) &\geq 0 \\ h_t(U_t) &\geq 0 \end{aligned}$$

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

Dónde:

X_t : Estado del sistema al inicio de la etapa t

A_t : Caudal de entrada durante la etapa t

U_t : Vector de decisión para la etapa t

$C_t(U_t)$: Costo de operación actual asociada a la decisión U_t

$E(\%)$: Valor esperado

T : Horizonte de planificación

$\alpha_t^*(X_t)$: Costo futuro esperado de planificación desde la etapa t hasta el fin del horizonte

β : Factor de descuento

$f(X_t, A_t, U_t)$: Ecuación de transición del sistema

$g_{t+1}(X_{t+1})$: Set de restricciones asociadas al tiempo t+1

$h_t(U_t)$: Set de restricciones asociadas a la variable de decisión

En el caso particular de sistemas hidroeléctricos, el estado del sistema tiene relación con el volumen embalsado, la decisión corresponde al caudal a entregar y, en caso necesario verter, los costos son asociados a la generación térmica, la ecuación de transición del sistema es el balance de masa del embalse, mientras que las restricciones restantes tienen relación con la capacidad del embalse y el caudal turbinable.

El método aproxima las FCF mediante funciones lineales por partes (Figura 2-6), donde cada recta es conocida como un "corte", cuyos coeficientes son las restricciones del problema dual de optimización que sirve para calcular el costo futuro. Es un método iterativo que se inicia en la última etapa del horizonte, ya que en ella no se tiene un costo futuro (o éste es conocido), en que finalmente se escoge la envolvente superior de las rectas (cortes) para definir la FCF. En el caso estocástico, el problema se repite para cada escenario hidrológico, generando un segmento lineal por cada uno de ellos.

El modelo de programación de largo plazo (PLP) del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) utiliza esta estrategia para resolver el problema de planificación del uso del agua embalsada. Como se menciona la hidrología es una fuente de incertidumbre dentro del problema, el tratamiento a ésta que realiza el coordinador es el de considerar la serie histórica como hidrología representativa para el cálculo de la FCF (para la formación de escenarios), tal como se menciona en Artículo 190 del D.S. N°327/1997: *"la estadística para los gastos afluentes en centrales hidroeléctricas deberá ser representativa de las respectivas centrales y considerar, como mínimo, una muestra de 40 años hidrológicos. Esta deberá ser actualizada periódicamente..."*. Se asume que 40 escenarios

hidrológicos históricos constituyen una estadística representativa, aunque en la práctica se utilizan más de 50.

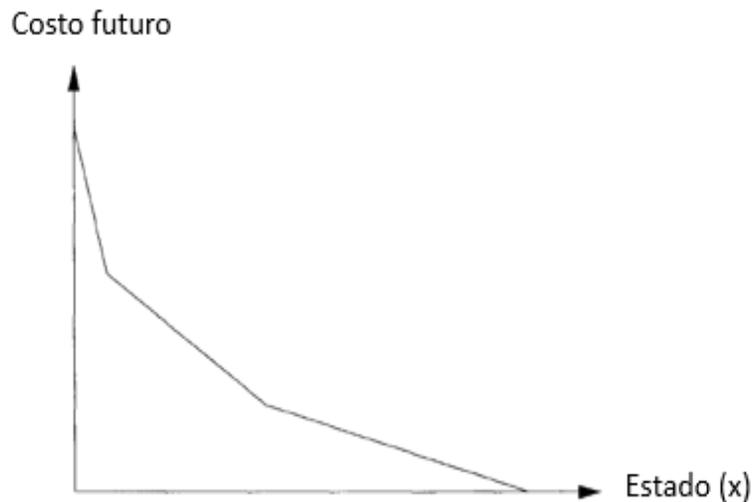


Figura 2-6: Aproximación lineal de la función de costo futuro. Adaptado de Pinto & Pereira (1989).

Complementarios con el PLP, existen otros modelos de coordinación, que poseen diferentes horizontes de evaluación, como por ejemplo la programación de corto plazo (PCP) que entrega la generación horaria de centrales hidroeléctricas dentro de un horizonte semanal. PCP utiliza las FCF elaboradas por PLP como condición de borde para informar de los costos futuros de las decisiones semanales.

2.4. Software AMEBA

Para realizar las simulaciones se utiliza el software AMEBA (www.ameba.cloud), que es una plataforma desarrollada por la empresa *SPEC Energy Consulting*, para el estudio de sistemas energéticos. El procesamiento de los datos se realiza en servidores externos (Cloud).

El programa es capaz de realizar simulaciones a distintas escalas de tiempo (de minutos hasta años), además de modificar la cantidad y duración de los bloques de demanda junto con la estructura de formación de escenarios, además se pueden incluir distintos tipos de centrales, incluyendo proyectos futuros, ingresando la fecha de su puesta en marcha, para así realizar mejores proyecciones.

En el presente trabajo se utiliza el modelo de coordinación hidrotérmica (problema de largo plazo) el cual incluye una red simplificada del Sistema Eléctrico Nacional con 13 embalses (Tabla 2-2), 624 generadores y 58 barras, incluye además proyecciones de demanda, precios de combustibles y convenios de riego. El detalle de las centrales hidroeléctricas del modelo se presenta en el Anexo 1. Este modelo permite la formación de diferentes FCF de los embalses, alterando la hidrología con la que se forman los escenarios (etapa de planificación), además permite simular el sistema bajo diferentes hidrologías futuras utilizando las FCF obtenidas (etapa de operación).

El software AMEBA cuenta con dos metodologías para utilizar la FCF obtenidas bajo distintos escenarios, el método *Average* y *Max*, la primera de ellas utiliza el promedio de los coeficientes de las restricciones generadas por cada escenario hidrológico en la función objetivo (2-1) del problema de optimización, es decir, considera equiprobable cada segmento lineal generado por los escenarios hidrológicos. Esta es la metodología utilizada por el modelo PLP del CEN. Por otra parte la metodología *Max*, si bien comparte los cortes de cada hidrología utiliza solamente la envolvente superior (el máximo de estos), en la función objetivo del problema, esto implica que se considera un escenario más conservador con respecto a la disponibilidad de agua. Es importante recalcar que en ambos casos, para todas las hidrologías consideradas en la simulación de la operación, se utiliza la misma FCF como condición de borde.

Tabla 2-2: Embalses Modelados en red simplificada del SEN.

Embalse	Capacidad (Mill de m ³)	Volumen mínimo (Mill de m ³)
Emb_Laguna_del_Maule	1453.4	0.0
Emb_Laguna_Invernada	174.7	4.7
Emb_Melado	133.6	106.6
Emb_Colbun	1553.2	381.6
Emb_Pilmaiquen	281.4	0.0
Emb_Polcura	1.1	0.3
Emb_Pangue	72.0	30.8
Emb_Angostura	112.6	105.8
Emb_Ralco	1173.3	409.4
Emb_Canutillar	1065.4	89.9
Emb_Rapel	563.2	272.3
Emb_Machicura	17.7	7.1
Emb_Laguna_del_Laja	5585.9	261.9

2.5. Simulaciones bajo escenarios de megasequía, Orellana (2017)

Orellana (2017) modela el Sistema Eléctrico Nacional simplificado, levemente diferente al de la presente memoria, bajo los diferentes escenarios de megasequía generados, realizando dos tipos de simulaciones: estocásticas y determinísticas, cada una con un horizonte de 15 años (2018-2032). Se utilizaron etapas mensuales, bajo los precios de combustibles y demanda obtenidos a partir del software AMEBA.

Para las simulaciones determinísticas, es decir, con información perfecta acerca de los caudales futuros, se utiliza el modelo *Default* de AMEBA en la cual se ingresa una serie a la vez y se simula el Sistema Eléctrico obteniendo resultados de volúmenes de embalses, generación hidroeléctrica y costo marginal. Para el caso estocástico se utiliza el algoritmo PLP del software, en el cual se ingresan todas las series de megasequías a la vez, junto con dos series de hidrología histórica (1961-1975, 2000-2015), todas ellas son consideradas como escenarios futuros hidrológicos equiprobables para posteriormente realizar la simulación bajo cada uno de estos escenarios futuros, al igual que en el caso anterior se extraen los resultados de los indicadores mencionados.

3. Metodología

En la Figura 3-1 se presenta la metodología general utilizada en el presente Trabajo de título.

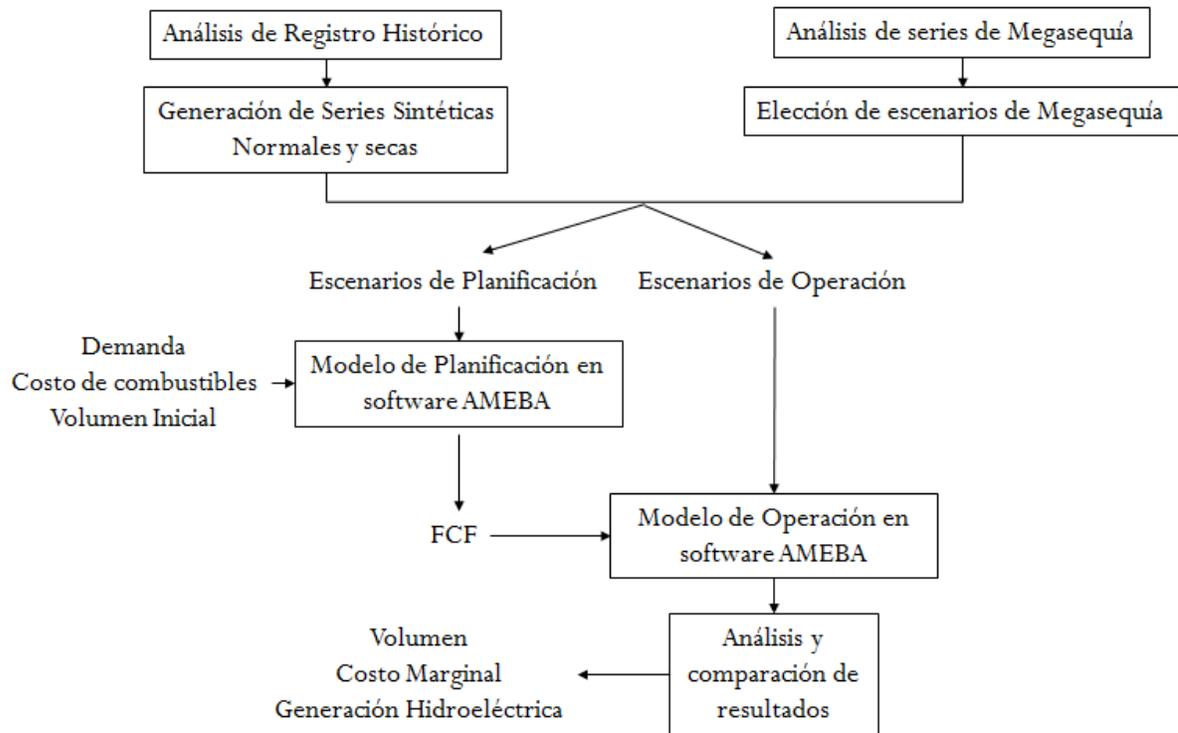


Figura 3-1: Metodología general del Trabajo de Título.

Esta básicamente consta, en una primera parte, del análisis del registro histórico para la generación de series con características normales y secas, y el análisis de las series de megasequías generadas por Orellana (2017). A partir de éstos se generan dos tipos de series sintéticas de caudales, de planificación y de operación, el primero de ellos sirve para obtener las funciones de costo futuro (FCF) del sistema, los segundos se utilizan para simular el Sistema Eléctrico bajo las distintas FCF generadas y obtener los resultados de volumen, costo marginal, generación hidroeléctrica y costo total. Finalmente se analizan los resultados y las diferencias entre las operaciones definidas.

A continuación se presenta el detalle de la metodología previamente descrita.

3.1. Generación de series sintéticas

Para la presente memoria se utilizan tres tipos de series hidrológicas sintéticas: normales, secas y de megasequía. Las series hidrológicas con características normales (similares al registro histórico) y secas (leve déficit con respecto al registro histórico) son generadas como parte de este trabajo, mientras las series de megasequía utilizadas fueron tomadas de Orellana (2017).

La metodología a utilizar para la generación de series con características normales es el método de modified Fractional Gaussian Noise (Kirsch et al. 2013), mientras que para

las series con características secas se utiliza la modificación propuesta por Herman et al. (2016), ambas presentes en el capítulo de Revisión de Antecedentes, a continuación se presenta la metodología aplicada para generar las series.

El método se inicializa ordenando de forma matricial el registro histórico, en este caso cada uno de los afluentes a las centrales, en donde las filas (i) corresponden a los años del registro y las columnas (j) a las semanas del año (para el trabajo se consideran un total de 48 semanas).

Posteriormente, dado que el método asume que la distribución de una semana dada para los diferentes años del registro es lognormal (o normal), se normalizan los datos restando cada valor por el promedio (μ_j) y dividiendo por la desviación (σ_j) de cada semana respectiva (cada columna de la matriz), con la matriz normalizada histórica (Z_H) se procede a calcular la matriz de correlación histórica (P_H) entre las diferentes semanas del año, esto se realiza mediante el comando *corr* de la herramienta computacional *Matlab*.

Para la creación de series sintéticas se crea una matriz (C) para cada central, análoga a la matriz del registro, pero la cantidad de filas corresponden al número de años a generar (en este caso particular son cinco años). Posteriormente se realiza un muestreo aleatorio de la matriz Z_H para asignar valores a la matriz C , ecuación (3-1). Para mantener la correlación temporal y espacial se mantiene la semana de muestreo con respecto a la del registro histórico, es decir, para generar la semana j se utiliza la semana j de cualquier año del registro. Por otra parte, la correlación espacial se logra manteniendo el año de muestreo para cada una de las diferentes estaciones utilizadas, es decir, si para una central utilizo el año “ i ” para una semana dada, para todas las demás centrales utilizo el mismo año “ i ”. Para lograrlo se genera una matriz (M) de números aleatorios entre 1 y la cantidad de filas de la matriz del registro histórico y de dimensiones iguales a la matriz C . Esta matriz se mantiene constante para cada una de las centrales a las cuales se le generan series sintéticas.

$$C(i, j) = Z_H (M(i, j), j) \quad (3-1)$$

Se utiliza la descomposición de Cholesky, dado que la matriz P_H es definida positiva, para descomponerla en matriz triangular inferior y superior, y luego multiplicar C por la matriz triangular superior, y así obtener una matriz (Z_s) que mantenga la correlación histórica entre semanas, además de la correlación temporal y espacial previamente mencionadas. Finalmente se aplica una desnormalización a los valores de la matriz y la función exponencial según corresponda, obteniéndose la matriz de series sintéticas (Z_{mod}).

Para lograr correlacionar la última semana del año con la primera del año siguiente Kirsch et al (2013) propone un manejo matricial, que se presenta en la Figura 2-1 y que consiste en realizar el mismo procedimiento descrito anteriormente, pero alterando el orden de las semanas, para así lograr obtener la correlación histórica entre la última semana del año y la primera del siguiente, que es incluida a la serie generada, realizando una concatenación de matrices. El manejo matricial descrito elimina un año

del registro histórico, pero dado que se cuenta con una gran cantidad de años (56 en el caso particular de las centrales al SEN), no se considera relevante.

Previo a la generación de las series sintéticas, se debe realizar un análisis del registro histórico de los afluentes a cada una de las centrales, cuyos datos fueron extraídos desde la base de datos del software AMEBA y de los caudales utilizados por el coordinador, ambos con registro entre los años hidrológicos 1960-1961 y 2016-2017 (un total de 56 años). Cabe recalcar que AMEBA realiza simplificaciones a la matriz energética del SEN agrupando ciertas centrales, por lo que el análisis se realiza para cada una de éstas, y consiste en estudiar los datos de afluentes y determinar incongruencias en sus datos o particularidades en donde haya que modificar la metodología propuesta. Es importante mencionar que durante toda la generación de series se trabaja con año hidrológico dividido en 48 semanas.

En base a lo anterior, se encontraron dos casos en los que se requiere modificar la metodología, el primero son las centrales en las cuales sus afluentes históricos se mantienen constante durante todo el registro, como es el caso de las centrales del norte del país Chapiquiña y Cavanha, la primera de ellas debido a que se encuentra regulada por un canal de riego. Para estas centrales se supone que sus escenarios, independiente de su característica hidrológica, mantendrán el mismo caudal constante que aparece en el registro histórico.

El segundo caso consiste en centrales con afluentes mensuales, es decir, que mantienen constante su caudal promedio semanal durante el mes (Esto debido a la falta de mediciones en el intervalo semanal). Es necesario adaptar la metodología debido a que la matriz de correlación semanal (P_H) deja de ser definida positiva en este caso, y por ende no se logra realizar la descomposición de Cholesky. Para solucionar este problema se calcula la correlación entre los diferentes meses del año (que si es una matriz definida positiva). El muestreo se sigue realizando de manera semanal para lograr mantener la correlación espacial con las demás centrales que poseen registro semanal de caudales. Estos valores semanales obtenidos se promedian para obtener un caudal medio mensual, que posteriormente es multiplicado por la correlación mensual histórica obtenida para así obtener el valor mensual, que se replica como caudal medio semanal.

Además, se adoptan ciertas simplificaciones propias de la metodología propuesta, como el supuesto de que la muestra de caudales medios semanales en diferentes años distribuye de forma normal o lognormal. Esto es comprobado realizando un test de normalidad con un nivel de significancia del 5% (*Kstest* en *Matlab*) a cada una de las semanas de las diferentes centrales del sistema modelado, tanto para los valores como para el logaritmo de éstos, para determinar cuál de las dos distribuciones se ajustan mejor al conjunto de datos. El procedimiento es verificado realizando un análisis de frecuencia y realizando un ajuste visual de los datos.

La modificación propuesta por Herman et al. (2016), que es utilizada para generar los escenarios con características más secas, requiere que el año de muestreo sea igual para cada una de centrales para así mantener la correlación espacial, es por ello que es

necesario calcular los años que tuvieron características más secas del registro histórico y que sean comunes para los diferentes lugares donde se ubican las centrales.

Para calcular los años secos se utiliza el indicador de Standardized Streamflow Index (SSI) propuesto por McKee (1993) y calculado por Orellana (2017) para las diferentes cuencas y zonas homogéneas (Rubio & McPhee 2010) del país. Estos años definidos como secos son, en términos generales, comunes para las zonas definidas. En el caso de que los años no coincidan entre las zonas, se privilegian los años de aquellas que posean una mayor capacidad hidroeléctrica instalada acorde a la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Porcentaje de capacidad instalada por región.

Región	Porcentaje (%)
Arica y Parinacota	0.2
Tarapacá	0.1
Atacama	0.1
Coquimbo	0.4
Valparaíso	3.1
Metropolitana	5.4
Gral. Bdo O'higgins	15.0
Del Maule	25.0
De Ñuble	0.3
Del Biobio	42.7
De los Ríos	1.8
De la Araucanía	1.2
De los Lagos	4.6

Los parámetros utilizados para la metodología de Herman et al. (2016) son $p = 0,1$ y $n = 2$, lo que quiere decir que se utiliza el 10% de los años más secos del registro histórico (un total de 6 años) y se encuentran dos veces en la matriz (se repiten una vez, pues ya se encuentran una vez en el registro ya que pertenecen a éste). Luego de esto la generación de series sintéticas sigue la misma metodología que el caso propuesto por Kirsch et al. (2013). Cabe destacar que no se utiliza la modificación de estadísticos propuesta por este autor, pues para las series normales no son requeridas y para las series secas se utiliza el método propuesto por Herman et al. (2016).

Como se menciona anteriormente se generan escenarios de planificación y operación los cuales son explicados con más detalle a continuación.

3.1.1. Escenarios de Planificación

Estos escenarios son utilizados para la determinación de las FCF y son creados a partir de dos series de caudales con resolución semanal. La primera de ellas corresponde al registro histórico de las centrales y posee una longitud de 56 años, la segunda es una serie sintética con características de sequía generada a partir de la metodología de Herman et al. (2016) con un registro de 55 años. Estas dos series son utilizadas con el

fin de realizar un símil entre la hidrología histórica y una nueva hidrología de longitud parecida, pero con tendencias más secas.

