



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

MODELACIÓN NUMÉRICA A LARGO PLAZO DE VARIABLES HIDRODINÁMICAS  
BAJO DIFERENTES CONDICIONES DE OPERACIÓN EN EL EMBALSE RAPEL

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

DIEGO IGNACIO CARPENTIER NAZAL

PROFESOR GUÍA:  
ALBERTO DE LA FUENTE STRANGER

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
JANNIK HAAS  
YARKO NIÑO CAMPOS

SANTIAGO DE CHILE  
2016

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE: Ingeniero Civil  
POR: Diego Carpentier Nazal  
FECHA: Mayo 2016  
PROF. GUÍA: Alberto de la Fuente

## **MODELACIÓN NUMÉRICA A LARGO PLAZO DE VARIABLES HIDRODINÁMICAS BAJO DIFERENTES CONDICIONES DE OPERACIÓN EN EL EMBALSE RAPEL**

El embalse Rapel fue construido en el año 1968 con la finalidad de generación eléctrica. Actualmente existen otras actividades en el embalse, como la recreación y el turismo, que se ven afectadas por las condiciones ambientales del embalse. La operación de la central tiene una influencia sobre las condiciones ambientales del embalse, la que hoy en día está definida por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SIC). Este ente dictamina una operación que se concentra en las horas punta de consumo energético del día (operación hydropeaking), la cual puede tener un efecto negativo sobre las condiciones ambientales del embalse. La finalidad de este trabajo de título es estudiar los efectos de la operación hydropeaking de la central hidroeléctrica Rapel en el largo plazo, considerando distintos escenarios hidrológicos y de restricciones ambientales que lo eliminan. Para llevar a cabo este estudio se utiliza el modelo MIPUC, para generar los escenarios de operación de la central, y el modelo CWR-ELCOM, para simular el comportamiento de las variables ambientales en el embalse a largo plazo.

Las series de operación de la central hidroeléctrica se generan a partir de tres escenarios hidrológicos (hidrología seca, normal y húmeda) y dos restricciones ambientales (rampa máxima de caudal y caudal ecológico), que son incluidas en el modelo MIPUC, generando seis escenarios de operación: un escenario con restricciones ambientales y otro sin, para cada uno de los tres escenarios hidrológicos. Los datos para la modelación se obtienen en base a los trabajos realizados por Olivares *et al.* (2015) y Quintero (2014). Por otro lado, para modelar la hidrodinámica del embalse sujeta a distintas forzantes ambientales se utiliza el modelo tridimensional CWR-ELCOM. En este modelo se incorporan las variables meteorológicas obtenidas de los reanálisis NCEP-NCAR y las series de operación de la central obtenidas con el modelo MIPUC. Se obtienen resultados para un periodo de dos años y medio.

Se obtiene que la operación hydropeaking tiene efectos positivos, en contra de lo que podría creerse, como la desestratificación temprana del embalse, el aumento de temperatura en el periodo estival y un aumento en la capacidad de transporte de calor. Existen también aspectos negativos como la disminución de la capacidad de mezcla cuando no se está operando, la alteración del régimen natural de variación de la energía potencial interna y los cambios bruscos de los perfiles de temperatura y la capacidad de mezcla.

## Agradecimientos

Primero me gustaría agradecer a mi profesor guía Alberto de la Fuente, quien realmente fue un guía en el proceso del trabajo de título, aportando con comentarios cuando era necesario y estando siempre presente para cualquier duda que se presentara. Además, quiero agradecer a Jannik Haas, quien aun estando a la distancia y con cambios de hora de por medio estuvo disponible para responder dudas y con buena disposición aportó en lo que fuera necesario.

Agradezco al Centro de Energía por la facilitación del modelo MIPUC, sin el cual no era posible el desarrollo de este trabajo de título.

Gracias a mis amigos de la universidad que siempre estaban presentes para entregar buenas vibras, relajar las tensiones y sacarte una sonrisa cuando estudiar en Beauchef se ponía cuesta arriba. En especial quiero agradecer a Arturo y Caicha por el tiempo que pasamos en la oficina 339, ya que siempre fuimos capaces de crear un ambiente ameno para trabajar, compartiendo nuestros problemas y celebrando nuestro avances. Sin ustedes no hubiese sido lo mismo. No puedo no mencionar a la Universidad de Chile, llena de desafíos y sorpresas que me hicieron formarme como persona con los mejores profesores y un sin fin de personas que no olvidaré.

Quiero agradecer también a mis amigos del colegio con los que durante estos 6 años he vivido experiencias muy enriquecedoras. Hemos crecido juntos para vernos entrar en la etapa adulta y nunca hemos dejado de compartir, reír y pasarlo bien. Espero feliz saber lo que se viene en el futuro para todos nosotros.

Le agradezco a la Jose, quien estos últimos 4 años ha sido una fuente gigante de cariño y felicidad en mi vida.

Finalmente me gustaría agradecer a toda mi familia. A mis abuelos, tíos y primos con los que juntarse semana a semana le da sentido a la palabra familia. Gracias por apoyarme en todas y por sentirse felices por cada etapa cumplida en mi vida. En especial gracias a Jeanette y Pepe, por estar conmigo en las buenas y en las malas, aconsejarme, acompañarme y sobre todo por entregarme cariño día a día. Sin ustedes esto no sería posible. Gracias a mis hermanos, Nicole y Tatai, por ser los mejores hermanos que se pueda tener, y a quienes me siento orgulloso de poder llamar mis amigos. Gracias también a la Inés, quien ha sido y es como una segunda mamá en mi vida.

# Tabla de Contenido

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>1</b>
1.1	Motivación . . . . .	1
1.2	Objetivos . . . . .	2
1.2.1	Objetivo Principal . . . . .	2
1.2.2	Objetivos Específicos . . . . .	2
1.3	Metodología . . . . .	3
1.4	Contenidos del Trabajo de Título . . . . .	5
<b>2</b>	<b>Revisión Bibliográfica</b>	<b>6</b>
2.1	Impacto Ambiental . . . . .	6
2.1.1	Impacto Ambiental de la Operación de embalses . . . . .	6
2.1.2	Impacto Ambiental de la Operación Hydropeaking . . . . .	7
2.2	Embalse Rapel . . . . .	7
2.2.1	Estudios Previos . . . . .	7
2.2.2	Modelo CWR-ELCOM . . . . .	9
2.3	Sistema Interconectado Central . . . . .	10
2.3.1	Introducción . . . . .	10
2.3.2	Modelo Predespacho MIPUC . . . . .	11
2.3.3	Restricciones Ambientales . . . . .	12
<b>3</b>	<b>Generación de Series de Operación Mediante el Modelo MIPUC</b>	<b>13</b>
3.1	Modelo MIPUC . . . . .	13
3.1.1	Función objetivo . . . . .	13
3.1.2	Restricciones Técnicas . . . . .	14
3.1.3	Restricciones Hidráulicas . . . . .	14
3.1.4	Balance Hídrico . . . . .	15
3.1.5	Pérdidas por Transmisión . . . . .	15
3.1.6	Costo de Oportunidad del Agua . . . . .	15
3.1.7	Datos de Entrada y Consideraciones . . . . .	16
3.2	Generación de Escenarios . . . . .	17
3.2.1	Escenarios Hidrológicos . . . . .	17
3.2.2	Restricciones Ambientales . . . . .	18
3.2.3	Escenarios Escogidos . . . . .	19
3.2.4	Tiempo de Modelación . . . . .	19
3.3	Validación del Modelo . . . . .	19
3.4	Resultados Obtenidos . . . . .	20
3.5	Análisis del Costo de Implementación . . . . .	25