Para formar escenarios a partir de estas dos series hidrológicas se utiliza la opción de AMEBA *SDDP with Rotation*, que consiste en concatenar años consecutivos de longitud igual al horizonte que se desea, en este caso 5 años. Y que comienzan con cada uno de los años, es decir, se generan 56 escenarios en el caso histórico y 55 para el caso sintético. La metodología de formación de escenarios se ilustra en la Figura 3-2, en un caso simplificado donde se tienen 4 años de registro y 3 años de horizonte.

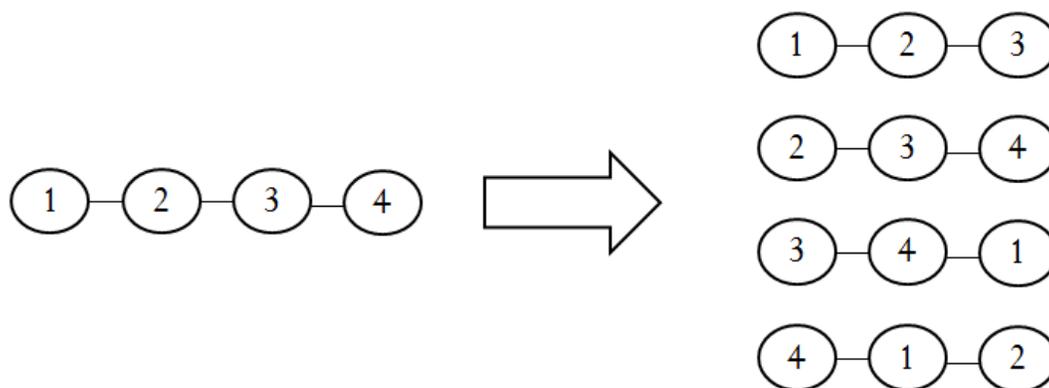


Figura 3-2: Formación de escenarios con metodología *SDDP with Rotation*.

3.1.2. Escenarios de Operación

Para los escenarios de operación, es decir, los utilizados para proyectar la operación del sistema bajo diferentes FCF, se utilizan un total de 26 escenarios, los que se dividen en 10 escenarios con características normales generados a partir de la metodología propuesta por Kirsch et al. (2013), 10 escenarios secos a partir de la metodología de Herman et al. (2016) y los 5 escenarios de Megasequía formulados por Orellana (2017), además se simula la megasequía histórica con registro entre 2010 – 2014. La longitud de cada serie es de 5 años y poseen una resolución semanal, iniciando en enero de 2019 y finalizando en diciembre de 2023, es por ello que se deben transformar las series generadas con las metodologías de año hidrológico a año calendario.

Como se menciona en el capítulo de Revisión de Antecedentes, las series de megasequía generadas por Orellana (2017), poseen una duración de 15 años, por lo que es necesario acortar su duración para tener el horizonte de 5 años utilizado para el presente trabajo. Esto se realiza agrupando 5 años consecutivos para lograr mantener la correlación temporal de cada una de las series y asegurando que mantengan las características esenciales descritas en el capítulo anterior, es decir, que la Sequía Tipo I tenga un déficit similar a la megasequía histórica, la sequía Tipo II sea más intensa, la sequía con final húmedo mantenga el último año con hidrología histórica del año 2002, la sequía inicial mantenga 3 años con características de megasequía y luego 2 años con características promedio del registro histórico, y la sequía final posea 2 años normales y luego 3 años con características de megasequía histórica.

3.2. Modelo de Planificación

Para la fase de planificación, cuyo objetivo es obtener la FCF para el sistema modelado, en el software AMEBA se utiliza el algoritmo PLP (el mismo utilizado por el CEN), con rotación de escenarios tipo SDDP (*SDDP with Rotation*), para crear los escenarios hidrológicos.

La configuración utilizada para el modelo de planificación se presentan en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2: Configuración para modelación en fase de planificación.

Start Time	01-01-2019- 00:00
End Time	01-01-2024- 00:00
Etapas	Mensual
Bloques por etapa	6 Bloques por etapas, separados en nocturnos y diurnos, siguiendo la curva de demanda

Además la cantidad de iteraciones utilizadas para el cálculo de la FCF en el software AMEBA (configuración PLP) es de 20.

Como se observa en la Figura 3-1, el modelo utiliza como inputs los precios de combustibles, proyecciones de demanda y volumen inicial de los embalses. Estos fueron obtenidos a partir de la base de datos del software AMEBA, además se impone un volumen final como condición de borde hacia el final del horizonte para cada uno de los embalses presentes en el modelo.

Como resultado de esta modelación se obtiene la FCF del sistema para las dos hidrologías trabajadas, esta corresponde a una función por cada etapa (mensual). La FCF es formada a partir de rectas (hiperplanos en el caso del sistema) y es entregada por el software AMEBA mediante dos valores, uno propio de cada embalse del sistema (Tabla 2-2) que depende del volumen de éste y un valor independiente del volumen. Ambos varían en cada una de las rectas entregadas, cuya cantidad depende del número de iteraciones de la metodología PLP (un corte por iteración) y además de los escenarios hidrológicos que utilizados (uno por cada escenario). Al resultado obtenido por el software, es necesario ajustarle una tasa de descuento mensual, para obtener el valor presente de la función de costos en las etapas futuras.

3.3. Modelo de Operación

En este caso se utiliza las FCF obtenidas en la etapa anterior, las cuales son cargadas a la simulación, para posteriormente simular a futuro la operación bajo los escenarios hidrológicos mencionados. Cabe destacar que en este caso, los escenarios futuros son diferentes a aquellos utilizados en la fase de planificación. Esto para reflejar el desempeño esperado del sistema a futuro (en los indicadores definidos) en escenarios que no son cocidos por el planificador al momento de determinar la FCF. Se considera que esta metodología en dos partes (planificación – operación) es representativa del proceso actual que realiza el CEN para la operación del agua embalsada.

Para ello se debe utilizar la configuración *Default* de AMEBA con la opción de corridas secuenciales (*Run sequentially*) El método *Run sequentially* consiste en dividir el horizonte de evaluación en sub-horizontes de menor plazo que se van conectando entre sí mediante el traspaso de condiciones iniciales de una etapa a la siguiente, una vez recorrido todo el horizonte se concatenan resultados. Además se consideran caminos independientes (simulaciones determinísticas) y durante cada etapa se considera la FCF como condición de borde. En este caso, no se consideran etapas futuras en la decisión (como *look ahead stages*), es decir, la decisión se toma considerando solo las etapas del sub- horizonte a analizar.

Los parámetros para la operación son los presentados en la Tabla 3-2, además se utilizan los mismos precios de combustibles, demanda y volumen inicial que en el caso de planificación. Por temas de costo computacional las simulaciones se realizaron agrupando ciertos escenarios hidrológicos futuros, para ello se utiliza la estructura de escenarios *Independent* del software AMEBA, esta opción simula de manera independiente cada hidrología futura.

Como se explicó anteriormente, AMEBA cuenta con dos metodologías para utilizar las FCF, el método *Max* y *Average*. Dado que la metodología de Herman et al. (2016), propone una alteración en la hidrología en promedio y solamente un leve aumento en la intensidad de los años secos, se considera los resultados de las FCF *Average* como los principales del trabajo, no obstante se presentan ciertas comparaciones en algunos indicadores con respecto a la metodología *Max* para observar las diferencias entre los métodos. Adicionalmente, cabe mencionar que la metodología *Average* es la utilizada por el CEN en la determinación de la operación, por lo que se considera la más representativa de la realidad del sistema eléctrico chileno.

Los resultados obtenidos se presentan en resolución mensual, y corresponden a costos marginales, volumen de los embalses y generación hidroeléctrica del sistema. Además se presenta una comparación entre los costos totales de generación para cada uno de los escenarios estudiados. Junto con eso se presenta la evolución de volumen de los 4 embalses principales del modelo (mayor capacidad instalada) el embalse Ralco, Colbún, Laguna del Laja y Laguna del Maule.

Los gráficos de los resultados (que corresponden a 60 etapas) serán procesados eliminando las últimas 12 para evitar efectos impuestos por la condición de borde (Brigatto et al. 2017), que afecta su comportamiento promedio.

4. Resultados

En el presente capítulo se detallan los principales resultados del trabajo de título, se incluye las características de las series sintéticas hidrológicas generadas y las series de megasequía, los resultados de un caso simplificado del SEN y finalmente los resultados tanto del modelo de planificación como de operación del SEN, comparando las funciones de costo futuro, con ambas metodologías, en las diferentes hidrologías futuras.

4.1. Series sintéticas

Con la metodología propuesta para la realización de series sintéticas se generan las hidrologías para la planificación y la operación.

Para el caso de las series de planificación se utilizan dos, una corresponde al registro histórico, y la otra es una de serie sintética generada de caudales medios semanales de 55 años de longitud para cada central. Esta última posee características más conservadoras con respecto a la hidrología histórica, como se observa en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Características de hidrología sintética para modelo de planificación.

	Histórico	Sintético
Promedio (m^3/s)	42.56	38.67
Reducción (%)	--	9.1

Se presenta en la Figura 4-1, una comparación entre la hidrología histórica y sintética, tomando esta última como una hidrología histórica “alternativa” pero con características más secas. Luego se generan los escenarios de planificación como se menciona en el capítulo de Metodología (Figura 3-2).

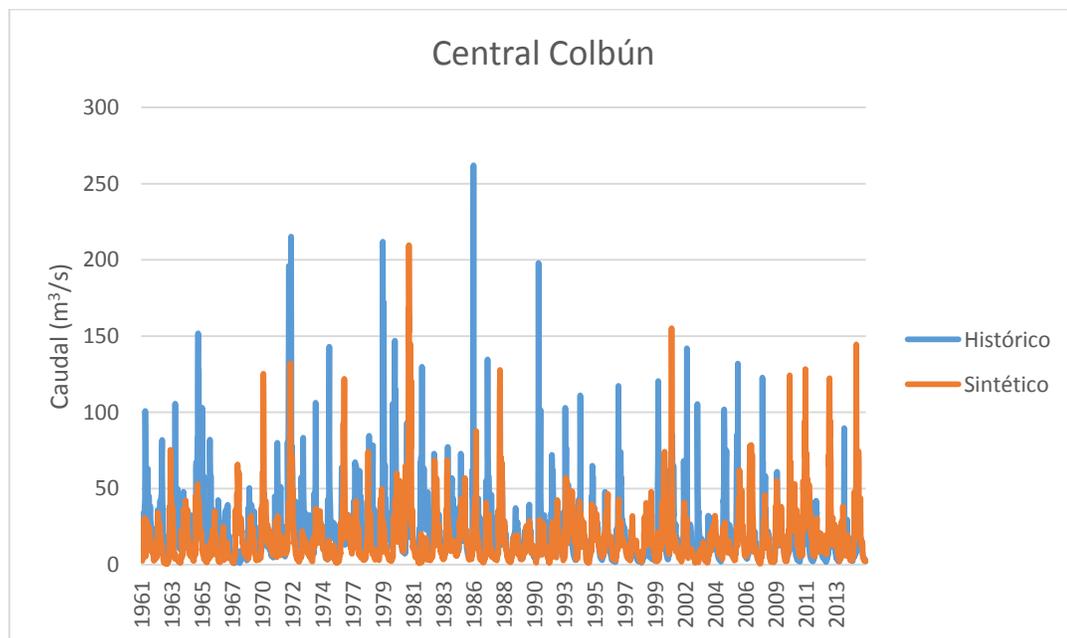


Figura 4-1: Hidrología histórica y sintética para central Colbún.

A modo de ejemplificar que la distribución sintética se asemeja a la histórica, salvo que posee tendencias de una hidrología más seca, se grafica el promedio semanal del afluente para la central Cipreses, en términos generales, el resto de las centrales se comporta de igual manera que la Figura 4-2.

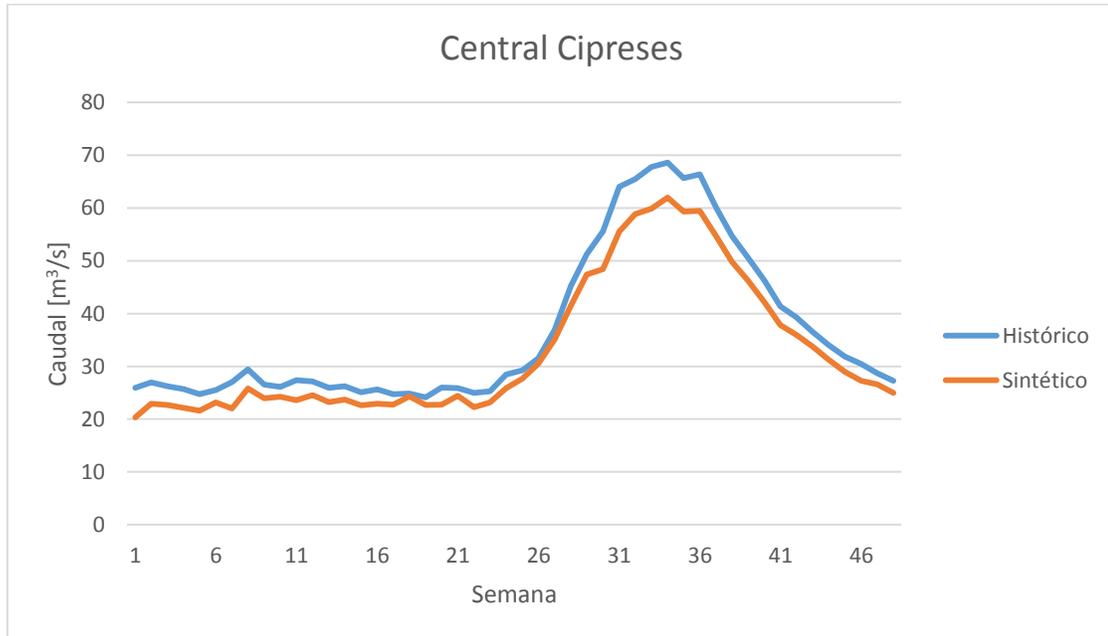


Figura 4-2: Series de Planificación para central Cipreses.

Para el caso de las series sintéticas de simulación de la operación, que corresponden a escenarios hidrológicos de 5 años de extensión, y cuyo objetivo es representar posibles series de caudales futuros se truncaron las series de megasequía generadas por Orellana (2017), manteniendo sus características principales. Además se agrega la Megasequía Histórica (MSH) con registro entre 2010-2014.

- Sequía Tipo I: Serie de sequía, que genera un déficit promedio del 25%, siendo levemente superior a la megasequía del registro histórico. En el trabajo se denomina como MS1.
- Sequía Tipo II: Serie de sequía más intensa que la megasequía histórica, alcanzando un déficit promedio de un 33%, posee una menor variabilidad que la serie anterior. En el trabajo se denomina como MS2.
- Sequía prolongada con final húmedo: Toma 4 años de la serie anterior y fuerza a que el último año tenga hidrología húmeda, utilizando la hidrología histórica del año 2002. En el trabajo se denomina como MS3.
- Sequía Inicial: Se toman 3 años iniciales con característica de megasequía histórica y los 2 años posteriores con hidrología normal, los primeros años poseen un déficit del 20%. En el trabajo se denomina como MS4.

- Sequía Final: Se toman los 2 años iniciales de hidrología con características del registro histórico y los 3 últimos años con característica de megasequía histórica, estos últimos con un déficit del 20% con respecto a la hidrología histórica. En el trabajo se denomina como MS5.

En la Tabla 4-2 se presentan para cada una las series generadas, tanto normales, secas, como las escogidas de megasequía, la variación con respecto al volumen histórico promedio. Cabe destacar que a pesar de que se fuerza a las series a tener una característica particular, esto es un proceso aleatorio. Es por ello que se generaron un mayor número de series y se consideran solo aquellas que cumplen las características por la que se generaron.

Tabla 4-2: Variación con respecto a la media histórica, del promedio de los escenarios hidrológicos de operación.

Escenarios Hidrológico de Operación	Variación c/r al promedio histórico (%)
Normal	1.2
Seco	-8.4
Megasequía	-19.0

En la Figura 4-3, Figura 4-4 y Figura 4-5 se muestran la variación con respecto al promedio histórico de las 10 series con características normales, las 10 series de sequía y las 6 de megasequía respectivamente.

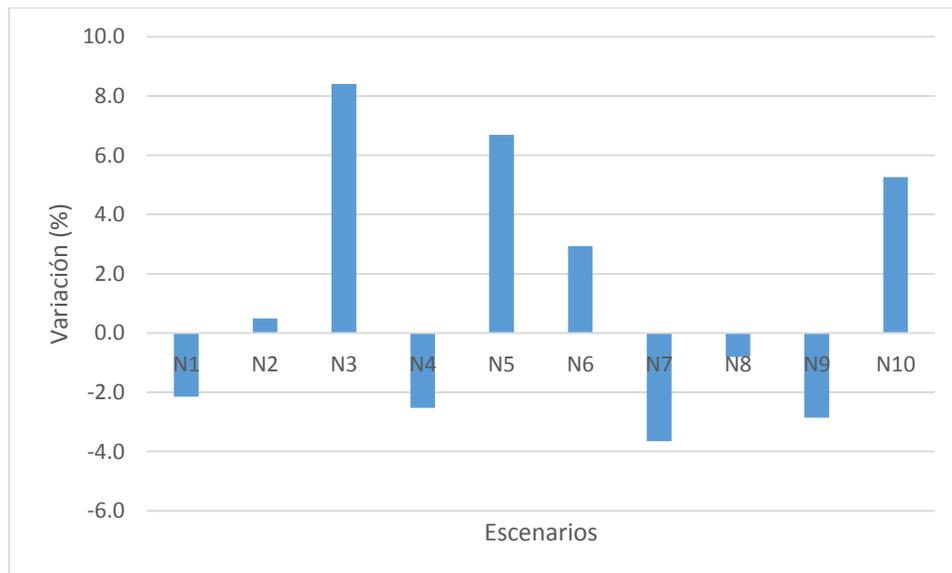


Figura 4-3: Resumen de escenarios normales generados para operación.

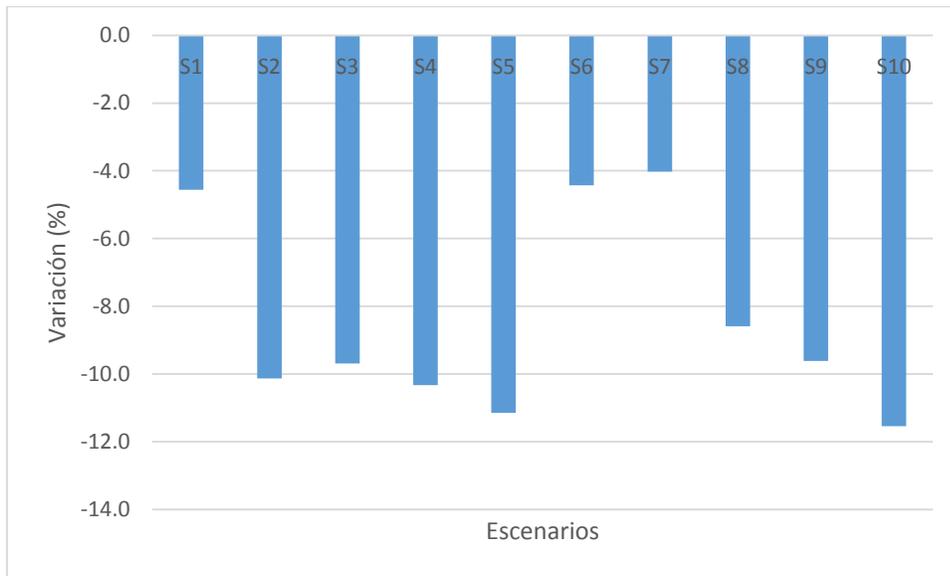


Figura 4-4: Resumen de escenarios secos generados para operación.

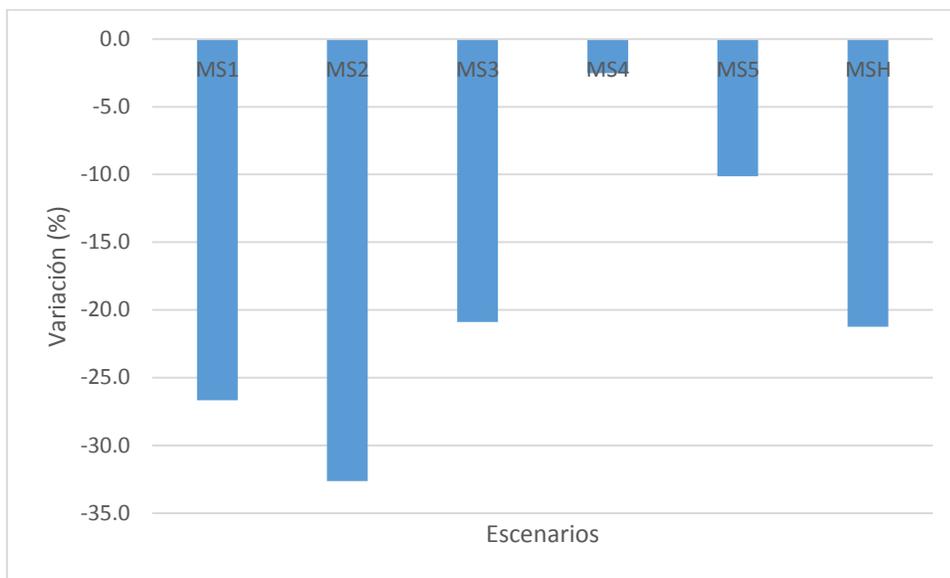


Figura 4-5: Resumen de escenarios de megasequía utilizados para operación.

Para efectos ilustrativos, en la Figura 4-6 se presentan los promedios mensuales para la central Laguna del Maule de un subconjunto de los 26 escenarios presentados anteriormente, con el objetivo de entender, en promedio, la distribución intra-anual y su variación con respecto a los promedios históricos. Se verifica que el resto de las series de las centrales tengan un comportamiento similar con respecto a su promedio histórico.

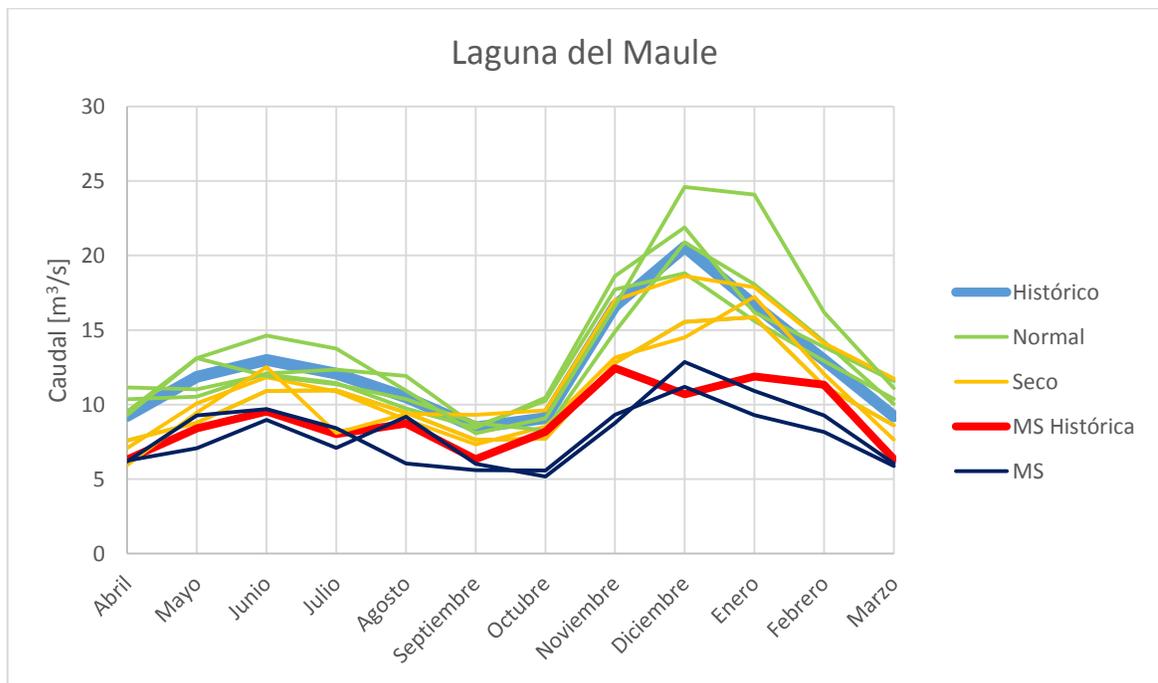


Figura 4-6: Series sintéticas de operación para Laguna del Maule.

4.2. Validación de series sintéticas generadas

Para validar el modelo de generación de series sintéticas se realizan dos test estadísticos, el primero de ellos el método de rank-sum (*ranksum* en *Matlab*) de igualdad de medias y el segundo un F-Test de igual de varianza (*vartest2* en *Matlab*). Ambas metodologías consisten en una comparación entre la serie generada y el registro histórico, el proceso se repite para cada una de las centrales. Los test estadísticos se realizan para la serie sintética sin variaciones, es decir, la metodología de Kirsch et al. (2013) sin variación en los estadísticos, pues la metodología de Herman et al. (2016) altera intencionalmente los estadísticos para que no sean iguales.

Para validar se utilizan 5 series de 500 años de longitud (Herman et al, 2016) para cada una de las centrales, luego se compara el valor del p-value para el caso del test *rank sum* con el valor de significancia previamente definida (0.05), para saber si cumple la hipótesis nula de que las muestras tienen igual media. Para el caso del F-test, si se obtiene el valor 1 se rechaza la hipótesis nula de que las muestras poseen igual varianza con un 5% de significancia, en caso de obtener 0 se acepta.

La metodología de igualdad de medias se comprueba en cada una las series de las diferentes centrales modeladas, a pesar de que existen valores muy cercanos al límite del p-value, no se encuentra un valor bajo éste. Para el caso del test de igualdad de varianza, existen ciertas centrales de menor capacidad con semanas que no se cumple el test, en particular, en las que se adaptó la metodología propuesta. Dado que son ciertas centrales con capacidad menor y es en semanas particulares, se valida la metodología propuesta.

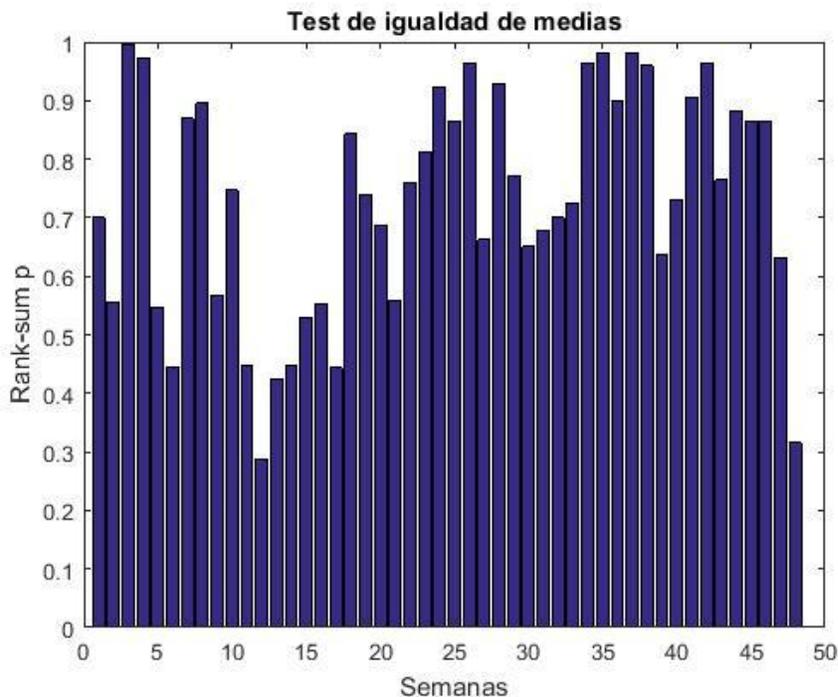


Figura 4-7: Test de igualdad de media para la central Ralco.

Cabe destacar que Orellana (2017) también realiza una validación de la metodología de series sintéticas mediante un error porcentual de medias respecto al promedio histórico y un factor de correlación r^2 entre la serie sintética y el registro histórico, validando la aplicación metodología a las centrales del SEN.

4.3. Modelación caso simplificado 2 barras

Para determinar parámetros tales como el horizonte de evaluación, cantidad de iteraciones del método, además de la efectividad del cambio de hidrología, se realizan pruebas en un sistema simplificado del SEN, que cuenta con 2 barras, un embalse y diferentes tipos de energía como se muestra en la Figura 4-8. El detalle del sistema se encuentra en el Anexo 2.

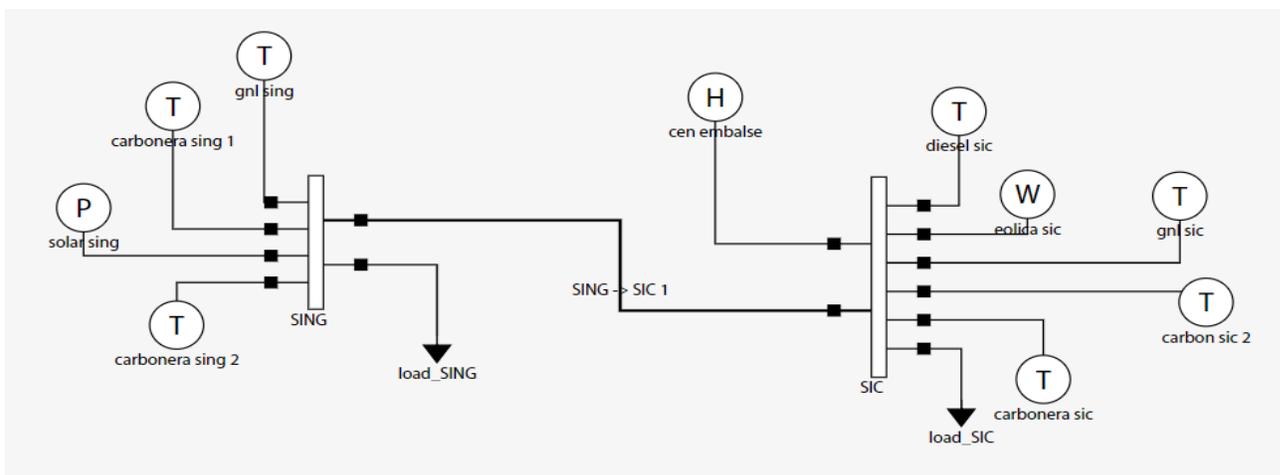


Figura 4-8: Diagrama de caso simplificado de 2 barras.

Para visualizar de mejor forma los resultados obtenidos se realiza un aumento a la eficiencia del generador (transformación de caudal a hidroelectricidad), para así incrementar el aporte hidroeléctrico en el sistema, que en condiciones normales de eficiencia es muy bajo, esto dado la demanda eléctrica del caso simplificado.

Se modela el embalse Laguna del Laja (características en Tabla 2-2), debido a su buena relación entre caudal afluente y volumen del embalse, que permite realizar una mejor planificación del caudal entrante y por ende notar mayor diferencia entre las dos FCF utilizadas. El horizonte de evaluación es de 5 años.

Las series utilizadas para la planificación corresponden a las presentadas en la sección 4.1 del trabajo de título pero para el caso particular del embalse del Laja (Afluente El Toro) y poseen las características de la Tabla 4-3.

Tabla 4-3: Escenarios de Planificación utilizado para caso simplificado de 2 barras.

Escenario Planificación	Caudal promedio (m ³ /s)
Histórico	62.1
Sintético	55.2

Utilizando el modelo PLP (beta), con rotación de escenarios y con 15 iteraciones del modelo, con ello se generan las funciones de costo futuro del sistema, que se muestran en la Figura 4-9, donde se observa que hasta el volumen 3600 m³ la FCF sintética tiende a almacenar una mayor cantidad de agua, esto debido a que se encuentra sobre la FCF Histórica y por ende valora más el futuro.

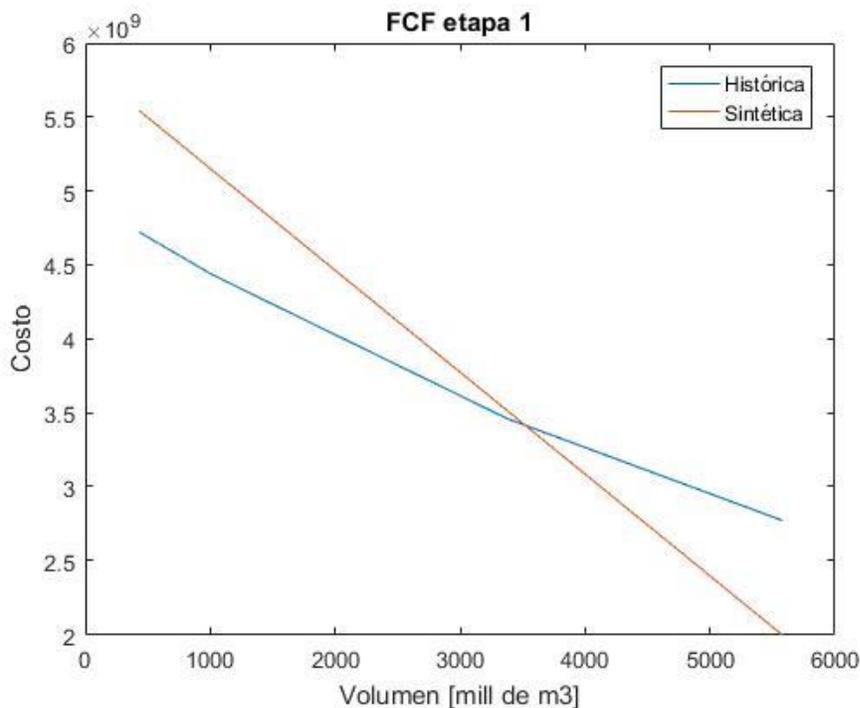


Figura 4-9: Función de Costo Futuro para embalse Laguna del Laja, bajo dos reglas de operación.

Además, se utilizan tres series sintéticas para simular el sistema, una de cada tipo (Normal, Seca y Megasequía), cuyas características se muestran en la Tabla 4-4 (caudal promedio y volumen afluente total en el horizonte de estudio), y son parte de las series de operación presentadas en la sección anterior. La metodología de FCF utilizada corresponde a la *Average*.

Tabla 4-4: Escenario de Operación utilizada en caso simplificado de 2 barras.

Escenario Operación	Caudal promedio [m3/s]	Volumen afluente (Mill de m3)
Normal	65.7	10359.6
Seco	55.8	8798.5
Megasequía	36.8	5802.6

En las Figura 4-10, Figura 4-11 y Figura 4-12 se presentan los resultados de Costo Marginal del sistema simplificado de 2 barras donde se comparan ambas FCF, la formulada a partir de hidrología histórica y a partir de hidrología sintética con tendencias secas. Se observa que la FCF Sintética mantiene constante los costos marginales en 50 USD/MWh durante la mayor parte del horizonte de evaluación para los tres escenarios hidrológicos, resultando de utilidad en cuanto a la planificación del sistema. Junto con eso se evitan peaks como los presentados en la Figura 4-12, en que el valor oscila de 35 USD/MWh hasta un máximo de 100 USD/MWh en el horizonte de evaluación, sin embargo el costo marginal promedio para los casos normales y secos, resultan mayores que para la FCF formulada a partir de escenario históricos.

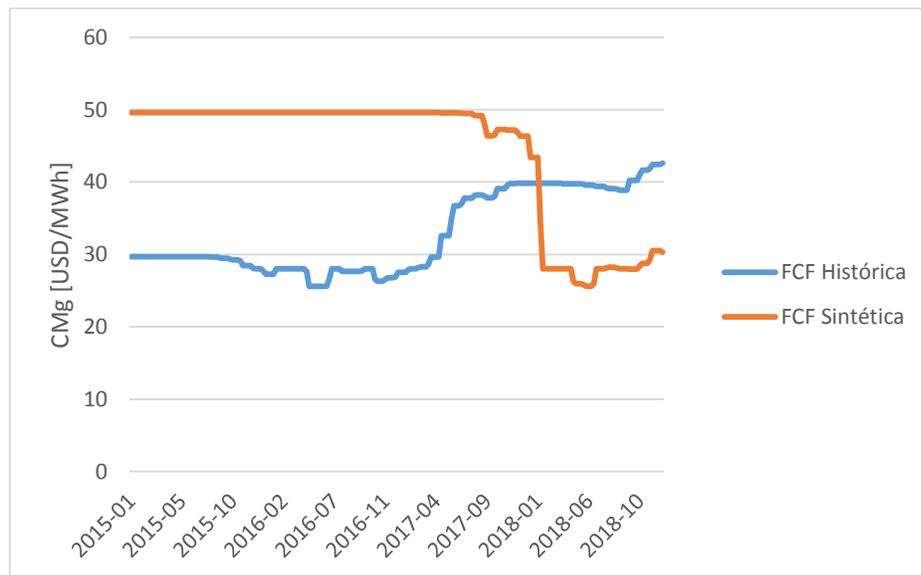


Figura 4-10: Costo Marginal caso simplificado de 2 barras, bajo escenario normal.

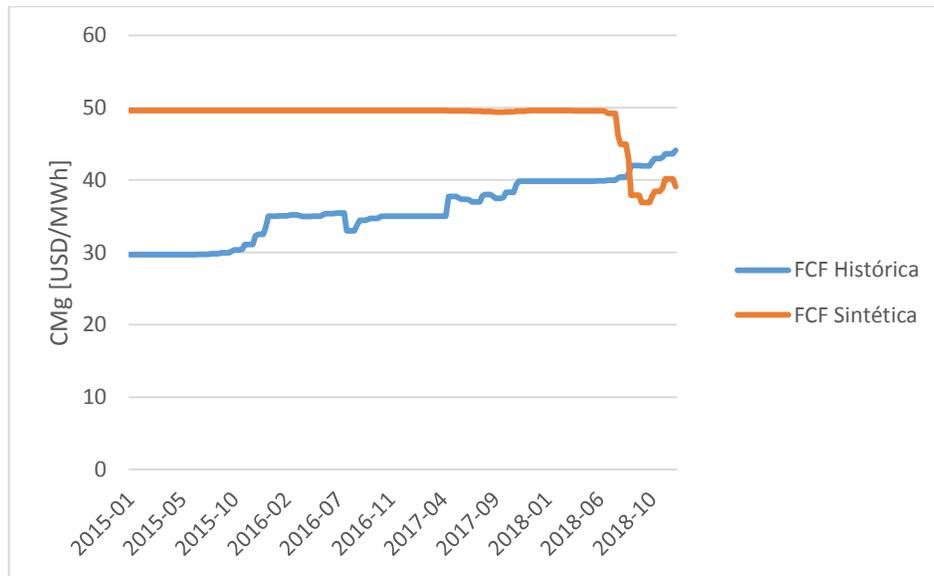


Figura 4-11: Costo Marginal caso simplificado de 2 barras, bajo escenario seco.