<b>4</b>	<b>Modelación Hidrodinámica con el Modelo ELCOM</b>	<b>28</b>
4.1	Modelo ELCOM . . . . .	28
4.2	Grilla del Modelo . . . . .	28
4.3	Datos de Entrada . . . . .	29
4.3.1	Caudal Efluente . . . . .	29
4.3.2	Caudal Afluente . . . . .	29
4.3.3	Datos Meteorológicos . . . . .	30
4.4	Consideraciones . . . . .	32
4.5	Datos de Salida . . . . .	32
<b>5</b>	<b>Resultados</b>	<b>35</b>
5.1	Ordenamiento . . . . .	35
5.2	Estratificación y Mezcla Vertical en el Embalse Rapel . . . . .	36
5.2.1	Estratificación . . . . .	36
5.2.2	Mezcla Vertical . . . . .	45
5.3	Temperatura del Caudal Efluente . . . . .	47
5.4	Análisis de Ondas Internas . . . . .	51
5.4.1	Espectros de Densidad de Potencia . . . . .	51
5.4.2	Análisis de Wavelet . . . . .	55
5.5	Cambios Bruscos en la Operación . . . . .	58
<b>6</b>	<b>Conclusiones y Trabajo Futuro</b>	<b>60</b>
<b>7</b>	<b>Bibliografía</b>	<b>64</b>

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1 Motivación

La hidrodinámica en un embalse artificial con fines de generación eléctrica puede ser notablemente afectada por la operación de la central que lo controla, ya sea producto de la operación hydropeaking o de las políticas de operación a largo plazo de la central. Por un lado, la operación hydropeaking se caracteriza por una importante fluctuación intradiaria del caudal de operación de la central, registrándose desde una generación mínima o incluso nula a valores altos de caudal, en periodos muy cortos de tiempo. Esta operación tiene como objetivo satisfacer los máximos intradiarios de demanda energética.

Por otro lado, las políticas de operación de largo plazo de la central consideran, por ejemplo, la incorporación de un caudal ecológico o la decisión de almacenar agua para un eventual periodo de escasez. Por estos motivos es importante tener métodos para poder modelar y predecir el comportamiento de las variables hidrodinámicas en un lago artificial en el largo plazo, considerando distintos escenarios de operación de la central. Esto tiene como objetivo poder evaluar cambios en las políticas de operación de las centrales, considerando el efecto que tienen sobre las variables hidrodinámicas.

En el caso particular del embalse Rapel, estudios recientes han mostrado que la operación de la central puede potenciar el fenómeno de estratificación, teniendo efectos considerables en las variables hidrodinámicas del embalse. En particular, Ibarra (2013) desarrolló un modelo numérico 3D que permite modelar el efecto de la operación hydropeaking en la hidrodinámica del embalse Rapel. Posteriormente, Guzmán (2013) evaluó la alteración hidrológica y térmica del embalse, para distintos escenarios de restricciones ambientales de caudal ecológico y tasa de cambio del caudal efluente. Finalmente, Rossel (2014) estudió la respuesta de la calidad del agua del embalse ante cambios en la restricción ambiental de caudal ecológico. Sin embargo, estos estudios se basaron en la temporada estival 2009-2010 para la modelación de la hidrodinámica del embalse, dejando de lado los posibles efectos que se tienen a largo plazo producto de la operación de la central hidroeléctrica Rapel. Este enfoque es la principal diferencia con los estudios previos, puesto que se busca establecer el efecto a largo plazo sobre la hidrodinámica del lago bajo las distintas estrategias de operación actuales, y también se proponen políticas alternativas que tengan como objetivo la mitigación de los efectos a largo plazo.

El embalse Rapel fue construido por ENDESA a fines de los años 60 con fines de generación

eléctrica únicamente. Actualmente el lago artificial Rapel es un atractivo de turismo y recreación de la VI región de Chile, donde se han construido un gran número de casas en sus riberas. A lo largo de su historia, el embalse ha presentado numerosos problemas de calidad del agua y además su superficie libre ha estado en cotas inferiores a sus valores promedio en . Esto impide la recreación y el turismo de manera óptima. Además, como la central hidroeléctrica responde a lo que dicta el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), pues es parte del Sistema Interconectado Central (SIC), la generación se concentra sólo en unas horas de alta demanda energética. Esto tiene un efecto negativo en el factor de mezcla del embalse pues pueden pasar varias horas donde no se esté operando y por lo tanto no se favorezca la mezcla. Luego, resulta interesante poder modelar la hidrodinámica del embalse con un horizonte de 2 años y medio, con el objetivo de poder proponer alternativas de operación que tengan en consideración la componente hidrodinámica de la operación de la central hidroeléctrica Rapel. Además, una operación de la central que favorezca las condiciones hidrodinámicas del embalse Rapel puede servir para desarrollar el potencial turístico de la zona y mantener el ecosistema.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo Principal**

El trabajo de título tiene como objetivo estudiar, mediante un modelo numérico, la respuesta hidrodinámica del embalse Rapel en un plazo de 2 años y medio, ante diferentes políticas de operación de la central hidroeléctrica.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

El trabajo de título propuesto posee cuatro objetivos específicos, los cuales se presentan a continuación:

1. Generación de series de operación a largo plazo de la central Rapel para distintas condiciones hidrológicas estipuladas en base al modelo MIPUC. Series de operación deben estar comprendidas entre los meses de enero 2011 y junio 2013. Análisis económico de las diferentes series de operación obtenidas tanto desde el punto de vista privado, es decir la variación de los ingresos de la central Rapel, como sistémico, es decir la variación de los costos totales de todo el SIC en el periodo de evaluación.
2. Obtención de series meteorológicas a largo plazo del embalse Rapel en base a la información de los reanálisis atmosféricos NCEP-NCAR.
3. Utilización del modelo numérico CWR-ELCOM para simular el comportamiento de distintas variables hidrodinámicas en el embalse Rapel en un periodo de 2 años y

medio, sujeto a las series de operación previamente generadas.

4. Análisis de resultados obtenidos y búsqueda de alternativas de operación que favorezcan determinadas variables hidrodinámicas en el largo plazo, considerando el efecto.

## 1.3 Metodología

- Manejo del modelo de minimización de costos MIPUC

En primer lugar, sobre la base del trabajo realizado por Olivares *et al.* (2015), se recopilarán los datos técnicos, económicos e hidrológicos que se necesiten para correr el modelo de minimización de costos MIPUC. Luego, se ajustan las variables, parámetros y restricciones de relevancia con tal de reducir los tiempos de computación del modelo. La finalidad es tener un modelo a largo plazo, considerando inicialmente un periodo de 2 años y medio, que entregue resultados similares a las series reales de operación entre los meses de enero 2011 y junio 2013.

- Generación de series de datos de entrada al modelo CWR-ELCOM

En esta segunda etapa se busca generar las series de tiempo de los forzantes meteorológicos, hidrológicos y de operación del embalse Rapel que se utilizan para correr el modelo CWR-ELCOM. Para la generación de series de tiempo de forzantes meteorológicos se trabaja con la información de los reanálisis atmosféricos NCEP-NCAR, los que tienen información atmosférica cada 6 horas en una grilla regular de  $0,702^{\circ}\text{E} \times 0,703^{\circ}\text{N}$  grados (80 x 80 km). Esta información se escaló al periodo de tiempo que necesita el modelo CWR-ELCOM mediante un proceso denominado *downscaling* temporal.

En cuanto a la operación de la central hidroeléctrica, se corrió el modelo MIPUC para distintas políticas de operación. Para esto se generan las diferentes condiciones políticas de operación que se considera aplicables al modelo, como la incorporación de un caudal ecológico o una atenuación de la intensidad del hydropeaking mediante restringir tasas de cambio en el caudal turbinado. Además se consideran tres situaciones hidrológicas diferentes, que se obtienen en base a datos históricos de los afluentes al embalse Rapel. Luego, se generan restricciones ambientales en base a las distintas políticas estipuladas y condiciones hidrológicas que se incorporan al modelo MIPUC para poder generar diferentes series de operación del embalse Rapel.

Finalmente, las series hidrológicas se generan utilizando los datos de operación históricos del embalse, en conjunto con los volúmenes embalsados históricos registrados.



Se trabaja haciendo un balance de volumen en el embalse y en base a esto se obtiene la hidrología real histórica del embalse en el periodo en cuestión. Luego se adapta esta hidrología a nivel semanal con los escenarios hidrológicos previamente definidos con tal de obtener un balance de volumen en el embalse que permita correr sin problemas el modelo CWR-ELCOM.

- Análisis económico de las series de operación obtenidas con el modelo MIPUC

Para poder comparar las ventajas de las políticas de operación es necesario cuantificar el costo de implementar las políticas de operación en el embalse Rapel. Se busca por un lado cuantificar la disminución en el ingreso del operador de la central Rapel. También se busca cuantificar el costo a nivel sistémico producto de las restricciones ambientales escogidas.

- Modelación numérica

La modelación numérica se realiza con el modelo tridimensional Estuary, Lake and Coastal Ocean Model (CWR-ELCOM). Para correr el modelo, se requiere las series hidrológicas afluentes, de operación y meteorológicas a largo plazo antes descritas. Se trabaja sobre la grilla numérica previamente utilizada por Guzmán (2013), Ibarra (2013) y Rossel (2014). Las variables hidrodinámicas a estudiar se deben definir antes de correr el modelo. Para definir las variables que se busca modelar, se debe investigar sobre la hidrodinámica en lagos y aprender sobre las variables importantes para caracterizar la condición hidrodinámica del embalse. Entre las variables que se analizan está la generación de ondas internas, la temperatura, la mezcla vertical y el transporte horizontal.

- Análisis de resultados

Luego de correr el modelo para los distintos escenarios propuestos, se busca comparar las variables estudiadas bajo las distintas políticas de operación del embalse, con el objetivo de concluir sobre el efecto hidrodinámico de dichas políticas sobre el embalse Rapel. En base a estas soluciones se tiene como finalidad proponer un cambio en la operación de los embalse generadores aportantes al SIC, justificando que la operación tiene efectos sobre ciertas variables hidrodinámicas de los embalses.

## 1.4 Contenidos del Trabajo de Título

Los contenidos de este trabajo de título serán divididos en cinco capítulos, que se describen a continuación:

**Capítulo 1 “Introducción”:** En este capítulo se expone la motivación de la memoria y los objetivos principales de la investigación llevada a cabo.

**Capítulo 2 “Revisión Bibliográfica”:** En este capítulo se presentan y discuten los antecedentes revisados con relación al tema de investigación.

**Capítulo 3 “Generación de Series de Operación Mediante el Modelo MIPUC”:** En este capítulo se explica el funcionamiento del modelo MIPUC, se definen los escenarios de generación en base a distintas condiciones políticas e hidrológicas. Finalmente se describe el procedimiento seguido para generar las series de operación del embalse Rapel para dichos escenarios, se presentan los resultados obtenidos de la aplicación del modelo para cada escenario definido y se realiza un análisis económico para comparar las diferentes series de operación.

**Capítulo 4 “Modelación Hidrodinámica con el Modelo ELCOM”:** En este capítulo se explica de forma general el funcionamiento del modelo ELCOM, se describen las variables de entrada al modelo, se explica cómo estas fueron obtenidas y se comentan las consideraciones generales del modelo. Finalmente se presentan las variables de interés a medir y se presentan los resultados obtenidos para cada escenario de operación definido previamente.

**Capítulo 5 “Conclusiones y Trabajo Futuro”:** En este capítulo se comentan las conclusiones obtenidas a partir del trabajo realizado en el trabajo de título y se dejan propuestos los trabajos futuros que podrían complementar los resultados obtenidos.

# Capítulo 2

## Revisión Bibliográfica

### 2.1 Impacto Ambiental

#### 2.1.1 Impacto Ambiental de la Operación de embalses

La construcción de embalses es una práctica muy antigua de la ingeniería. Hoy en día existen embalses para diversos usos como el riego, la generación eléctrica, el agua potable, la recreación y el control de inundaciones, entre otros. Durante una gran parte del siglo XX se construyeron embalses sin importar las consecuencias ambientales, priorizando el desarrollo económico de la sociedad. Pero, con el pasar del tiempo se han ido conociendo los efectos de estas obras de ingeniería tanto aguas arriba como aguas abajo, y numerosos estudios han permitido conocer los impactos en el corto, mediano y largo plazo de estas mega estructuras.