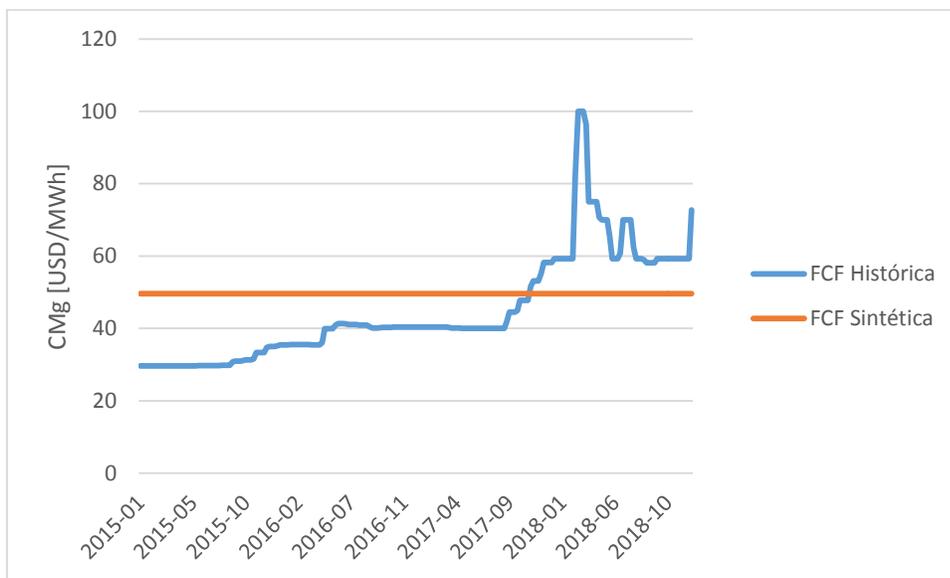
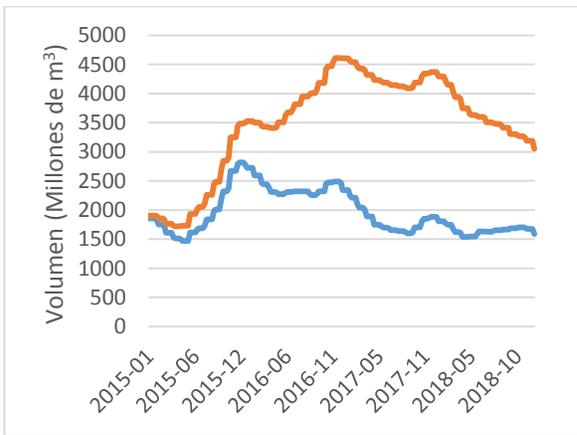
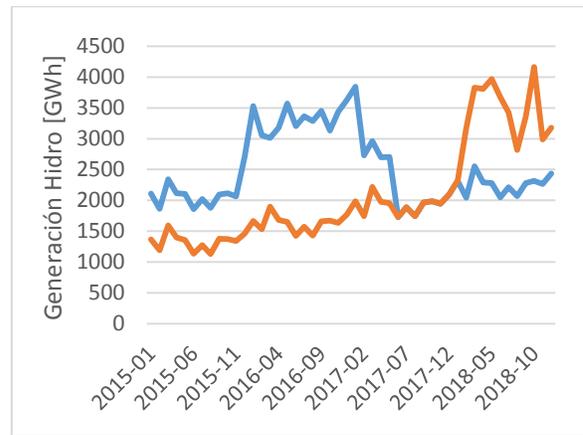


Figura 4-12: Costo Marginal caso simplificado de 2 barras, bajo escenario de megasequía.

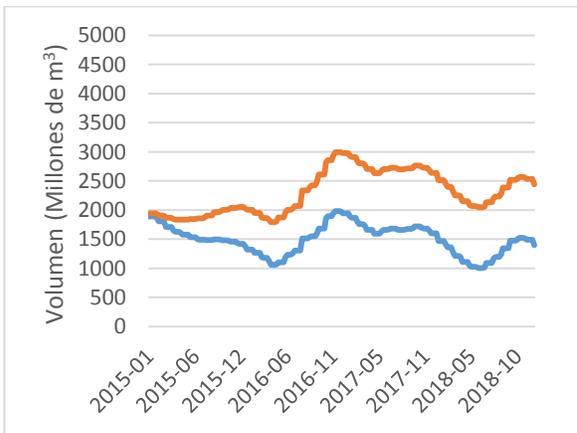
En la Figura 4-13 se aprecia la diferencia de volumen y generación entre las dos FCF utilizadas en el trabajo, se observa que claramente la FCF sintética tiende a almacenar una mayor cantidad de volumen para los tres escenarios utilizados, que se acentúa más en el escenario normal, lo que permite realizar una mejor planificación del recurso hídrico. Además con la FCF Sintética se evitan valores bajos de generación hidroeléctrica, como se observa en el escenario de megasequía.



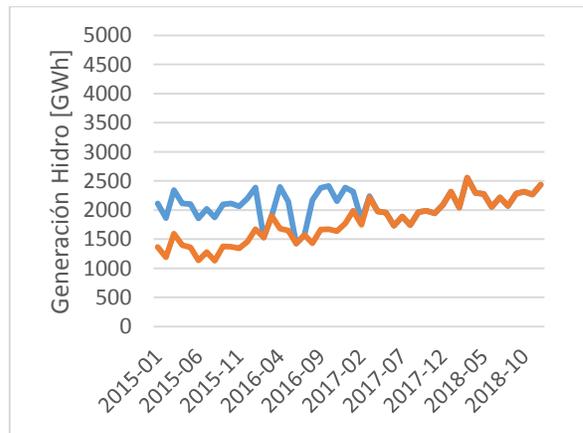
(a) Volumen, escenario Normal



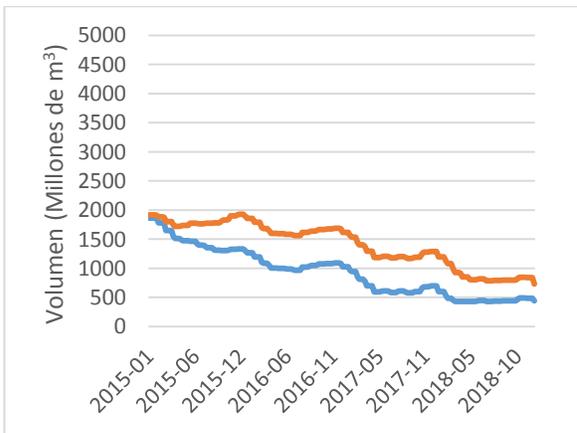
(b) Generación Hidroeléctrica, escenario Normal



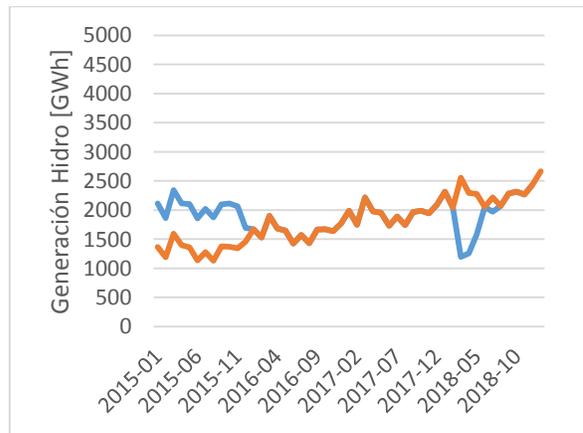
(c) Volumen, escenario Seco



(d) Generación Hidroeléctrica, escenario Seco



(e) Volumen, escenario Megasequía



(f) Generación Hidroeléctrica, escenario Megasequía

— FCF Histórica — FCF Sintética

Figura 4-13: Volumen embalsado y Generación hidroeléctrica para caso simplificado de 2 barras.

El caso 2 barras cumple su función de demostrar que la hidrología propuesta genera cambios en los indicadores definidos, además estos se observan en el horizonte definido de 5 años.

4.4. Fase de Planificación SEN

Una vez que se demuestra la utilidad de la hidrología sintética propuesta para el caso 2 barras y utilizando las series de caudales cuyas características se presentan en la Tabla 4-1, se modela el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) completo, descrito en la sección de Antecedentes, en la etapa de planificación para poder obtener las FCF del sistema. Se observa en la Figura 4-14 las iteraciones del modelo PLP, donde cada iteración produce un corte. La FCF Histórica del sistema completo corresponde a la envolvente superior de las rectas.

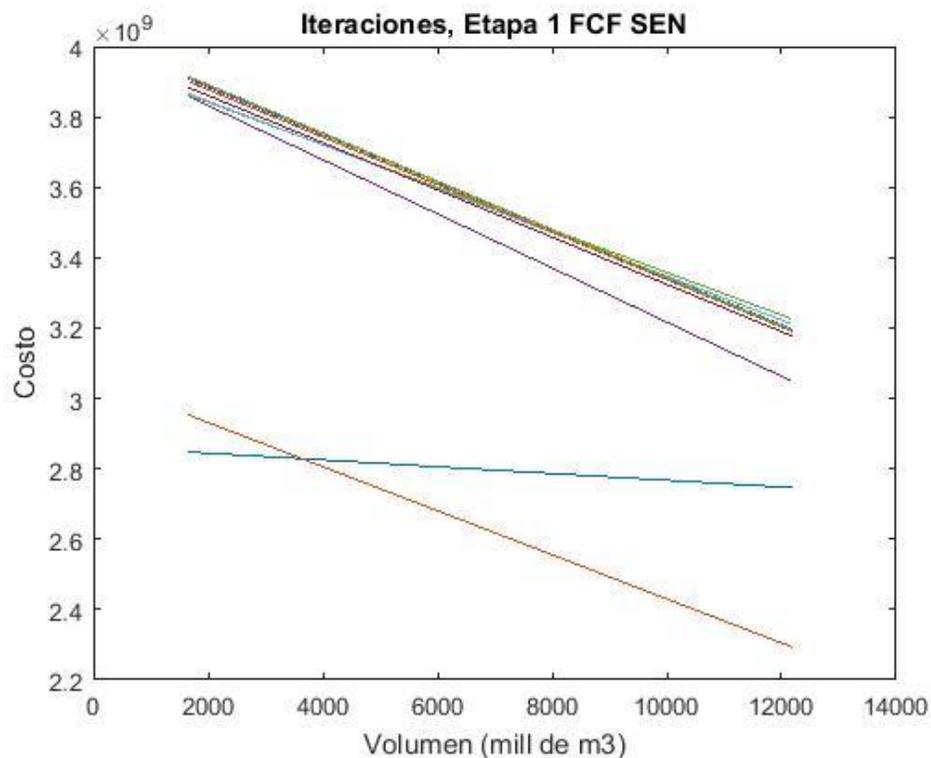


Figura 4-14: Iteraciones del PLP, para FCF Histórica, etapa 1

Se presenta en la Figura 4-15 los resultados de la Etapa 1 (enero 2019), donde se observa que la FCF Sintética queda por sobre la histórica en todo el dominio de volumen, lo que ocasiona que la regla de operación con hidrología sintética, siempre tienda a almacenar más agua al final de la etapa. Esto se puede observar más claramente en la Figura 2-5, donde sí se impone una función de costo futuro sobre la de la figura, como el caso analizado, la intersección con la curva de costo presente se dará en un volumen de agua mayor. Un factor a considerar en el valor almacenado es la pendiente de las FCF, que en este caso son prácticamente iguales. Cabe destacar que para las demás etapas analizadas las FCF del sistema se comporta de forma análoga.

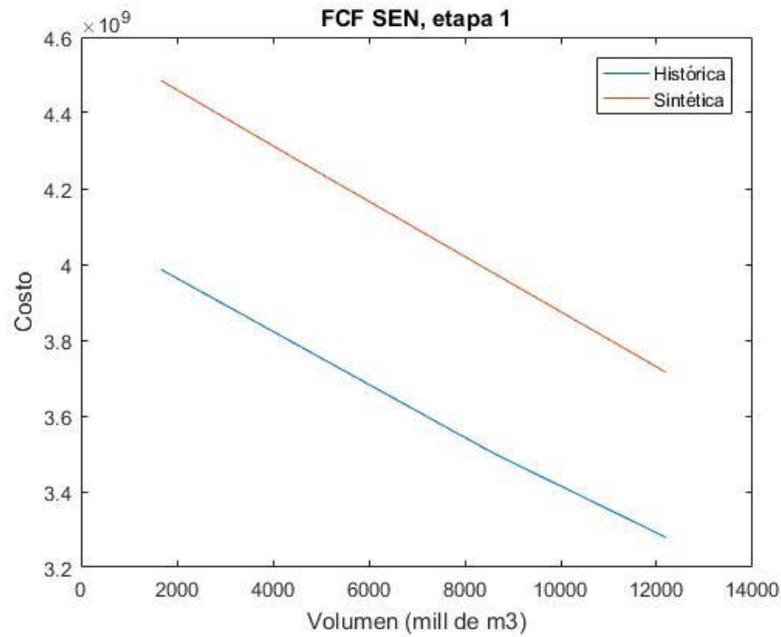


Figura 4-15: Función de Costo Futuro para el SEN, bajo dos reglas de operación.

4.5. Fase de Operación del SEN

A partir de las dos FCF determinadas en la etapa de planificación, se simula el sistema bajo los diferentes escenarios hidrológicos presentados en la sección 4.1. Se presentan los resultados gráficos para un escenario normal, uno de sequía y uno de megasequía, para observar las diferencias en términos generales, se comprueba que los demás escenarios de operación posean el mismo comportamiento, posteriormente se definen indicadores que comparan cada uno de los 26 diferentes escenarios hidrológicos.

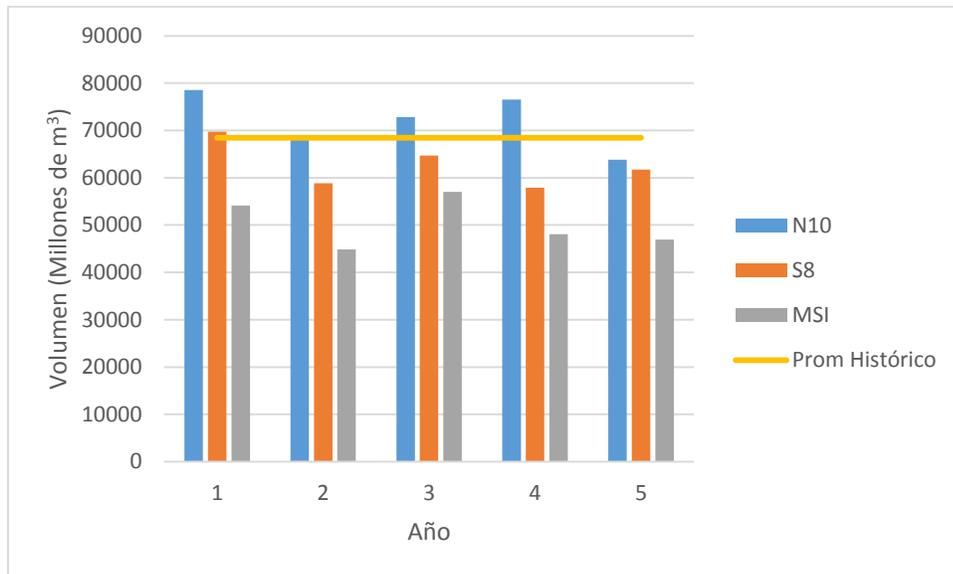


Figura 4-16: Escenarios Hidrológicos escogidos para gráficos.

En primera instancia se compara el método *Average* con el método *Max*, ambos descritos en la sección de Antecedentes, en términos del volumen total embalsado del sistema y costo marginal bajo los escenarios presentados en la Figura 4-16, en este caso particular se comparan bajo la FCF Histórica.

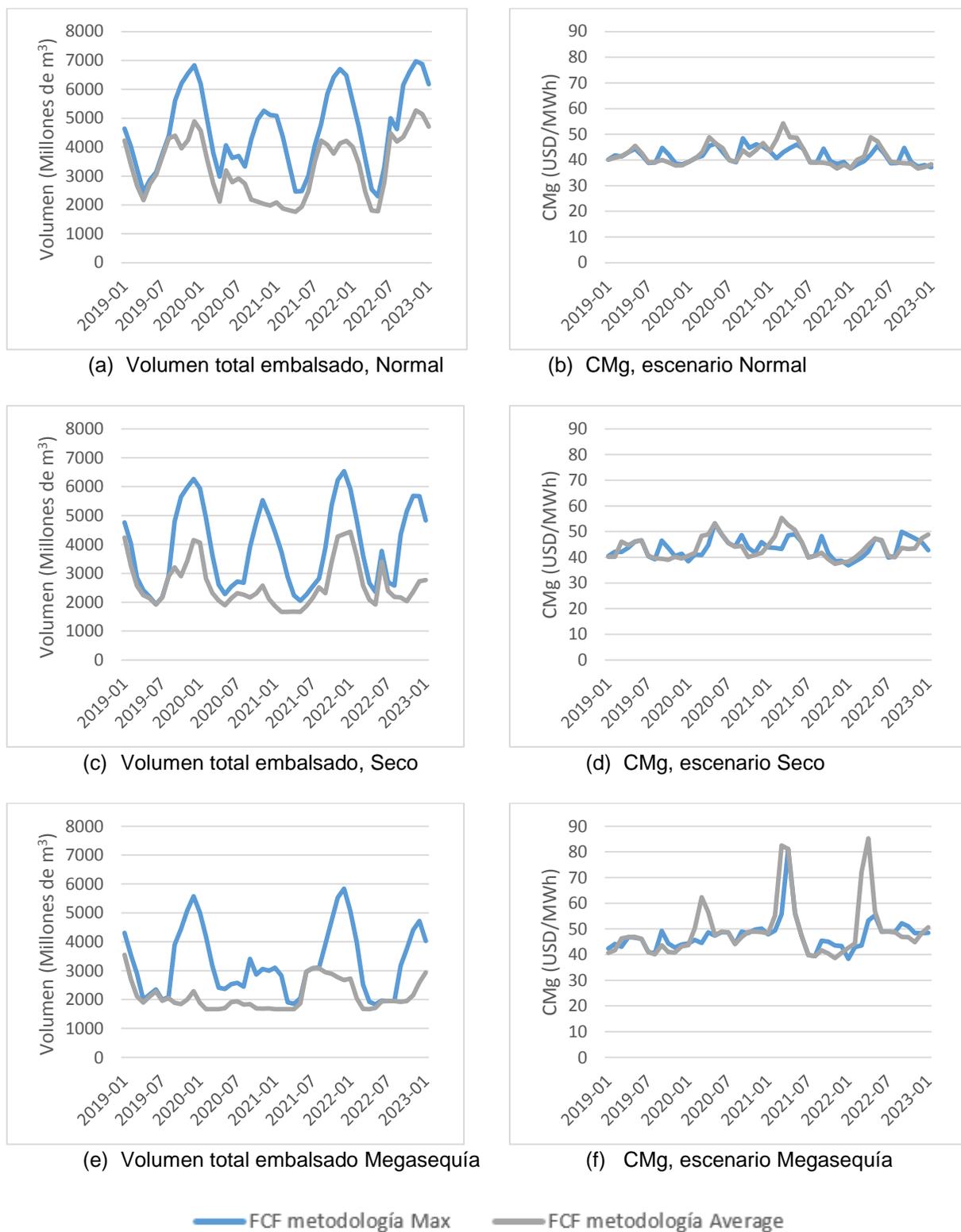


Figura 4-17: Comparación metodología Max y Average, bajo 3 escenarios hidrológicos.

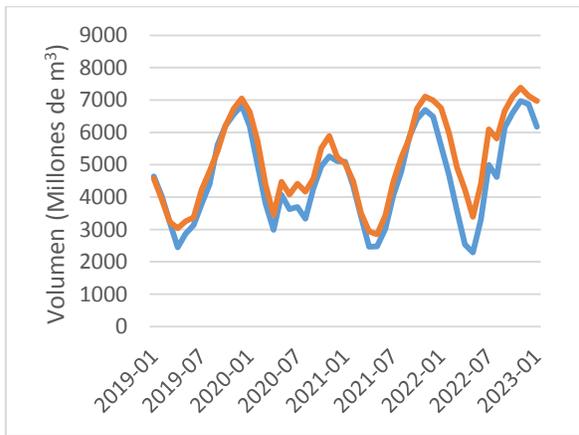
Podemos observar en la Figura 4-17 que la metodología *Max* tiende a mantener más volumen embalsado que la metodología *Average*, debido a que considera solamente el corte más desfavorable a partir de los diferentes escenarios hidrológico (envolvente superior de todos los cortes), es decir, el que más valora el futuro, esto por sobre la ponderación que ocurre en la metodología *Average*. Además se observa que la metodología *Max* tiende a mantener constante los valores de los costos marginales en relación con la metodología *Average*, lo que se aprecia más claramente cuando se simula en escenario de megasequía, donde se evitan importantes peaks de costo marginal.

Cabe mencionar que para los gráficos de volumen presentados en el trabajo de título (como la Figura 4-17), AMEBA considera el volumen final como el valor asociado a cada etapa, el volumen inicial al inicio del periodo se impone igual para cada una de las simulaciones.

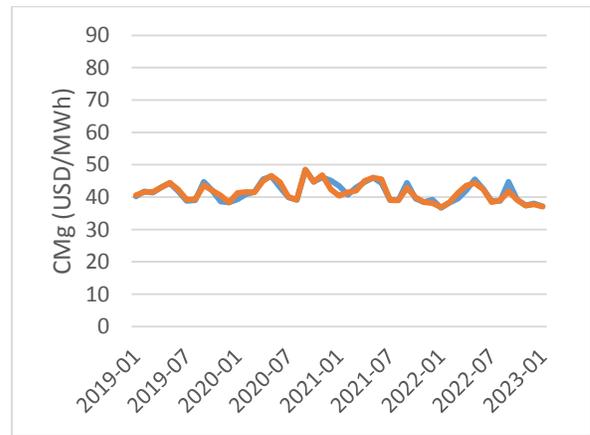
Cabe destacar que el comportamiento observado entre la metodología *Average* y *Max*, es replicado para cada una de las series estudiadas en el presente trabajo.