Desde hace ya varios años que se vienen estudiando los efectos aguas abajo de la presa producto de la operación de esta. El problema radica en que dicha operación nunca recrea el régimen natural del río, y además depende del propósito con el que fue construido el embalse. Se sabe que los efectos sobre la geomorfología del cauce aguas abajo dependen de las fluctuaciones de caudal effluente de la presa y de las condiciones específicas de cada río (Brandt, 2000; Carling, 1988). Además, estos efectos se ven aumentados a medida que el tamaño de la presa crece (Graf, 2006). No sólo la geomorfología del cauce se ve afectada por la operación de los embalses, sino que también existe un aumento de los sólidos suspendidos, generando alteraciones en las poblaciones bentónicas (Baxter, 1977; Gray & Ward, 1982), y se tienen consecuencias sobre la calidad del hábitat de los peces endémicos aguas abajo (García *et al.*, 2011).

Aguas arriba existen diversos efectos que dependen de la operación del embalse. En embalses construidos para la generación eléctrica, la operación del embalse depende de la adaptación de la matriz energética a la demanda de energía, y no se consideran los efectos de esta operación sobre las aguas del embalse, lo cual es sin duda perjudicial. Por ejemplo, la estructura térmica y la ubicación de la termoclina en un embalse están condicionadas por la ubicación de los puntos de extracción y la operación del embalse (Casamitjana *et al.*, 2003). Luego, la operación hydropeakinh tiene un efecto sobre la ubicación de la termoclina. Además, la distribución de temperatura en un cuerpo de agua es un factor relevante para el desarrollo de ecosistemas acuáticos, pues incide en la calidad del agua y la distribución de especies (Caissie, 2006). Luego, si se conoce la operación de un embalse, se pueden entender a priori muchos de los procesos que ocurren aguas arriba de éste, y se pueden

buscar alternativas de operación que armonicen la satisfacción de la demanda energética con el bienestar ambiental del embalse.

### **2.1.2 Impacto Ambiental de la Operación Hydropeaking**

Las centrales hidroeléctricas de embalse se caracterizan por su rápida capacidad de responder a las fluctuaciones y aumentos de la demanda energética. Además, debido a sus bajos costos de operación, estas centrales hidráulicas se utilizan para compensar las diferencias de corto plazo entre generación eléctrica y demanda. Este tipo de operación fluctuante, donde se pasa de una operación mínima o incluso nula a valores altos de potencia en un periodo corto de tiempo, se denomina hydropeaking y es una operación característica de las centrales hidroeléctricas de embalse. Este tipo de operación genera claras alteraciones al régimen hidrológico de un río, y los efectos se evidencian tanto aguas arriba como aguas abajo del embalse.

Los efectos aguas abajo de la operación hydropeaking son negativos y se tienen consecuencias ecológicas considerables documentadas en la literatura. Moog (1993) reporta reducciones de los invertebrados bentónicos y la ictiofauna, Saltveit *et al.* (2001) y Halleraker *et al.* (2003) indican que las fluctuaciones repentinas en los caudales de un río causan una mayor mortalidad de salmónidos producto de varamiento y el estudio de las condiciones ecológicas de temperatura, luz y temporada del año, pueden ser de utilidad para reducir los efectos de varamiento. Por otro lado, Tuhtan *et al.* (2012) concluye que los riesgos de varamiento se ven reducidos cuando la fluctuación ocurre entorno a caudales mínimos mayores, lo cual permite crear estrategias de operación que disminuyan los efectos de varamiento. Además, este tipo de operación produce una clara alteración del régimen termal (Krause *et al.*, 2005), lo cual también incide en los ecosistemas acuáticos aguas abajo de la presa.

## **2.2 Embalse Rapel**

### **2.2.1 Estudios Previos**

El embalse de interés en este trabajo de título es el Rapel. Este fue construido en los años 60 y su objetivo era la generación eléctrica. Hoy en día, este sigue siendo su principal uso productivo, pero también existen otras actividades como la recreación y el turismo que han crecido en la zona.

El problema de este embalse es la calidad de sus aguas producto de la actividad humana y la estratificación que se produce en el verano (Vila *et al.*, 2000). Luego, es relevante evaluar el impacto que tiene la operación de la central hidroeléctrica sobre las aguas del embalse, y ver como cambios en dicha operación pueden mejorar las condiciones.

Rapel es uno de los embalses más estudiados en Chile por su cercanía con la capital y por su potencial turístico. Estos estudios se enfocan en la calidad del agua y la hidrodinámica al interior del embalse principalmente, y diversos efectos como la excitación de ondas internas y la presencia de una termoclina en las cercanías del muro en periodos estivales han sido identificados y caracterizados. Las ondas internas son la energía disponible en el embalse, estas inciden en la mezcla y la estratificación de un embalse, y son de interés en el periodo estival. Una buena forma de analizar las ondas internas es a través de la energía potencial integrada (Rueda *et al.*, 2003).

En primer lugar, Martínez *et al.* (2003) estudió la abundancia de fitoplancton en distintos sectores del embalse, proponiendo distintos modelos conceptuales para describir las variables que predicen la abundancia de fitoplancton en cada sector. En el estudio se concluye que dependiendo el sector del embalse se tienen distintas variables asociadas a la abundancia de fitoplancton como la temperatura, la concentración de fósforo soluble, la conductividad específica y la concentración de compuestos nitrogenados. Por otro lado, de la Fuente (2003) aplicó varios modelos hidrodinámicos en distintos sectores del lago con tal de caracterizar los procesos físicos y químico-biológicos que predominaban en cada sector. Por ejemplo, estudió la variación de temperatura en las cercanías del muro, observando como el punto de extracción de la central juega un rol importante en el comportamiento estacional de la temperatura de la columna de agua cerca del muro. Además, concluye que si bien la estratificación en el verano es un proceso característico de la realidad del embalse, no se puede asegurar la mezcla todos los inviernos. De haber mezcla completa, no se produciría anoxia en el hipolimnio durante el verano, lo cual fue medido en el verano de 1995.

En estudios más recientes, Guzmán (2013) evaluó el efecto de incorporar restricciones de caudal ecológico y de tasa de cambio o rampa máxima del caudal efluente a la operación hydropeaking previamente caracterizada del embalse. Se obtuvieron mejoras notorias de los indicadores de alteración hidrológica y térmica intradiarios. Estos indicadores sirven para medir la alteración que produce la operación de la central sobre el régimen térmico e hidrológico natural del río, y en base a ellos se puede ver la diferencia de las políticas de operación de la central. El estudio de la restricción de caudal ecológico también fue estudiado por Rossel (2014), quien encontró que para años húmedos y normales, el efecto de estas restricciones sobre la calidad del agua al interior del embalse no es significativo. Sin embargo, en este estudio se concluye que para años secos se registra una reducción importante del crecimiento de cianobacterias, lo cual tiene mayor relación con la disminución del volumen embalsado que con la restricción de caudal ecológico. En otras palabras, la restricción de caudal ecológico por sí sola no tiene mayor influencia en la calidad del agua al interior del embalse. Ibarra (2013) estudió el efecto de la operación en horas punta de demanda de la central hidroeléctrica sobre distintas variables hidrodinámicas del embalse. En este estudio se concluye que existen diversos factores que afectan la magnitud de las ondas internas como la magnitud de la extracción, la variabilidad de los caudales extraídos y la estabilidad del perfil de densidades. Además, en el periodo de otoño el proceso de

destratificación se ve favorecido por la energía cinética que la extracción le entrega al embalse.

Lo que todos los estudios anteriormente descritos tienen en común es que trabajaron con periodos estacionales para los modelos. Es decir, se concentraron en estudiar y caracterizar los procesos físicos y químicos que ocurrían en el embalse durante el periodo de verano, donde el embalse se encontraba estratificado, o en el periodo de otoño invierno, donde se producía la mezcla completa. Sin embargo, para caracterizar algunos procesos como la capacidad de mezcla en el invierno o la presencia de anoxia en el hipolimnio en verano, es necesario analizar primero el comportamiento de las variables hidrodinámicas del embalse en el largo plazo, es decir un periodo que incluya por lo menos dos años. Además, muchos de los efectos estudiados anteriormente explican los procesos que ocurren en el embalse basándose en los resultados de mediciones realizadas en una estación y modelos calibrados para la misma estación del año, lo cual no considera el efecto a largo plazo de distintos procesos que ocurren en el embalse. Luego, en el presente estudio se plantea la utilización de un modelo hidrodinámico a largo plazo, con la finalidad de poder observar cómo reaccionan las distintas variables hidrodinámicas en un plazo multianual, y de esta manera poder cuantificar y comparar los efectos de distintas políticas de operación de la central hidroeléctrica sobre las distintas variables hidrodinámicas del embalse.

### **2.2.2 Modelo CWR-ELCOM**

Cuando se busca caracterizar hidrodinámicamente un embalse, la problemática que aparece es el tipo de modelo a utilizar para el estudio en cuestión. Estos modelos son utilizados para definir condiciones como cargas máximas de nutrientes con tal de prevenir la eutroficación en zonas vulnerables como un estuario o una zona costera, para predecir condiciones de eutroficación futuras o para predecir el efecto ambiental de cambios en condiciones externas sobre un cuerpo de agua, entre otros (Artioli *et al.*, 2005; de la Fuente & Niño, 2008). Hoy en día existen múltiples modelos hidrodinámicos en 1, 2, y 3 dimensiones espaciales para modelar las variables hidrodinámicas. Por un lado, los modelos 3D ofrecen una mejor resolución espacial del embalse, pero pueden ser difíciles de calibrar y validar, pues requieren mediciones in situ con la suficiente resolución espacial como para capturar la variabilidad espacial del sistema que se espera resolver mediante numéricamente (de la Fuente & Niño, 2008). Por otro lado, los modelos 1D solo tienen resolución vertical de los procesos internos, por lo que los resultados pueden resultar poco representativos. La ventaja de estos modelos, además de la simplicidad de aplicación, es su calibración y validación, pues requieren muchos menos mediciones.

En este estudio se busca representar de manera precisa el embalse Rapel para poder identificar los efectos de la operación hydropeaking y ver como cambios en las políticas de operación influyen en la distribución espacial de distintas variables hidrodinámicas como la temperatura, la magnitud de las ondas internas y el perfil de densidades en el embalse. Luego, para representar de la mejor manera posible el embalse, se utilizará un modelo 3D, teniendo en cuenta las dificultades de su aplicación a largo plazo.

El modelo escogido para el estudio hidrodinámico del embalse Rapel es CWR-ELCOM (Estuary, Lake and Coastal Ocean Model), el cual fue desarrollado por el Centre for Water Research (CWR) y es el modelo acuático líder con mayor cantidad de publicación y citas según Trolle *et al.* (2012). Es un modelo en tres dimensiones que permite reproducir la hidrodinámica espacial y temporal de cuerpos de agua sujeto a forzantes ambientales (Hodges & Dallimore, 2006).

Entre los datos de entrada más relevantes están: batimetría de la zona, caudales promedios diarios afluentes, caudales efluentes, temperatura del aire, radiación solar incidente, velocidad del viento y humedad relativa (Ibarra, 2013). Los datos de caudales efluentes son los que se obtienen del modelo MI-PUC, y para este estudio se busca tener series de caudales efluentes para distintas políticas de operación, con el objetivo de poder comparar con el modelo ELCOM qué efecto tienen sobre las variables hidrodinámicas a modelar.

## 2.3 Sistema Interconectado Central

### 2.3.1 Introducción

El sistema Interconectado Central (SIC) es el sistema eléctrico de mayor importancia en Chile. Está compuesto por los sistemas de transmisión y las centrales generadoras ubicadas entre la rada de Paposo, en la segunda región de Antofagasta, y la isla grande de Chiloé, en la décima región de los Lagos. Además del SIC, existen tres otros sistemas eléctricos en el país: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes. De los cuatro, el SIC proporciona aproximadamente el 92,2% del abastecimiento de la población, con una potencia instalada que alcanza los 15,9 [GW] y una generación anual de 52950 [GWh] (CDEC-SIC, 2015). El aporte de centrales hidroeléctricas de embalse y pasada al SIC alcanza los 6470 [MW] de potencia instalada, lo que corresponde a un 41% de la potencia instalada (CDEC-SIC, 2015). Existen también centrales termoeléctricas de carbón, petróleo o gas, eólicas y solares.

La Coordinación Hidrotérmica (CHT) es la combinación de centrales térmicas e hidráulicas que permite abastecer la demanda en una red eléctrica de manera óptima. Se busca determinar un nivel óptimo de generación, que respete las restricciones técnicas de cada tipo de operación. Troncoso (2010) plantea que el problema de CHT es distinto para el corto, mediano y largo plazo. Específicamente, explica que para problemas de largo plazo se puede utilizar la programación dinámica dual estocástica (PDDE), la cual descansa en el método de descomposición anidada de Benders. Este método entrega la función de costos futuros esperados (FCFE), la cual permite abordar el problema de CHT con una programación de corto plazo y así obtener resultados de operación de las centrales del sistema a nivel horario para un horizonte de planificación semanal. La razón de la división del problema en largo, mediano y corto plazo es por el desafío computacional que presenta el análisis del problema

de manera completa. Incluso al segregarlo como se propone se requiere de alta potencia computacional para poder resolver de manera óptima los problemas en plazos razonables de tiempo.