Se presenta, en la Figura 4-18, la comparación entre la FCF Histórica y la FCF Sintética bajo diferentes escenarios hidrológicos, con metodología *Max*. Al compararlas bajo la metodología *Max*, observamos que no existen grandes variaciones en cuanto a los valores de volumen acumulado y costos marginales (Figura 4-18), la mayor diferencia se encuentra en el escenario normal donde se observa una leve tendencia al almacenamiento de agua y a una disminución de los peaks de costo marginal de la FCF Sintética, sin embargo para los escenarios de megasequía no se observa una clara tendencia, inclusive existe un valor peak de CMg que es menor con la regla de operación histórica.

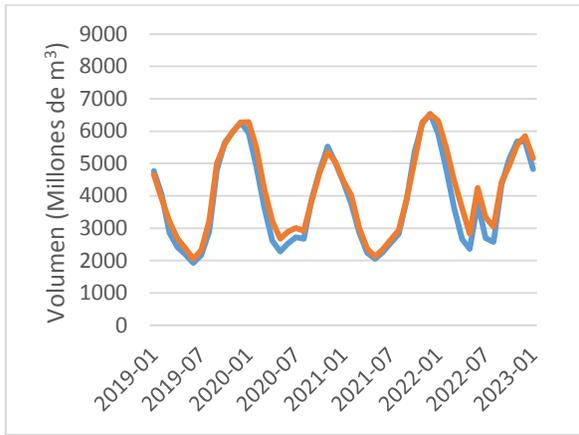
Lo anterior es debido a que los escenarios de planificación de la serie sintética son generados a partir de una serie hidrológica cuyos valores surgen del muestreo de la hidrología histórica, en la que se le añaden los años de características más secas. Esto no necesariamente aumenta el corte máximo generado por las hidrologías, con respecto a la regla de operación a partir de hidrología histórica, que es con lo que trabaja la metodología *Max*.



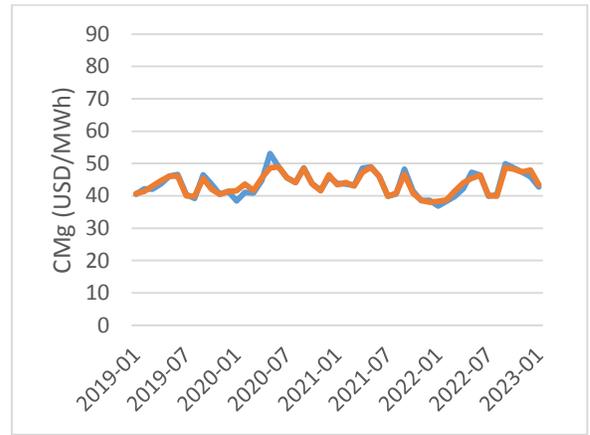
(a) Volumen Total, escenario Normal



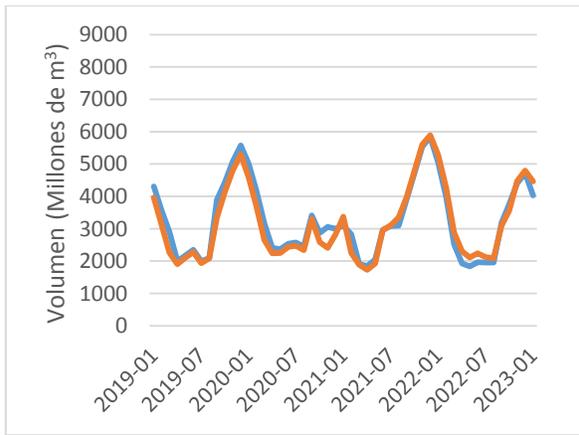
(b) CMg, escenario Normal



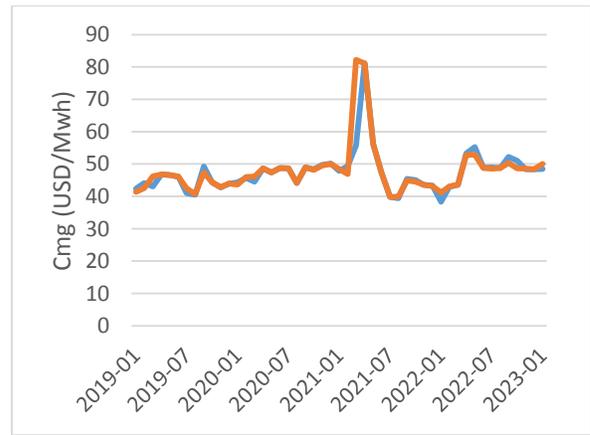
(c) Volumen Total, escenario Seco



(d) CMg, escenario Seco



(e) Volumen Total, escenario Megasequía



(f) CMg, escenario Megasequía

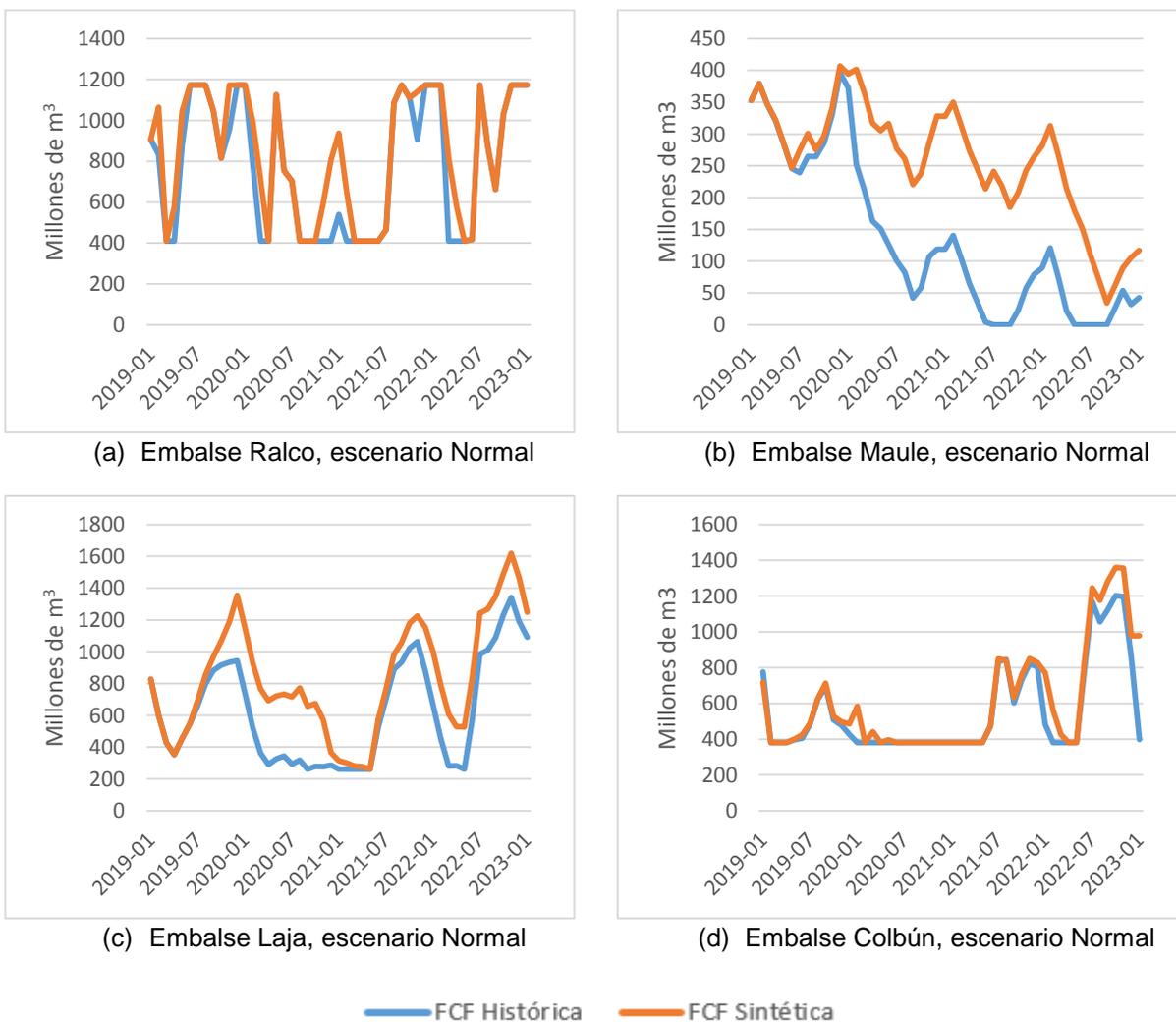
— FCF Histórica — FCF Sintética

Figura 4-18: Comparación FCF Histórica y FCF Sintética en metodología Max, bajo diferentes escenarios hidrológicos.

A continuación, se compara desempeño de la FCF Histórica y la FCF Sintética, bajo los escenarios hidrológicos presentados en Figura 4-16, bajo metodología *Average*, además se presenta la evolución de los principales embalses del modelo.



Figura 4-19: Volumen Total embalsado para escenario hidrológico normal, metodología Average.



(a) Embalse Ralco, escenario Normal

(b) Embalse Maule, escenario Normal

(c) Embalse Laja, escenario Normal

(d) Embalse Colbún, escenario Normal

— FCF Histórica — FCF Sintética

Figura 4-20: Volumen de diferentes embalses, en escenario hidrológico normal.

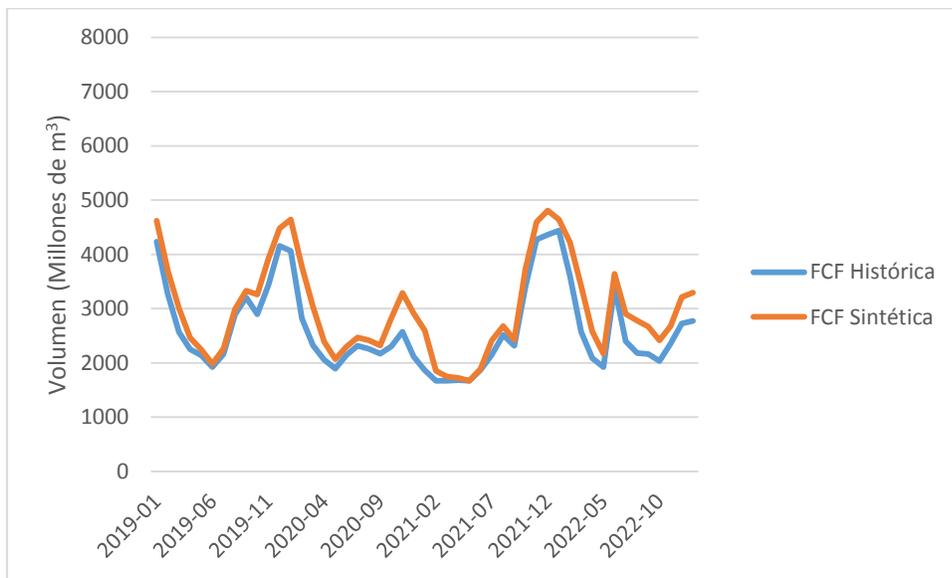


Figura 4-21: Volumen Total embalsado para escenario hidrológico seco.

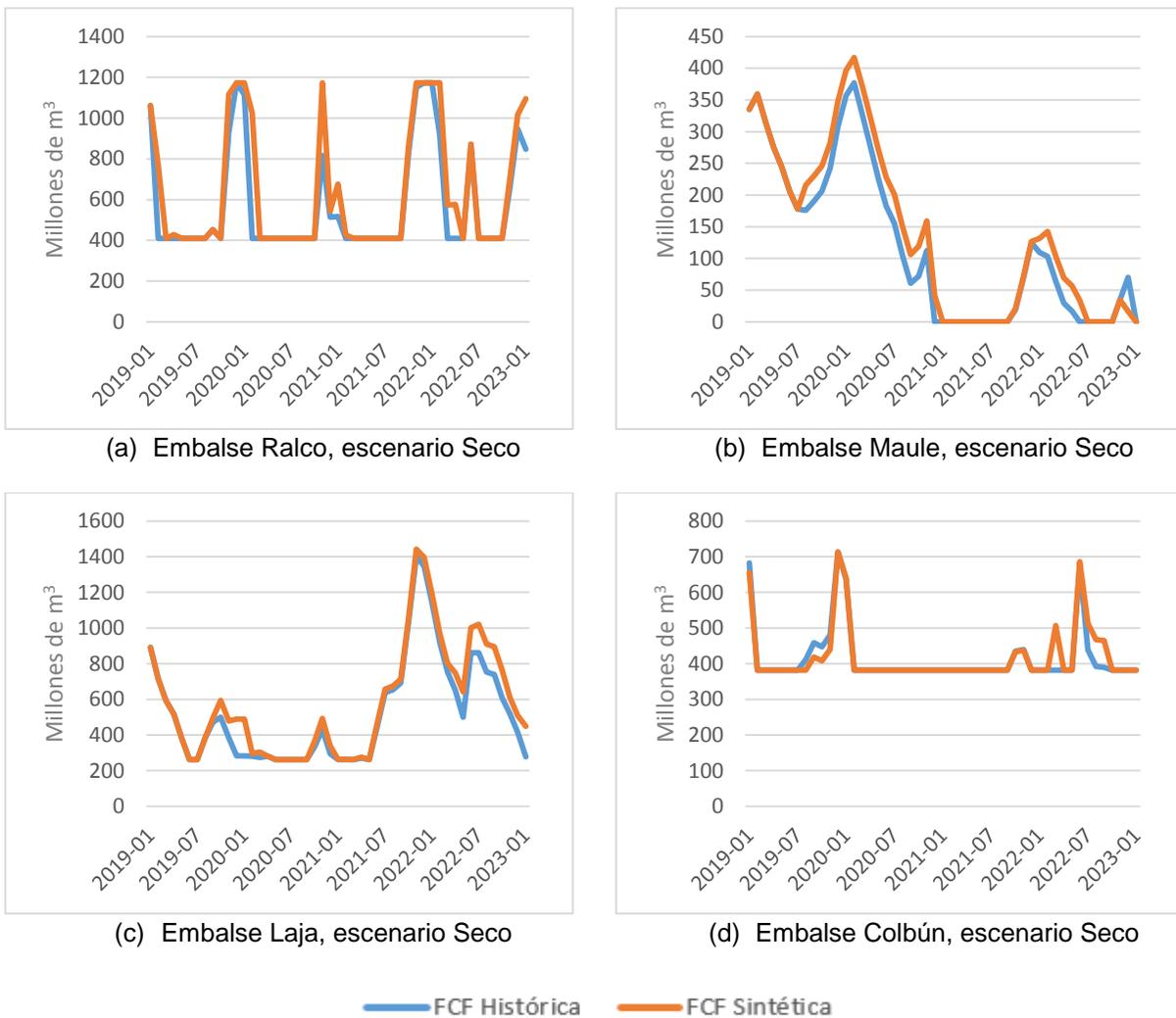


Figura 4-22: Volumen de diferentes embalses, en escenario hidrológico seco, bajo metodología Average.

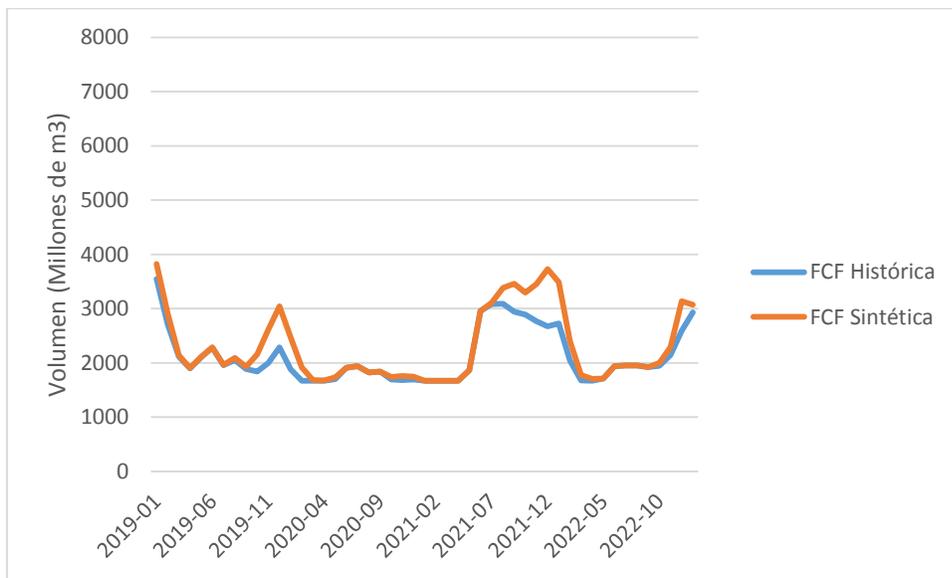
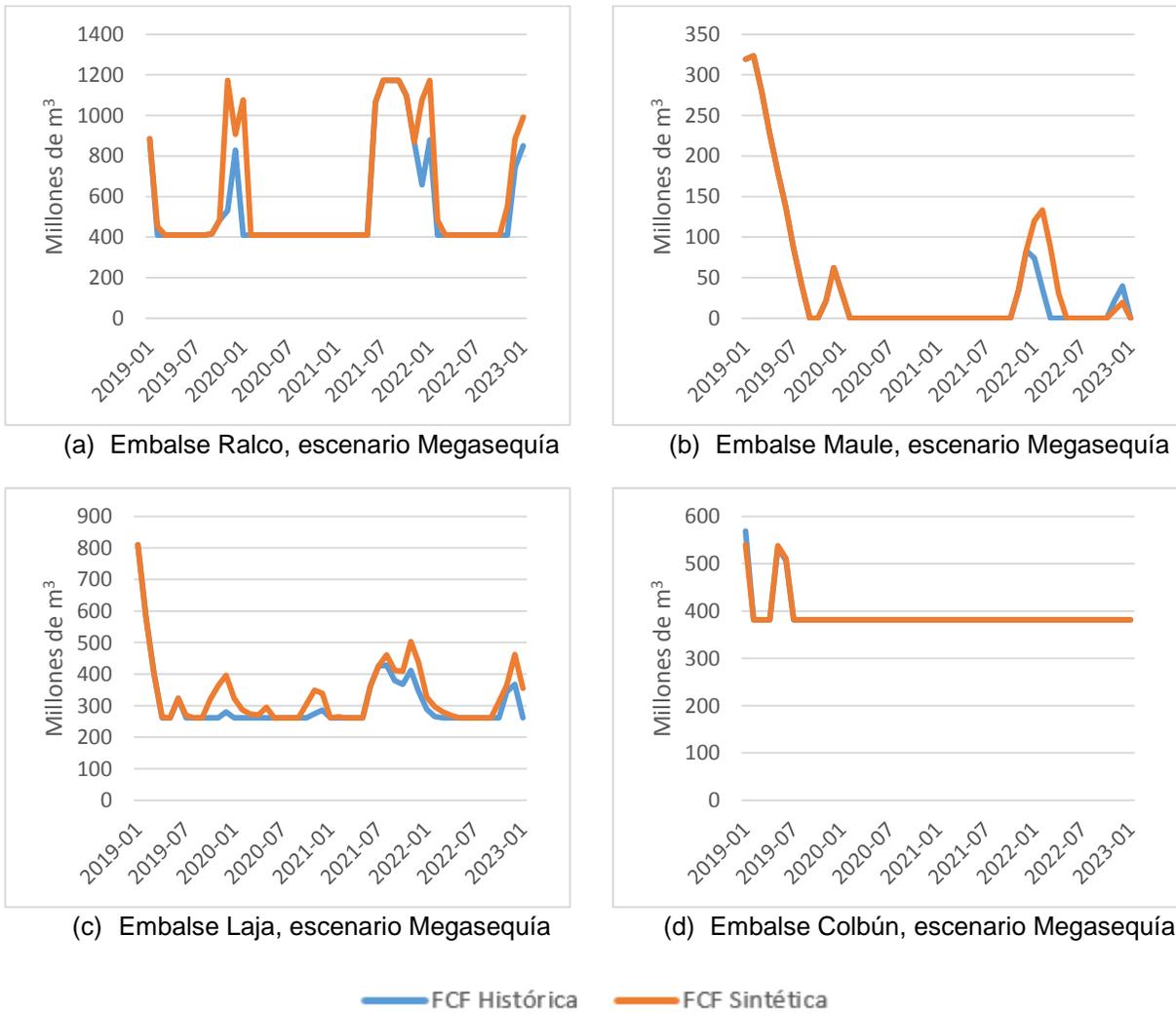


Figura 4-23: Volumen Total embalsado para escenario hidrológico de megasequía.