### 2.3.2 Modelo Predespacho MIPUC

El encargado de realizar la CHT en el SIC es el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SIC), y lo hace a través de un modelo de PDDE para la programación de largo plazo (PLP) y un modelo de programación de corto plazo (PCP) dependiendo del horizonte de planificación. El resultado visible de estos modelos es la programación de operación de las distintas centrales eléctricas del sistema, por lo que la modelación utilizada para resolver estos problemas de programación es una suerte de “caja negra” (Troncoso, 2010). Si bien se conocen los algoritmos utilizados para la resolución de este problema, se desconoce la implementación de éstos dado que los códigos no se entregan al público en general.

El Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (CE-FCFM) desarrolló dos modelos que replican los utilizados por el CDEC-SIC con el objetivo de evitar el efecto anteriormente descrito, y así tener una herramienta de docencia e investigación que permita replicar los resultados obtenidos por los modelos del CDEC-SIC.

La réplica del modelo de programación de largo plazo (PLP) es el SEEDS (Stochastic Electric Economic Dispatch Scheduling). Este modelo utiliza PDDE para aproximar la FCFE en base al método de descomposición anidada de Benders (Troncoso, 2010). Tiene horizontes de evaluación de meses o hasta años, y las etapas pueden ser de semanas o meses. Consecuentemente, la programación de generación térmica e hidráulica que entrega este modelo es semanal o mensual, lo cual no representa las variaciones diarias o intradiarias que ocurren en la operación hydropeaking de una central hidroeléctrica de embalse. Luego, las series de operación que se obtienen de este modelo no son de utilidad para este trabajo. Sin embargo, las FCFE de cada embalse, que se obtienen del modelo, son la salida más relevante.

El modelo MI-PUC (Mixed Integer Programming Unit Commitment) está escrito en Java, resuelve un problema lineal entero mixto para el despacho de las centrales, y su horizonte de evaluación es de una semana (Benavides, 2008). Este modelo entrega una programación horaria de la operación de las centrales eléctricas, por lo que es adecuado para los requerimientos de datos de este trabajo de título. Benavides (2008) y Olivares *et al.* (2015) detallan la modelación que realiza el MI-PUC para optimizar la entrega de las centrales eléctricas, especificando las restricciones técnicas e hidrológicas, entre otras, y la función objetivo del modelo. Algunas de las variables de entrada relevantes de este modelo son: caudales afluentes y volúmenes de los embalses, precios de los combustibles, FCFE, demandas energéticas a nivel horario, tiempos de encendido y apagado de centrales térmicas y conectividad hidráulica.



### 2.3.3 Restricciones Ambientales

Los modelos anteriormente descritos tienen como objetivo optimizar los recursos térmicos e hídricos, buscando la operación que minimice los costos. Sin embargo, en las centrales hidroeléctricas de embalse esto puede ser perjudicial para la hidrodinámica de los sistemas, y por lo tanto para la salud de los ecosistemas presentes. Para mitigar estos efectos, existen diferentes tipos de restricciones que apuntan a disminuir la operación hydropeaking de las centrales, como la incorporación de un caudal ecológico mínimo en la operación de una central. Esta política restrictiva de la operación de las centrales es útil para intentar mantener el régimen natural de un río, aunque sea de una manera muy restrictiva. Sin embargo, hoy en día es aceptado que las restricciones de caudal ecológico por sí solas no pueden mantener un ecosistema saludable en ríos (Bunn & Arthington, 2002; Poff *et al.*, 1997; Poff & Zimmerman, 2010; Richter *et al.*, 1996). Si bien esta restricción no es suficiente por sí sola, en este estudio se considera como una restricción necesaria para intentar mejorar las condiciones hidrodinámicas del embalse.

Una segunda restricción interesante de considerar es la aplicación de tasas de cambio máximas del caudal efluente de las centrales hidroeléctrica de embalse. Esta medida apunta directamente a reducir la operación hydropeaking, impidiendo que se generen fluctuaciones repentinas de los caudales turbinados en las horas peak de demanda. Además, la aplicación de este tipo de restricciones es de vital importancia para el bienestar los ecosistemas y por lo tanto es cada vez más considerada en el análisis de alteración hidrológica (Olivares, 2008; Pérez-Díaz *et al.*, 2012; Poff *et al.*, 1997).

La aplicación de una combinación de estas restricciones tiene un efecto positivo en los indicadores de alteración hidrológica (Guzmán, 2013). Sin embargo, la regulación de entregas horarias en base a estas restricciones trae consecuencias económicas para los sistemas eléctricos (Harpman, 1999; Olivares *et al.*, 2015; Pérez-Díaz & Wilhelmi, 2010). Olivares *et al.* (2015) identifican combinaciones de estas restricciones para recomendar soluciones eficientes en términos de costo e indicadores hidrológicos. En Olivares *et al.* (2015) se tomaron cinco restricciones de caudal ecológico mínimo y cinco restricciones de tasa de fluctuación máxima para el embalse Pangue, ubicado en la VIII región del Bío-Bío, generando así 25 escenarios de restricciones medioambientales. Se observa que todos los casos analizados tienen un costo inferior al 2,5 % del costo total del sistema, lo cual muestra que si bien estas restricciones tienen un costo asociado, se pueden encontrar combinaciones que minimicen los costos y maximicen los beneficios para el medioambiente. Se entiende que una variación del 2,5 % es considerable cuando se trata de un costo a nivel sistémico por lo que se debe buscar un escenario de restricciones medioambientales que reduzca este valor.

# Capítulo 3

## Generación de Series de Operación Mediante el Modelo MIPUC

### 3.1 Modelo MIPUC

El modelo MIPUC es un modelo de optimización que busca minimizar los costos de operación agregados de las centrales eléctricas del SIC, considerando las FCFE en la función objetivo. Además, se tienen restricciones técnicas e hidrológicas que limitan el problema a un espacio factible.

El inconveniente es que en este modelo no se incorpora de ninguna manera la variable ambiental en la optimización para obtener el despacho de las centrales eléctricas del SIC. Sin embargo, es posible agregar la consideración ambiental en forma de restricción del problema de optimización. Para esto se proponen dos tipos de restricciones: un caudal ecológico mínimo de operación, y una tasa de cambio máxima del caudal effluente. De ahora en adelante se utilizará el término rampa para hablar de la tasa de cambio máxima de caudal effluente. Ambas restricciones se incorporaron solo para el embalse Rapel con el objetivo de reducir la operación hydropeaking de la central, dejando propuesto el estudio de la aplicación de dichas restricciones a un grupo de centrales hidroeléctricas del SIC.

Ahora, para entender el funcionamiento del modelo MIPUC es necesario conocer la función objetivo y las restricciones asociadas al modelo de optimización, por lo que a continuación se presentan las ecuaciones más importantes que describen el modelo según fue presentado por Olivares *et al.* (2015).

#### 3.1.1 Función objetivo

La función objetivo (3.1) es una minimización de costos de la suma de tres componentes: (i) la suma de los costos operacionales de las  $G_T$  centrales térmicas y renovables en el horizonte de tiempo  $T$ , (ii) el costo de oportunidad del agua embalsada al final del periodo para todos los escenarios hidrológicos en cuestión, y (iii) el costo de la energía no suministrada en las  $B$  barras de la grilla para el horizonte de tiempo  $T$ . Se tiene que  $c_g$  es el costo variable del generador  $g$ ,  $P_{g,t}$  la potencia generada por  $g$  en el periodo  $t$ ,  $S$  el número de escenarios hidrológicos definidos,  $FCF_s$  la función de costos futuros del escenario hidrológico  $s$ ,  $c_{UE}$  el costo de la energía no suministrada,  $UE_{b,t}$  la cantidad de energía no suministrada en la barra  $b$  durante el periodo  $t$  y  $\Delta t$  el intervalo de tiempo (Olivares *et al.*, 2015).

$$\text{Min } Z = \sum_{t,g}^{T,G_T} c_g \mathbf{P}_{g,t} \Delta t + \sum_s^S \frac{1}{S} \mathbf{FCF}_s + \sum_{t,b}^{T,B} c_{UE} \mathbf{UE}_{b,t} \Delta t. \quad (3.1)$$

### 3.1.2 Restricciones Técnicas

Las ecuaciones (3.2 - 3.4) definen las restricciones de las centrales térmicas. El rango de potencia de cada central está delimitado por la capacidad mínima  $P_g^{min}$  y la capacidad máxima  $P_g^{max}$ , siempre y cuando la central esté en funcionamiento, i.e.,  $B_{g,t} = 1$  (ecuación (3.2)). La ecuación (3.3) asegura que las centrales estén encendidas un tiempo mínimo de horas  $tMin_g^{on}$ . La diferencia entre este tiempo  $tMin_g^{on}$  y el parámetro  $bMin_g^{on}$  es que este último es la conversión entre horas e intervalos de tiempo. En este estudio la resolución del problema es horaria y por lo tanto ambos parámetros son iguales. La ecuación (3.4) tiene el mismo objetivo que (3.3), pero se usa si  $tMin_g^{on}$  no se puede alcanzar dado que la optimización se encuentra en las horas finales del horizonte de modelación. Para el tiempo mínimo de apagado de una central térmica se usa una restricción análoga a la presentada para el tiempo mínimo de encendido, y por simplicidad no se muestra (Olivares *et al.*, 2015).

$$B_{g,t} P_g^{min} \leq P_{g,t} \leq B_{g,t} P_g^{max}, \forall t, g \in \mathbb{G}, \quad (3.2)$$

$$\sum_{ta=t}^{t+bMin_g^{on}-1} \Delta_{ta} B_{g,ta} \geq tMin_g^{on} (B_{g,t} - B_{g,t-1}) \quad (3.3)$$

$$\text{cuando } 1 \leq t \leq T - bfMin_g^{on}, \forall t, g \in \mathbb{G},$$

$$\sum_{ta=t}^T \Delta t B_{g,ta} \geq \left( \sum_{ta=t}^T \Delta t \right) (B_{g,t} - B_{g,t-1}) \quad (3.4)$$

$$\text{cuando } t > T - bfMin_g^{on}, \forall t, g \in \mathbb{G}.$$

### 3.1.3 Restricciones Hidráulicas

Es importante notar que las ecuaciones (3.5) y (3.6) se aplican a todas las centrales hidroeléctricas  $\mathbb{G}_H$ , mientras que las ecuaciones (3.7) y (3.8) aplican únicamente a las centrales hidroeléctricas con embalse  $\mathbb{G}_{H_r}$ . El rendimiento  $\eta_g$  entre agua y potencia depende de una serie de parámetros: la cota de agua del embalse, curvas de eficiencia agregadas de las turbinas, pérdidas producto de las conducciones de agua, y altura de agua aguas abajo del embalse. Sabiendo el rendimiento de cada central hidroeléctrica se puede usar la ecuación (3.5) para relacionar el caudal turbinado  $Q_{g,t}$  con la potencia  $P_{g,t}$ . La ecuación (3.6) verifica que el flujo turbinado de cada central sea superior al el mínimo técnico  $Q_g^{min}$  y sea inferior al máximo técnico  $Q_g^{max}$ , siempre y cuando la central esté funcionando. Las ecuaciones (3.7) y

(3.8) verifican que el volumen del embalse,  $V_{g,t}$ , y que el caudal vertido,  $QS_{g,t}$ , estén dentro del rango factible, de  $V_g^{min}$  a  $V_g^{max}$  y de  $QS_g^{min}$  a  $QS_g^{max}$  respectivamente (Olivares *et al.*, 2015).

$$P_{g,t} = \eta_g Q_{g,t}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_H, \quad (3.5)$$

$$B_{g,t} Q_g^{min} \leq Q_{g,t} \leq B_{g,t} Q_g^{max}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_H, \quad (3.6)$$

$$V_g^{min} \leq V_{g,t} \leq V_g^{max}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_{H_r}, \quad (3.7)$$

$$QS_g^{min} \leq QS_{g,t} \leq QS_g^{max}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_{H_r}. \quad (3.8)$$

### 3.1.4 Balance Hídrico

La ecuación (3.9) asegura que exista balance hídrico en cada central hidroeléctrica. Por un lado se tiene la variación de volumen embalsado en un intervalo de tiempo, y por el otro lado se incorporan caudales de entrada  $QA_{g,t}$ , caudal turbinado  $Q_{g,t}$ , caudal vertido  $QS_{g,t}$ , caudal ficticio  $QF_{g,t}$ , y caudal turbinado y vertido por centrales hidroeléctricas ubicadas aguas arriba  $\mathbb{U}_g$ . El balance de volumen para centrales hidroeléctricas de pasada es nulo. Los caudales ficticios son variables auxiliares que facilitan la convergencia del modelo. Luego, estas variables son fuertemente penalizadas en la función objetivo y en la solución óptima son iguales a cero. Finalmente, la constante 3,6 se utiliza para compatibilizar las unidades (Olivares *et al.*, 2015).

$$\frac{V_{g,t} - V_{g,t-1}}{3,6\Delta t} = QF_{g,t} - Q_{g,t} - QS_{g,t} + QA_{g,t} + \sum_{u \in \mathbb{U}_g} Q_{u,t} + \sum_{u \in \mathbb{U}_g} QS_{u,t}, \quad \forall t, g \in \mathbb{G}_H. \quad (3.9)$$

### 3.1.5 Pérdidas por Transmisión

El modelo considera la grilla de transmisión  $\mathbb{L}$ . Las barras  $b$  del sistema están interconectadas por líneas de transmisión  $l$ , en las cuales el flujo de potencia es calculado utilizando un modelo de flujo de corriente continua con pérdidas lineales aproximadas por tramos (Olivares *et al.*, 2015).