(a) Embalse Ralco, escenario Megasequía

(b) Embalse Maule, escenario Megasequía

(c) Embalse Laja, escenario Megasequía

(d) Embalse Colbún, escenario Megasequía

— FCF Histórica — FCF Sintética

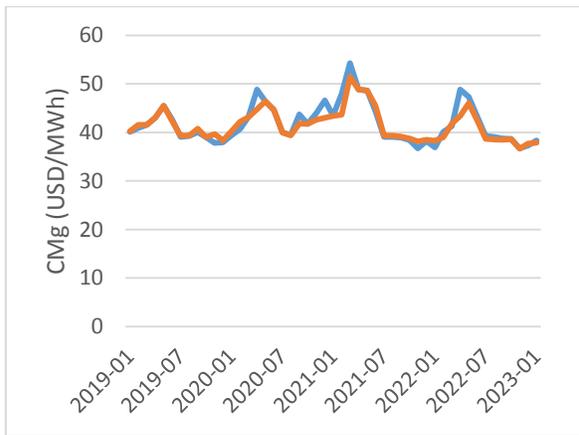
Figura 4-24: Volumen de diferentes embalses, en escenario hidrológico de megasequía.

Si comparamos los escenarios hidrológicos de operación con las FCF utilizadas en metodología *Average* la diferencia se acentúa más en el volumen total embalsado (Figura 4-19, Figura 4-21, Figura 4-23). En ellas se observa que la FCF sintética almacena más agua que la regla histórica, durante todo el horizonte de evaluación. Dado que existe una mayor cantidad de recurso hídrico en el escenario normal, es en éste donde se observan diferencias más considerables de volumen total.

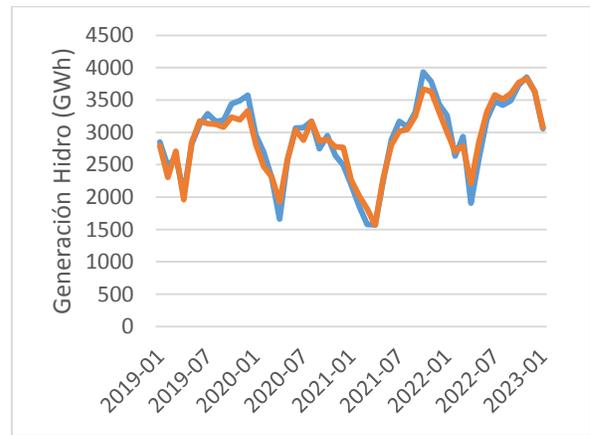
También podemos observar el comportamiento de los principales embalses del sistema (Figura 4-20, Figura 4-22, Figura 4-24), en donde se observan ciertas particularidades de cada uno. El embalse Ralco posee un comportamiento cíclico de llenado y vaciado, esto debido a que su capacidad de volumen es baja comparado con la magnitud de los caudales afluentes y por ende no existe una gran diferencia si cambia la “planificación” del uso del agua (diferencia entre reglas de operación a través de las FCF). Esto si se observa en los embalses Laguna del Laja y del Maule donde la diferencia de volumen almacenado entre las dos FCF se acentúa más, esto dado la característica de regulación multianual de los embalses antes mencionados. En el caso del embalse Colbún su almacenamiento se ve muy afectado por la infiltración incluida en el modelo utilizado, y que depende del volumen final del embalse en cada etapa, por lo que en escenarios de megasequía, prácticamente se seca durante todo el horizonte.

En la Figura 4-25 se presenta la evolución en el tiempo de los costos marginales y generación hidroeléctrica del sistema para los escenarios futuros hidrológicos definidos previamente (Figura 4-16), comparando mediante la metodología *Average* las dos FCF obtenidas.

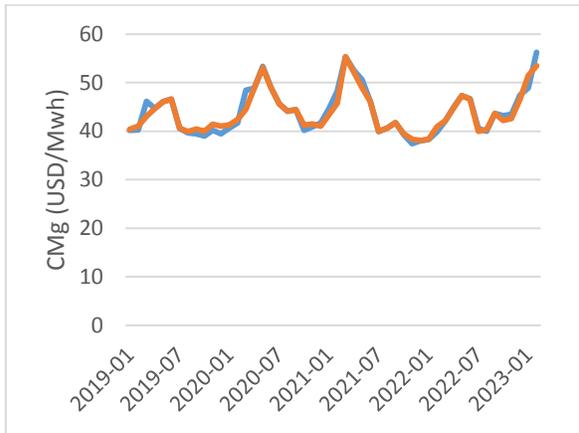
Para el caso de los costos marginales bajo metodología *Average* se observa la disminución de “peaks” para el caso de FCF Sintética, lo cual se aprecia en mayor cantidad en el escenario normal, pero son los escenarios de megasequía los que poseen diferencias más grandes. Junto con eso, en los tres escenarios hidrológicos de la figura, la generación hidroeléctrica se mantiene con menor desviación en el caso de la FCF Sintética.



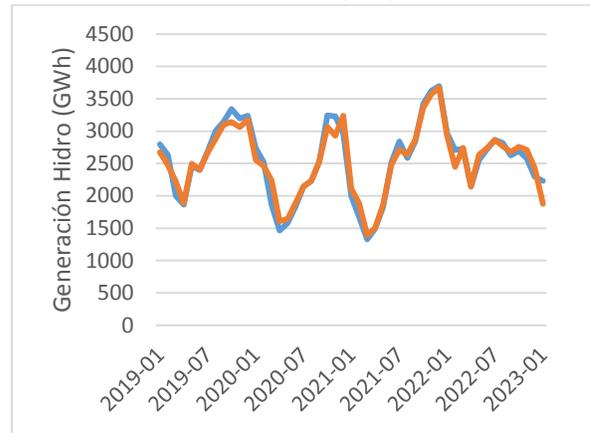
(a) CMg, escenario Normal



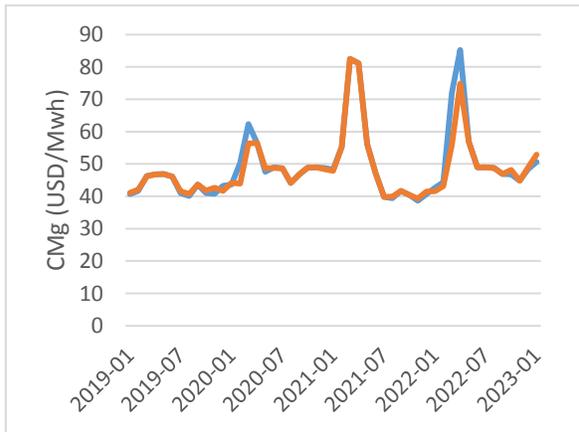
(b) Generación Hidroeléctrica, escenario Normal



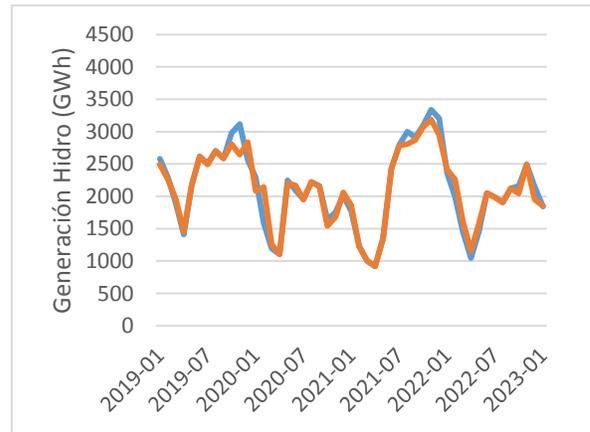
(c) CMg, escenario Seco



(d) Generación Hidroeléctrica, escenario Seco



(e) CMg, escenario Megasequía



(f) Generación Hidroeléctrica, escenario Megasequía

— FCF Histórica — FCF Sintética

Figura 4-25: Comparación de generación hidroeléctrica y costo marginal para FCF histórica y sintética bajo diferentes escenarios hidrológicos, en metodología Average.

Para notar de mejor manera la diferencia que se da en los valores altos de costo marginal en el escenario megasequía estudiado, con metodología Average (Figura 4-25). Se grafica una curva de duración, donde se observa que durante el 20% de los

valores de costo marginal más altos la FCF Histórica se encuentra sobre la FCF Sintética. Para los valores más bajos no se aprecia una mayor diferencia entre las dos planificaciones.

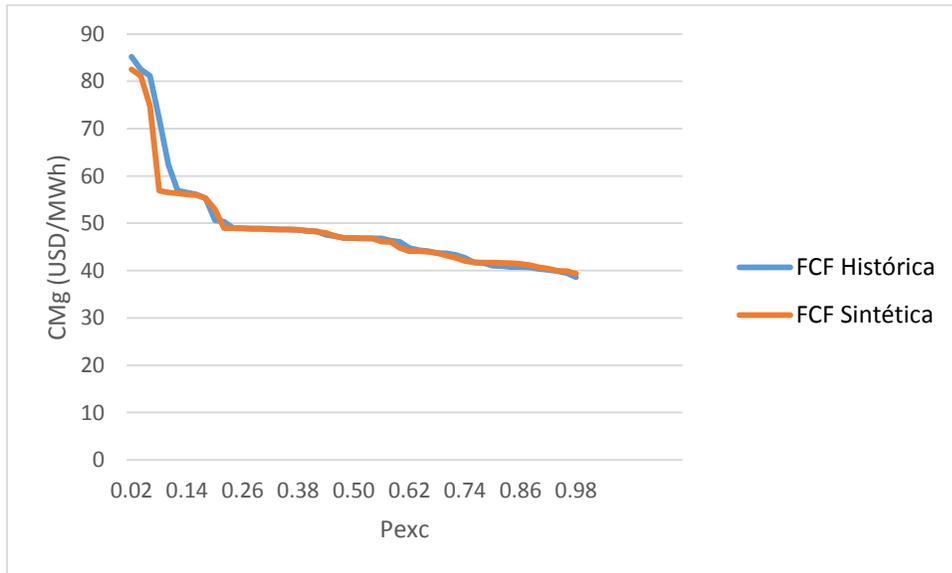


Figura 4-26: Curva de duración de costos marginales, escenario de megasequía.

Una vez obtenido el comportamiento gráfico de 3 de los 26 escenarios hidrológicos previamente definidos, se presentan indicadores económicos asociados al sistema para cada uno de los escenarios hidrológicos, en particular asociados al costo marginal del sistema y al costo total de generación.

A continuación se presenta la diferencia entre los costos totales obtenidos con la metodología *Max* con respecto a la metodología *Average*. Una diferencia positiva indica que la metodología *Max* es más costosa.

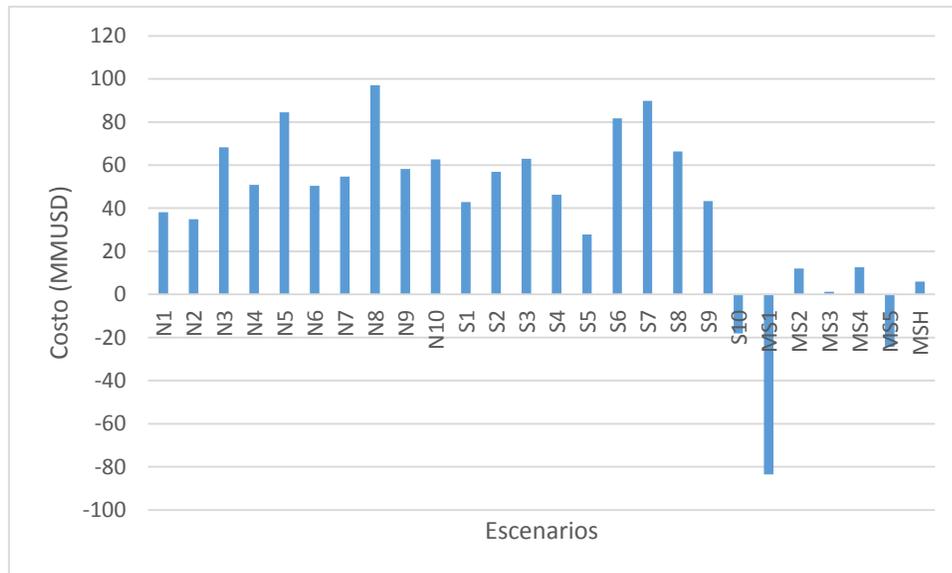


Figura 4-27: Diferencia de costos totales entre metodología Max y Average, con FCF Histórica.

Al comparar la diferencia de los costos totales entre las dos metodologías de FCF (Figura 4-27), se observa que el costo total de generación es mayor en los casos de la metodología *Max* para los escenarios normales y secos, salvo el escenario S10, que corresponde al escenario seco de mayor déficit promedio (Figura 4-4). Esto se debe a que la metodología tiende a almacenar más volumen y por ende generar menos hidroelectricidad supliéndola con energía térmica que es más costosa, esperando un déficit futuro que en el caso de los escenarios mencionados no llega. Por otra parte, para el caso de megasequía se observan diferentes comportamientos, en el caso del escenario MS1 se observa el mayor ahorro de costo por parte de la metodología *Max*, sin embargo para escenarios muy secos como el MS2 o MS3, que solo al final posee un año húmedo, la metodología se comporta peor en el sentido de los costos, debido a que no existe una gran cantidad de recurso hídrico que almacenar y por ende las planificaciones no difieren en demasía. Si bien se observan diferencias considerables entre las metodologías, estas solo corresponden a un máximo de 1,8% del costo total en el caso del escenario N8 y un ahorro de la metodología *Max* de un 1,1% con respecto al costo total de generación.

Para obtener un rango de valores de costos totales y una comparación promedio, se presenta una tabla resumen (Tabla 4-5), en la que se promedian los costos de cada uno de los escenarios, bajo metodología *Average*.

Tabla 4-5: Promedio por escenario hidrológico, de costos totales de generación, con metodología *Average*.

Escenario	FCF Histórica (MMUSD)	FCF Sintética (MMUSD)
Normal	5278	5269
Seco	5811	5794
Megasequía	6938	6920

Los indicadores de costo marginal promedio y máxima diferencia de costo marginal se presentan para la metodología *Average*. Además se muestra la diferencia de costos totales de generación. Todos los indicadores mencionados son calculados con respecto a la FCF Histórica.

En el caso de la Tabla 4-5 se observa un ahorro de costo total para el promedio por escenario hidrológico, sin embargo no se observa un patrón característico en cuanto a la magnitud de la variación, salvo que en los escenarios de mayor superávit (N3 y N5, Figura 4-3) se observa que la FCF Histórica resulta con menor costos (Figura 4-28).

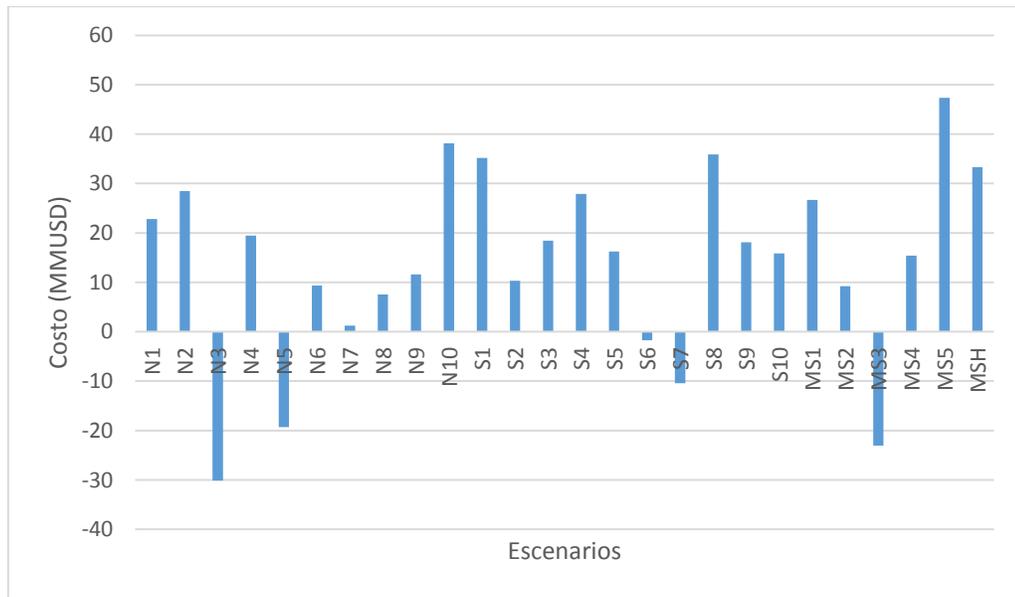


Figura 4-28: Diferencia de costos totales entre FCF Histórica y Sintética para diferentes escenarios hidrológicos.

En la Figura 4-29 se calcula la variación porcentual del CMg promedio de la FCF Sintética con respecto a la Histórica, esto quiere decir que un valor negativo es una reducción de CMg promedio de la operación. En ella se observa que en prácticamente todos los escenarios el promedio de costos marginales es menor en el caso de la FCF sintética, básicamente por lo mencionado anteriormente de reducir los peaks de CMg, que se acentúa más en los escenarios con característica de sequía (en términos promedios).

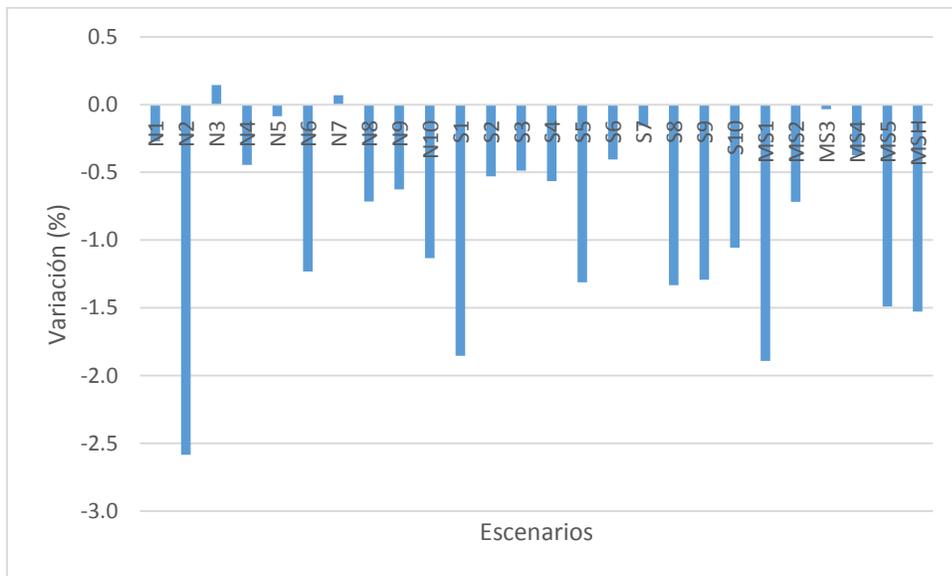


Figura 4-29: Variación porcentual del CMg promedio de FCF Sintética con respecto a la Histórica bajo diferentes escenarios hidrológicos.

En la Figura 4-30 se observa la máxima diferencia de costo marginal de la hidrología histórica con respecto a la sintética en el horizonte estudiado (Para una misma etapa), donde se observa que, en promedio, en los escenarios de megasequía es donde se observa la mayor diferencia de valores entre las dos reglas de operación.

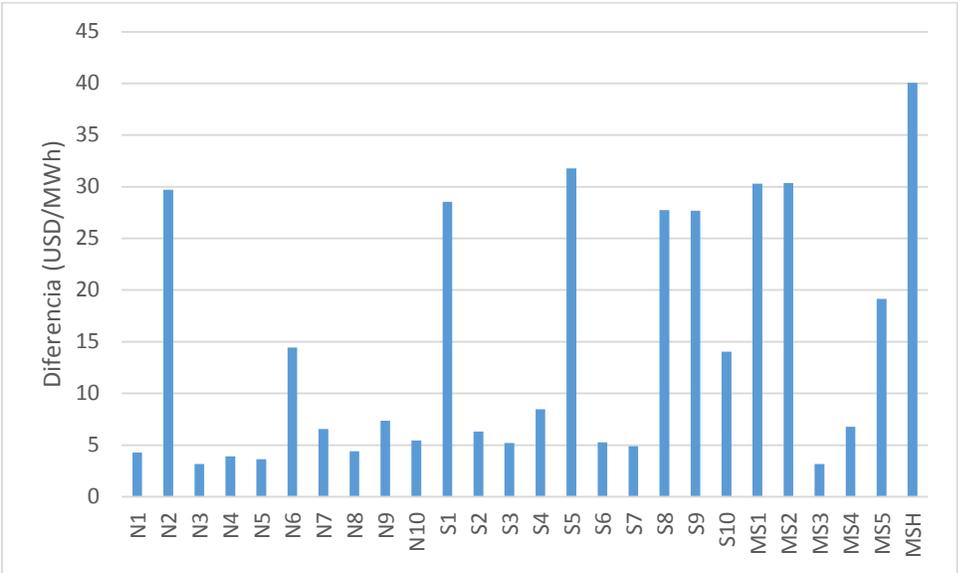


Figura 4-30: Máxima diferencia de CMg entre FCF Histórica y Sintética bajo diferentes escenarios hidrológicos.

5. Discusión

En el presente capítulo se discuten los principales resultados presentados en la sección anterior, poniendo principal énfasis en las series sintéticas generadas y seleccionadas, la diferencia entre las metodologías de FCF y el contraste que conlleva el uso de las dos reglas de operación estudiadas en este trabajo.

5.1. Escenarios de planificación y operación

Se observa que el comportamiento general de las series sintéticas generadas para los escenarios de planificación, mantiene la distribución semanal con respecto a la serie histórica pero con tendencias más secas (Figura 4-2), eso se comprueba para cada una de las centrales de embalse y pasada que conforman al SEN. Además se observa que los caudales peak semanales de cada una de las series generadas son del orden de la hidrología histórica (Figura 4-1), estos peaks se encontraron dentro de un rango razonable con respecto al registro histórico.

En cuanto a los escenarios de operación, la modificación de longitud de las series sintéticas de megasequía generadas por Orellana (2017), logran preservar sus características esenciales, en particular la sequía tipo I (MS1) y la sequía tipo II (MS2) presentan el mismo déficit que la serie original, mientras que la sequía con final húmedo, sequía inicial y sequía final mantienen sus propiedades originales.

Se observa que en términos generales las series sintéticas generadas para la operación cumplen con las características por las que fueron generadas, obteniéndose valores para las series normales, cuyos volúmenes promedios oscilan en torno a la media histórica y las series de sequía cuyo déficit se ubica entre el promedio histórico y el promedio de la megasequía con registro entre 2010 – 2015 (Tabla 4-2). A pesar de ello es importante recalcar que las series se clasifican en torno al volumen promedio que aportan durante los 5 años y no en función de que cada año que contengan, cumplan con la clasificación de la serie.

5.2. Resultados del Sistema Eléctrico

El caso 2 barras cumple con su propósito de demostrar la utilidad de considerar una FCF con características más conservadora (y de comprobar que los escenarios de planificación generados logran ese propósito), además verifica que un horizonte de evaluación de 5 años es suficiente para observar variaciones en los indicadores definidos.

Por otra parte, el imponer una condición de borde de volumen final para la elaboración de las FCF, implica que el valor futuro del agua disminuye a medida que transcurre el horizonte de evaluación y por ende, en los casos que se cuente con mayor volumen almacenado (como la FCF Sintética) se tiende a generar más hidroelectricidad hacia el final del periodo, realizando una variación más brusca del volumen y por ende disminuyendo los costos marginales en los últimos meses, esto se observa claramente en las Figura 4-10, Figura 4-11.

En el caso de la operación bajo escenarios futuros de megasequía se observa que se evitan valores muy bajos de generación hidroeléctrica (Figura 4-13) que deben ser suplida con energía térmica, que es más costosa y contaminante. Un punto a considerar, en el caso 2 barras, es la intersección de las FCF (Figura 4-9) cerca de los 3600 millones de m^3 , esto se puede deber a que la FCF Histórica nunca sobrepasa el umbral de los 3000 millones de m^3 , por lo que en su rango de operación, la FCF sintética siempre tiende a almacenar más agua que la histórica.

Para el caso de la simulación de la operación del SEN, un resultado interesante se observa en el escenario de sequía final (MS5), donde se obtiene el mayor ahorro (Figura 4-28) por parte de la FCF Sintética (0,8%). Este ahorro puede deberse al almacenamiento de agua que se produce en los años con hidrología con características similares al registro histórico, y que posteriormente es utilizada en los años de megasequía como se observa en la Figura 5-1.



Figura 5-1: Volumen Total embalsado escenario de sequía final (MS5).

En el mismo caso de sequía final, se observa una gran disminución del valor peak de costo marginal (Figura 5-2). A pesar de eso existen escenarios con mayores diferencias entre los valores de costo marginal, sin embargo estos ocurren en el final del horizonte de evaluación, donde juega un rol la condición de borde de volumen final considerada al formular las FCF.

Además, si se compara el volumen total embalsado (Figura 5-1) con los costos marginales del sistema (Figura 5-2), se observa que en la etapa donde se obtiene un menor volumen total embalsado del sistema (mayo de 2022), se alcanza el peak de costo marginal, sin embargo la planificación con la FCF sintética logra llegar con un volumen mayor que la FCF Histórica, que disminuye considerablemente el peak de costo marginal ocasionado.

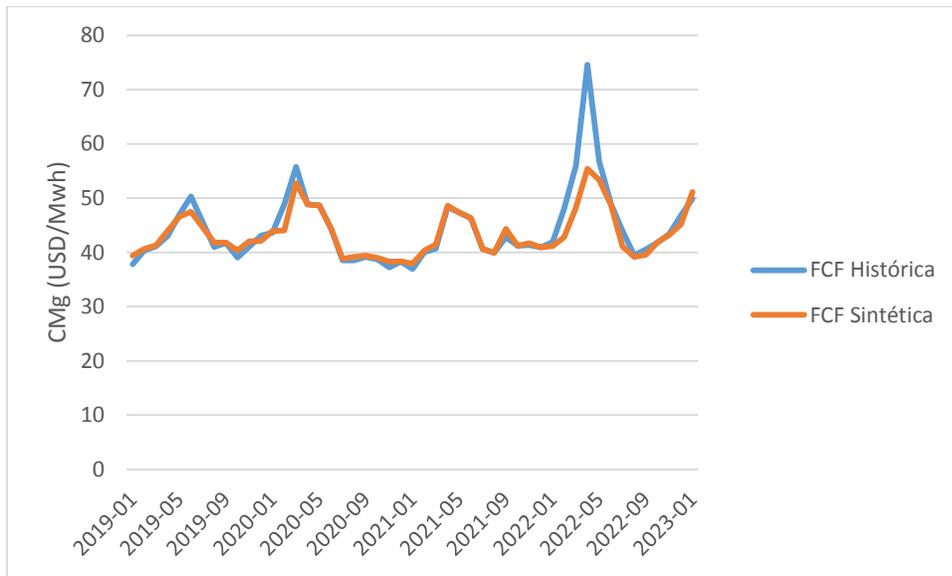


Figura 5-2: Costo Marginal para escenario de sequía final (MS5).

En los casos de MS2 y MS3 bajo metodología *Average*, los indicadores operacionales no varían en demasía (Figura 4-28 y Figura 4-29), dada la poca cantidad de recurso para realizar la planificación, por lo que no existen grandes diferencias entre las FCF. Los gráficos son presentados en la sección de Anexos.

Finalmente, para el caso de sequía inicial (MS4), se produce un leve ahorro en los indicadores económicos en los años de megasequía, que se acentúa en el último año de ésta, como se observa en la Figura 5-3, posteriormente las planificaciones (FCF) se comportan de manera similar, dada las características del afluente.

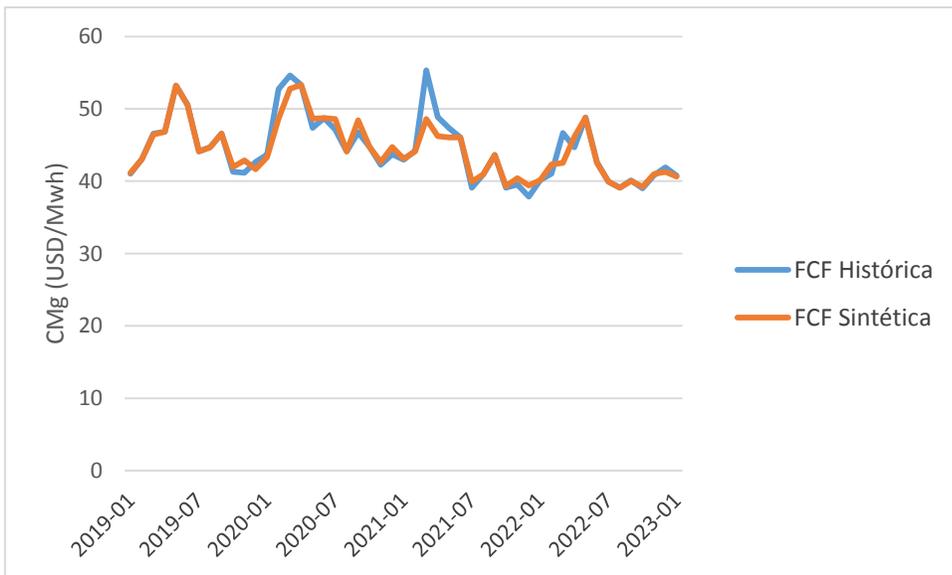


Figura 5-3: Diferencias Costo Marginal FCF Histórica y Sintética, escenario MS4.

6. Conclusiones

La megasequía que afecta el país es un fenómeno inusual por su intensidad, duración y extensión territorial. A pesar de ello estudios afirman que estos eventos pueden volverse más recurrentes a futuro por lo que es relevante incluirlos en el manejo de sistemas de recursos hídricos.

En el presente trabajo de título se estudia la incorporación del fenómeno de megasequías en la utilización del agua embalsada del Sistema Eléctrico Nacional, modificando el set hidrológico a una hidrología más conservadora para realizar la planificación, comparándola con el set actual que utiliza el Coordinador Eléctrico Nacional, basado en las hidrologías históricas (De 1960 a 2017). Los resultados de las planificaciones se resumen en la función de costo futuro, que representan el valor del agua embalsada. En base a estas funciones se comparan los comportamientos bajo distintos escenarios futuros con diferentes características hidrológicas, simulando la operación futura del sistema en el periodo 2019-2024, tanto en las megasequías como en otros posibles escenarios hidrológicos futuros.

La generación de escenario, tanto de planificación como de operación del sistema, se realiza con la metodología de Modified Fractional Gaussian Noise (Kirsch et al, 2013), que es un método de fácil manejo, que a pesar de sus limitaciones, genera serie con correlación temporal y espacial, esto último es relevante considerando la extensión territorial del país y la ubicación de las centrales de embalse del SEN. Además se valida la metodología con el test de igualdad de medias junto con eso es el mismo método que Orellana (2017) utiliza para la generación de series de megasequías, que se simulan en el presente trabajo, lo cual le da continuidad al estudio realizado.

En el trabajo de título se realizaron dos comparaciones principalmente, la variación de escenarios para la estimación del valor futuro del agua embalsada (Función de costo futuro, FCF) utilizando la hidrología histórica y una sintética con tendencias más secas, y la metodología de utilización de las FCF formadas a partir de diversos escenarios de planificación. Una de estas (*Average*), utiliza el promedio de las rectas obtenidas a partir de cada hidrología, mientras que la otra (*Max*) utiliza el valor máximo del corte obtenido sobre el conjunto de escenarios. Se puede observar que, en términos generales, la variación de metodología de FCF genera cambios más notorios que la variación de escenarios, en los indicadores económicos y operacionales presentados, en particular el volumen total embalsado es en el que se aprecia mayores diferencias.

Los indicadores económicos muestran que en promedio la metodología *Average* es mejor que el método *Max* para prácticamente todos los escenarios estudiados, dado que tanto en los costos marginales como totales son más bajos. Si bien para los escenarios de megasequía la metodología *Max* en promedio se comporta relativamente mejor, esto es debido a la gran reducción de costos en una serie particular de megasequía (Tipo I).

La FCF sintética bajo metodología *Average* se observa que incluye mejor la megasequía que la FCF Histórica en la planificación del sistema eléctrico, mejorando

los indicadores económicos en prácticamente todos los escenarios de operación (incluidos los de megasequía), salvo en hidrologías con superávit con respecto al promedio, inclusive en la megasequía histórica con registro 2010-2014, se observa un ahorro en los costos totales de generación, por lo que se recomienda realizar la planificación con esta regla más conservadora que la histórica, que evita peaks indeseados en los costos marginales y disminuye los costos totales cuando los escenarios poseen un déficit muy alto.

La presente memoria estuvo enfocada en alterar los escenarios hidrológicos de entrada para así modificar la planificación del sistema, como trabajo futuro se propone incluir esa decisión de manera interna en el algoritmo de SDDP, de modo de utilizar hidrología acorde a los escenarios futuros. Adicionalmente, las series generadas siguen un patrón estadístico, acorde al registro histórico, pero como extensión se podrían formular series sintéticas a partir de modelos de circulación global, para estudiar el efecto del sistema eléctrico nacional ante diferentes escenarios de emisiones.

Finalmente se concluye del trabajo realizado, la necesidad de incorporar escenarios hidrológicos de megasequía a la planificación del sistema eléctrico, dada las alteraciones hidrológicas con respecto al promedio histórico, provocadas por el cambio climático y a sus efectos que tienen en la generación hidroeléctrica que obliga, en escenarios con gran déficit, a utilizar energía térmica más costosa y contaminante.

7. Bibliografía

Barnett Tim, Robert, Malone, William, Pennell, Detlet, Stammer, Bert, Semtner, Washington, Warren, 2004. The effects of climate change on water resources in the West: introduction and overview. *Climatic Change* 62, 1–3.

Brigatto, A. Street and D. M. Valladão, "Assessing the Cost of Time-Inconsistent Operation Policies in Hydrothermal Power Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4541-4550, Nov. 2017.

Box, G. E. P., and Jenkins, G. M. (1976). Time series analysis: forecasting and control, *Holden-Day, San Francisco*.

Boisier, J., Rondanelli, R., Garreaud, R., Muñoz, F. (2016). Anthropogenic and natural contributions to the Southeast Pacific precipitation decline and recent megadrought in central Chile. *Geophysical Research Letters*, 43, 413-421.

Capacitación AMEBA, Available at: www.ameba.cloud.

Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia CR2 (2015). La megasequía 2010-2015: Una lección para el futuro.

Comisión Nacional de Energía (2018). Generación Bruta por año (en línea). Available at: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>.

Coordinador Eléctrico Nacional (2018), Informe mensual de mayo.

Efron B. (1979). Bootstrap methods: Another look at the Jackknife. *Ann Statist.*, 7(1), 1-26.

Garreaud, R. D., Alvarez-Garretón, C., Barichivich, J., Boisier, J. P., Christie, D., Galleguillos, M., LeQuesne, C., McPhee, J., and Zambrano-Bigiarini, M. (2017). The 2010–2015 megadrought in central Chile: impacts on regional hydroclimate and vegetation, *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, 21, 6307-6327.

Harou, J., Medellin-Azuara, J., Zhu, T., Tanaka, S., Lund, J., Stine, S., Olivares, M., Jenkins, M. (2010). Economic consequences of optimized water management for a prolonged, severe drought in California. *Water Resources Research, Water Resources Research* , 46 , Article W05522.

Herman, J., Zeff, H., Lamontagne, J., Reed, P., & Characklis, G. (2016). Synthetic Drought Scenario Generation to Support Bottom-Up Water Supply Vulnerability Assessments. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 142(11).

Jääskeläinen, Veijalainen, Syri, Marttunen, & Zakeri. (2018). Energy security impacts of a severe drought on the future Finnish energy system. *Journal of Environmental Management*, 217, 542-554.

Kirsch, B., Characklis, G., & Zeff, H. (2013). Evaluating the Impact of Alternative Hydro-Climatic Scenarios on Transfer Agreements: Practical Improvement for Generating

Synthetic Streamflows. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 139(4), 396-406.

Loon, A., & Lanen, H. (2013). Making the distinction between water scarcity and drought using an observation-modeling framework. *Water Resources Research*, 49(3), 1483-1502.

Mandelbrot, B. B., and Wallis, J. R. (1968). "Noah, Joseph, and operational hydrology." *Water Resour. Res.*, 4(5), 909–918.

Maceira, M., & Damzio, J. (2006). Use of the PAR (ρ) model in the stochastic dual dynamic programming optimization scheme used in the operation planning of the Brazilian hydropower system. *Probability in the Engineering and Informational Sciences*, 20(1), 143-156

Medellín-Azuara, J., Harou, J., Olivares, M., Madani, M., Lund, A., Howitt, K., . . . Zhu, R. (2008). Adaptability and adaptations of California's water supply system to dry climate warming. *Climatic Change*, 87(Supplement 1), 75-90.

McKee, T., Doesken, N. & Kleist, J., (1993). The relationship of Drought Frequency and Duration to Time Scales. *Eight Conference on Applied Climatology*.

Orellana, D. (2017). Análisis de los efectos de una megasequía sobre la generación hidroeléctrica en Chile. *Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil. Departamento de Ingeniería Civil, Universidad de Chile*.

Pagano, M., 1978. On periodic and multiple autoregressions. *The Annals of Statistics* 6, 1310–1317.

Pereira, M., Campodónico, N., Kelman, R. (1998) Long-term hydro scheduling based on stochastic models, *presented at the EPSOM, Zurich, Switzerland, Sept*.

Pereira, M., & Pinto, L. (1985). Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach. *Water Resources Research*, 21(6), 779-792.

Pereira, M., & Pinto, L. (1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, 52(1), 359-375.

Rubio-Álvarez, E., and J. McPhee (2010), Patterns of spatial and temporal variability in streamflow records in south central Chile in the period 1952–2003, *Water Resour. Res.*, 46.

Souza, Marcato, Dias, & Oliveira. (2012). Optimal operation of hydrothermal systems with Hydrological Scenario Generation through Bootstrap and Periodic Autoregressive Models. *European Journal of Operational Research*, 222(3), 606-615.

Tabari, Zamani, Rahmati, & Willems. (2015). Markov Chains of Different Orders for Streamflow Drought Analysis. *Water Resources Management*, 29(9), 3441-3457.

Thomas, H. A., and Fiering, M. B. (1962). "Mathematical synthesis of streamflow sequences for the analysis of river basins by simulation." *Design of water resource systems*, Harvard University Press, Cambridge, MA, 459–493.

Vogel, R., & Shallcross, A. (1996). The moving blocks bootstrap versus parametric time series models. *Water Resources Research*, 32(6), 1875-1882.

Zaniolo, M., Giuliani, M., Castelletti, A. F., and Pulido-Velazquez, M.: Automatic design of basin-specific drought indexes for highly regulated water systems, *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, 22, 2409-2424

8. Anexos

Anexo 1: Centrales modeladas por AMEBA, Modificado de Orellana (2017)

ID	Cuenca	Central Ameba	Afluente
1	Rio San Jose	Chapiquiña	CHAPIQUIÑA
2	Pampa del Tamarugal	Cavanca	CAVANCHA Y ALTO HOSPICIO
3	Rio Huasco	Pasada_Maitencillo	RIO_HUASCO
4	Rio Limarí	Pasada Pan de Azúcar	LA_PALOMA
			LOSMOLLES
			PUCLARO
5	Rio Aconcagua	Pasada Polpaico	SAUCEANDES
		Los Quilos	CANCOLOR
		Chacabuquito	CANCOLOR
		Blanco	CANBLANCO
		Hornitos	CANHORN
		Juncal	CANHORN
6	Rio Maipo	Pasada Alto Jahuel	ALFALFAL
			AUX_DEL_MAIPO
			CARENA
			COYA
			EL_LLANO
			EYZAGUIRRE
			FLORIDA
			GUAYACAN
			LAS_VERTIENTES
			LOS_BAJOS
			LOSMORROS
			MAITENES
			PUNTILLA
			QUELTEHUES
			SAUZAL_1
			SAUZAL_2
			VOLCAN
			Pasada_Melipilla
		Alfalfal2	ALFALFAL_2

Anexo 1: Centrales modeladas por AMEBA, Modificado de Orellana (2017)

7	Rio Rapel	Pasada Tinguiririca	EL_PASO
			SAN_ANDRES
		La Higuera	HLC_PORTILLO
			HLC_TINGUIRIRICA
		Rapel	RAPEL
			RIO_TENO
Confluencia	HLH_AZUFRE		
	HLH_TINGUIRIRICA		
Chacayes	A_CHACAYES		
	CIPRESES_CHAC		
8	Rio Mataquito	Itahue	LIRCAY
			MARIPOSAS
			PROVIDENCIA
			PURISIMA
9	Rio Maule	LosHierros1	RÍO MELADO
		LosHierros2	RÍO MELADO
		San Clemente	COLBUN
		Machicura	COLBUN
		San Ignacio	COLBUN
		Pehuenche	B_Maule
		Chiburgo	COLBUN
		Colbun	COLBUN
			CMNTronco_1
		Robleria	Rio_Melado
		Ancoa	ANCOA
		LaMina	LA_MINA
		Isla	B_M_Isla
		Curillinke	B_M_Isla
		LomaAlta	B_M_Isla
		OjosDeAgua	CIPRESES
		Cipreses	CIPRESES
LosCondores	LMAULE		
10	Rio Itata	Pasada_Charrua	ALTORENAICO
			ITATA
			LLAUQUEREO
			MAMPIL
			PEUCHEN
			PICOIQUEN
			RENAICO
		Ñuble	NUBLE
		Rucue	CANECOL
Quilleco	CANECOL		

Anexo 1: Centrales modeladas por AMEBA, Modificado de Orellana (2017)

11	Rio Bio Bio	LasLajas	LAS_LAJAS
		Ralco	RALCO
		Palmucho	RALCO
		Angostura	ANGOSTURA
		Pangue	PANGUE
		EIDIUTO	TUCAPEL
		EIToro	ELTORO
		Lajal	LAJA_I
			TUCAPEL
			ANTUCO
	Abanico	ABANICO	
12	Rio Tolten	Pasada_Temuco-Cautin	ALLIPEN
			CARILAFQUEN
			EL_CANELO
			EL_MANZANO
			MAISAN
			MALALCAHUELLO
			RIO_TRUENO
			TRAIELFU
	Las Nieves	LAS NIEVES	
13	Rio Valdivia	Pasada_Valdivia-Ciruelos	PULLINQUE
			RECA
14	Rio Bueno	Pasada_Rahue	CALLAO
			CAPULLO
			DON_WALTERIO
			HIDRO_BONITO_MC1
			HIDRO_BONITO_MC2
			LICAN
			LOS_CORRALES_1
			LOS_CORRALES_2
			MUCHI
			NALCAS
		PEHUI	
			PULELFU
	Pilmaiquen	PILMAIQUEN	
	Rucatayo	PILMAIQUEN	
15	Cuencas entre Río Bueno y Río Puelo	Puerto Montt I	CANUTILLAR
			LA_ARENA
			ENSENADA
16	Isla Chiloé	Puerto Montt II	DONGO

Anexo 2: Caso SEN simplificado 2 barras.

Central	Potencia Máxima (MW)	Barra
Térmica Carbón 1	1500	SING
Térmica Carbón 2	1000	SING
Solar	2000	SING
Térmica Gas Natural Licuado (gnl)	1500	SING
Hidráulica de Embalse	7000	SIC
Térmica Diesel	10000	SIC
Eólica	2000	SIC
Térmica Gas Natural Licuado (gnl)	1000	SIC
Térmica Carbón 1	1200	SIC
Térmica Carbón 2	1200	SIC

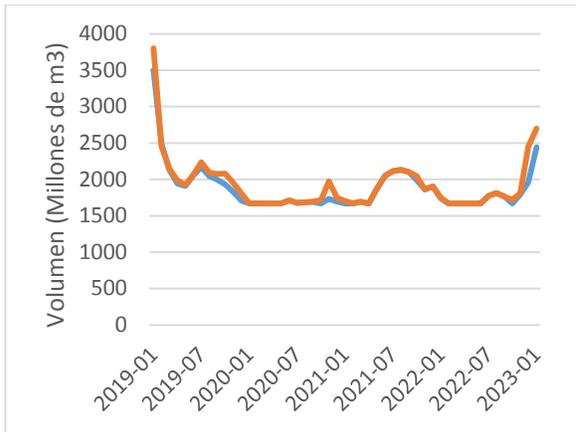
Anexo 2: Costos Totales de generación, bajo diferentes metodologías, con diferentes FCF.

Escenario	Metodología <i>Max</i> (MMUSD)	Metodología <i>Average</i> (MMUSD)	
	FCF Histórica	FCF Histórica	FCF Sintética
N1	5422.1	5383.9	5361.1
N2	5698.6	5663.7	5635.2
N3	4931.4	4863.1	4893.2
N4	5533.8	5483.0	5463.6
N5	4860.3	4775.8	4795.1
N6	5076.7	5026.3	5017.0
N7	5588.8	5534.1	5532.8
N8	5465.4	5368.3	5360.8
N9	5617.0	5558.7	5547.1
N10	5187.4	5124.7	5086.6
S1	5536.2	5493.2	5458.1
S2	6047.1	5990.1	5979.9
S3	5902.2	5839.2	5820.8
S4	5829.7	5783.4	5755.5
S5	6129.3	6101.5	6085.2
S6	5715.7	5634.0	5635.7
S7	5400.9	5311.0	5321.4
S8	6137.3	6071.0	6035.1
S9	5808.8	5765.5	5747.4
S10	6099.9	6118.0	6102.2
MS1	7450.1	7533.6	7506.9
MS2	8085.5	8073.4	8064.2
MS3	7325.5	7324.2	7347.3
MS4	5767.2	5754.7	5739.3
MS5	6171.3	6195.6	6148.2
MSH	6754.3	6748.4	6715.1

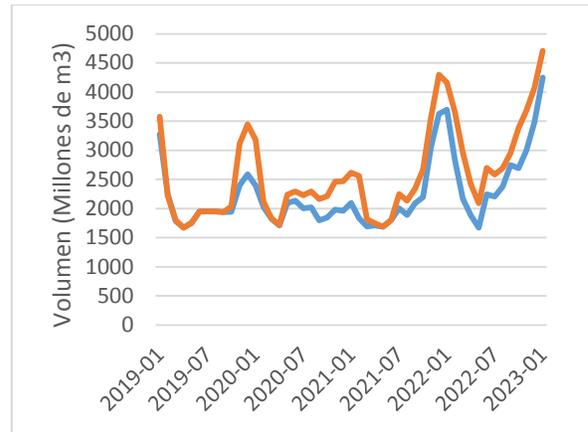
Anexo 3: Costo marginal promedio, bajo diferentes metodologías, con diferentes FCF.

Escenario	Costo Marginal Promedio (USD/MWh)		
	Metodología Máx	Metodología <i>Average</i>	
	FCF Histórica	FCF Histórica	FCF Sintética
N1	42.3	42.4	42.3
N2	43.3	44.8	43.6
N3	41.1	41.2	41.2
N4	42.6	42.9	42.7
N5	41.0	41.1	41.1
N6	41.6	42.3	41.8
N7	42.6	43.0	43.0
N8	42.4	42.6	42.3
N9	42.6	43.3	43.0
N10	41.9	42.2	41.8
S1	42.5	43.6	42.8
S2	44.0	44.7	44.5
S3	43.7	43.8	43.6
S4	43.5	44.5	44.3
S5	44.6	46.5	45.9
S6	43.0	43.5	43.3
S7	42.3	42.5	42.4
S8	44.8	46.1	45.5
S9	43.8	44.4	43.8
S10	44.1	45.6	45.1
MS1	49.7	52.8	51.8
MS2	53.1	55.3	54.9
MS3	49.4	50.9	50.9
MS4	42.9	43.4	43.2
MS5	45.2	46.9	46.2
MSH	45.9	48.1	47.3

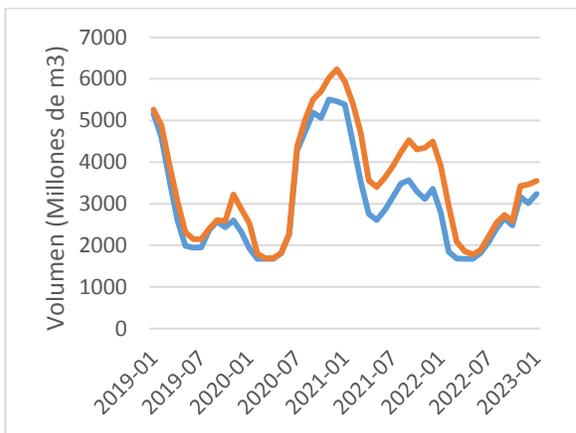
Anexo 4: Volumen total Embalsado en escenarios de megasequía bajo FCF con metodología Average.



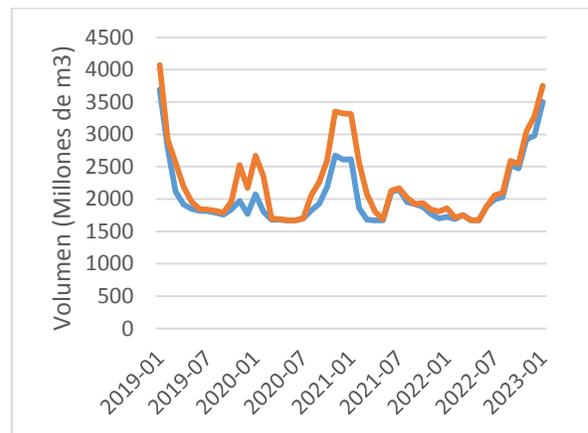
(a) Megasequía Tipo II



(b) Sequía Inicial



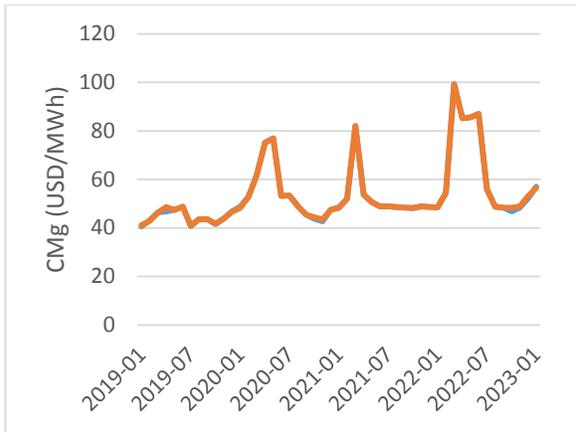
(c) Sequía Final



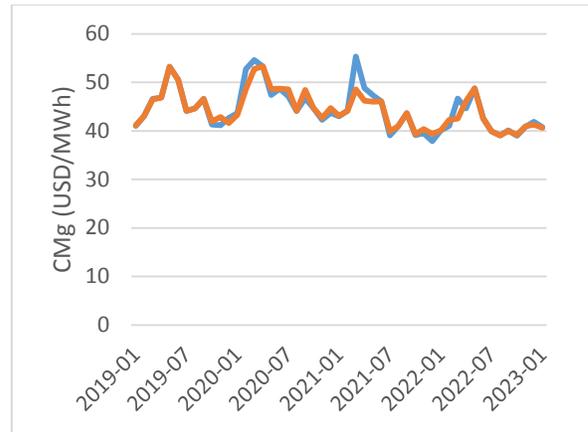
(d) Megasequía Histórica (2010-2014)

— FCF Histórica — FCF Sintética

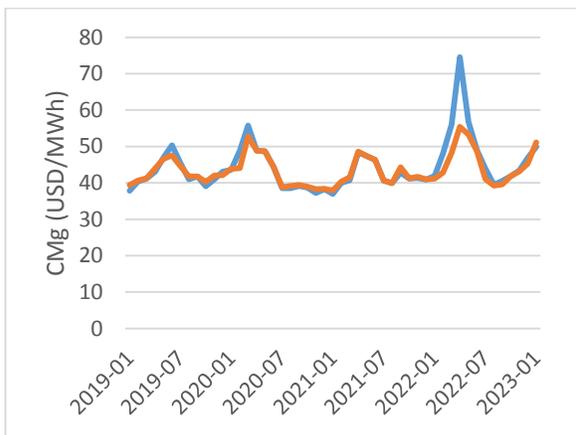
Anexo 5: Costo Marginal en escenarios de megasequía bajo FCF con metodología Average.



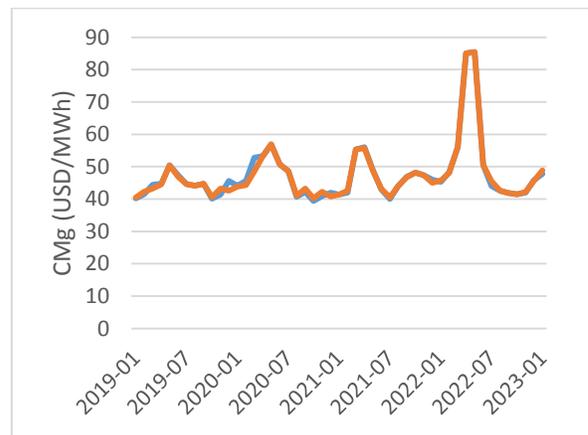
(a) Megasequía Tipo II



(b) Sequía Inicial



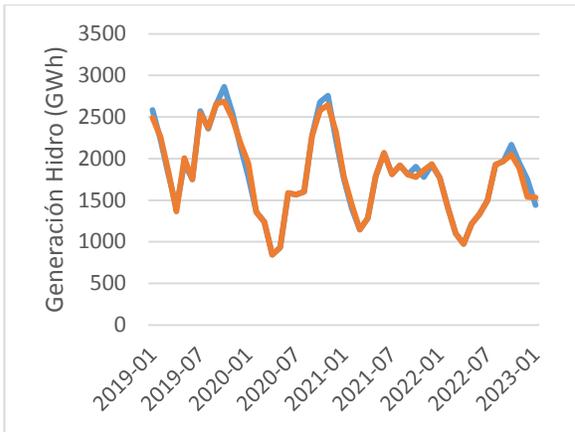
(c) Sequía Final



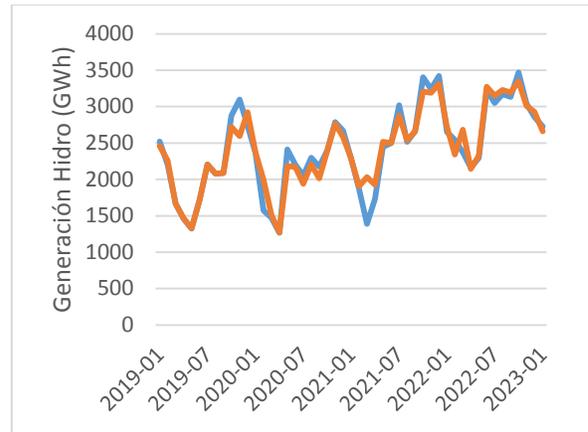
(d) Megasequía Histórica (2010-2014)

— FCF Histórica — FCF Sintética

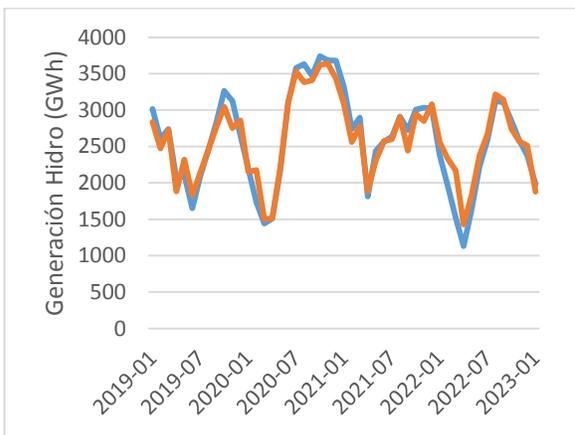
Anexo 6: Generación Hidroeléctrica en escenarios de megasequía bajo FCF con metodología Average.



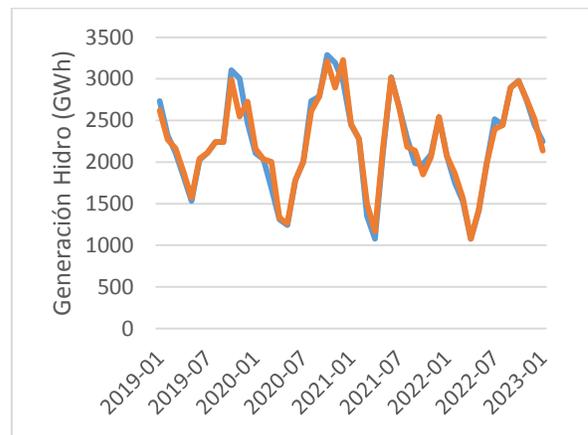
(a) Megasequía Tipo II



(b) Sequía Inicial



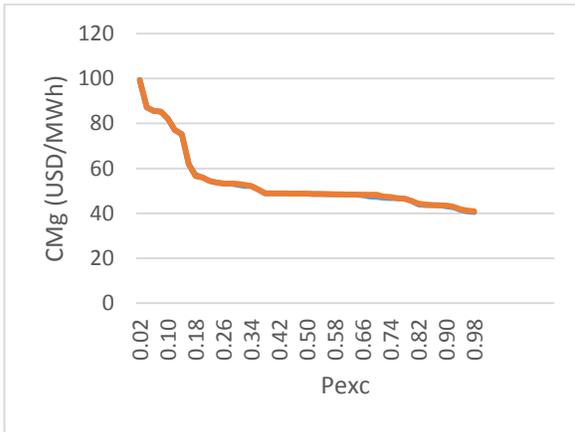
(c) Sequía Final



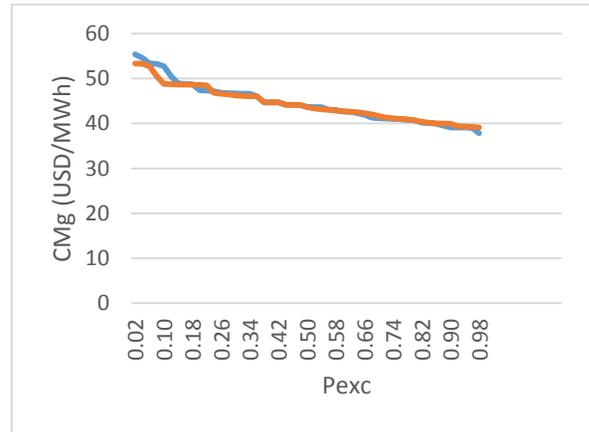
(d) Megasequía Histórica (2010-2014)

— FCF Histórica — FCF Sintética

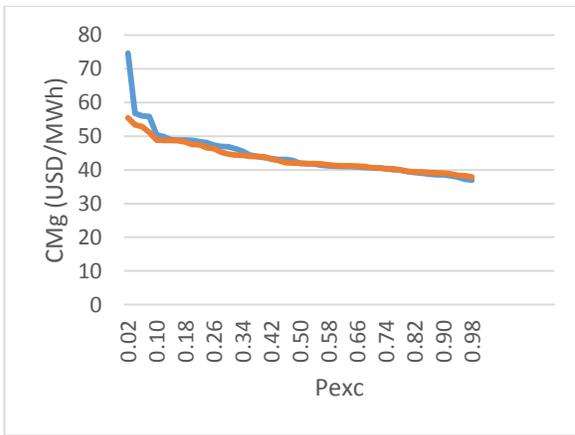
Anexo 7: Curvas de duración de Costo Marginal en escenarios de megasequía bajo FCF con metodología Average.



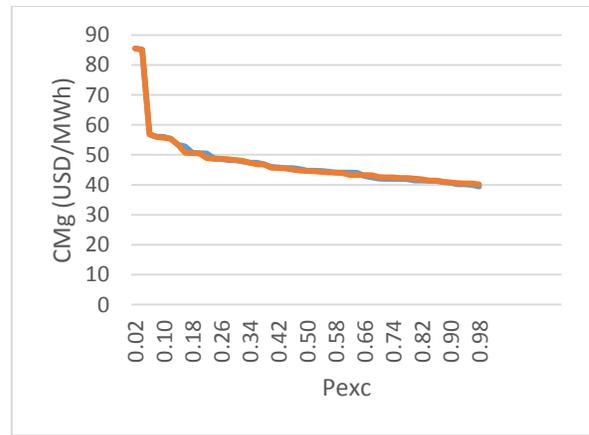
(a) Megasequía Tipo II



(b) Sequía Inicial



(c) Sequía Final



(d) Megasequía Histórica (2010-2014)

— FCF Histórica — FCF Sintética