### 3.1.6 Costo de Oportunidad del Agua

Cuando la capacidad del almacenamiento para la generación hidroeléctrica es grande en un sistema, el costo de oportunidad del agua a largo plazo se hace relevante y por lo tanto se debe considerar en la planificación de corto plazo. Una alternativa para estimar estos costos es utilizando un modelo basado en los cortes de Bender que se conoce como PDDE (Pereira &

Pinto, 1991). Como se describió anteriormente, el CE-FCFM desarrolló un modelo (SEEDS) que permite obtener los coeficientes relevantes para calcular los costos asociados al costo de oportunidad del agua. En este trabajo de título no se trabaja con el modelo SEEDS, pues se obtienen las FCFE de los datos disponibles del CDEC, y estas se aplican directamente en el modelo MIPUC.

### 3.1.7 Datos de Entrada y Consideraciones

La gran parte de los datos de entrada se obtuvieron del trabajo de Olivares *et al.* (2015), que a su vez los obtuvo de la ISO de Chile (Power System Operator of Chile (CDEC), 2013). Los datos que se requieren son: capacidad mínima y máxima de las centrales, conectividad hidráulica, caudal turbinado mínimo y máximo, caudal vertido mínimo y máximo, volumen mínimo y máximo de cada embalse, costo de la energía no suministrada, costo de las caudales ficticios y parámetros relacionados con el sistema de transmisión. Los tiempos mínimos de encendido y apagado de cada central se tomaron de los datos históricos de la ISO.

Además, se consideró el periodo entre enero 2011 y junio 2013 para la modelación, por lo que se utilizaron los datos de demanda reales de dicho periodo. Se utilizaron también los datos de las FCFE para dicho periodo, los cuales se obtuvieron de los datos disponibles del CDEC-SIC. Es importante aclarar que las FCF disponibles del CDEC-SIC consideran la situación hidrológica real del periodo de tiempo mencionado, por lo que utilizar estos valores para nuevos escenarios hidrológicos no es representativo en términos de los costos futuros. Sin embargo, dado la complejidad de los modelos a utilizar y los tiempos de modelación, se optó por conservar estos valores, aceptando las limitaciones que esto tiene sobre el modelo MIPUC, con tal de evitar el uso del modelo SEEDS. Las FCF tienen una reacción directa con la hidrología dado que el costo de oportunidad del agua es completamente diferente en un escenario hidrológico húmedo, donde la disponibilidad de agua en el corto plazo es segura y por lo tanto el costo futuro es bajo, en comparación con uno seco, donde los costos futuros aumentan dada la necesidad de conservar el recurso para los meses venideros. Los datos hidrológicos de entrada al sistema dependen de la generación de escenarios para el modelo por lo que se definirán más adelante.

Una consideración importante para correr el modelo fue la continuidad entre una semana y la siguiente. Si bien el modelo tiene un horizonte semanal, se incorporó en el modelo la capacidad de entregar un caudal turbinado inicial para cada central hidroeléctrica, el cual correspondía al caudal turbinado final de la semana anterior, con el objetivo de tener continuidad de caudales. Esto se hizo ya que si se corriera el modelo para cada semana de manera independiente, no necesariamente se cumplirían las restricciones de tasa de cambio de caudal efluente máximo, pues no habría ninguna relación entre una semana y la siguiente. Para los caudales mínimos, los cuales varían de un mes al siguiente, se mantuvo la continuidad descrita para el caudal turbinado inicial considerando que en un mes se puede tener un caudal turbinado inicial diferente al caudal mínimo de dicho mes. Esto no trae problemas para el modelo dado que la variación del caudal mínimo entre

un mes y el siguiente siempre es menor que la rampa definida para dicho mes y por lo tanto no trae problemas para las restricciones del modelo. Otras variables que requieren continuidad como el volumen embalsado se trabajan de igual manera que el caudal turbinado.

La eficiencia de las centrales de pasada se considera constante para el periodo de evaluación, mientras que la eficiencia de las centrales de embalse se actualiza al comienzo de cada semana según el volumen embalsado en el embalse al comienzo de la semana. Esto se justifica dado que la variación del nivel de un embalse dentro una semana es baja y por lo tanto no tiene un efecto mayor sobre la eficiencia de la central. Por otro lado, no se consideran los cortes por mantención o fallas de las centrales.

## **3.2 Generación de Escenarios**

La generación de distintas series de operación de la central hidroeléctrica Rapel requiere correr el modelo MIPUC anteriormente descrito para distintos escenarios hidrológicos y bajo distintas restricciones de caudal ecológico mínimo y de tasas máximas de cambio de caudal effluente. La idea es que estas series de operación permitieran comparar escenarios donde se opera de manera similar a como se hace hoy en día con escenarios donde se agregan restricciones de operación. Esto se hizo con el objetivo de poder comparar la evolución de distintas variables hidrodinámicas y así concluir cuales son las ventajas y/o desventajas de agregar restricciones a la operación de una central hidroeléctrica. Para esto fue necesario generar las series de operación en base a distintos escenarios hidrológicos y a diferentes restricciones ambientales en la operación de la central Rapel. A continuación se explica cómo se obtuvieron dichos escenarios hidrológicos.

### **3.2.1 Escenarios Hidrológicos**

La variabilidad en la operación de una central hidroeléctrica depende en gran parte de la hidrología que se tiene al momento de operar. Luego, se sabe que la condición hidrológica entre enero 2011 y junio 2013 influyó en la decisión de generación de la central en dicho periodo. Para desprenderse de este efecto se generaron distintos escenarios hidrológicos con el objetivo de representar condiciones hidrológicas favorables, normales y desfavorables, y así no quedar acotado por la condición hidrológica del periodo de estudio. Se definieron tres escenarios hidrológicos: seco, normal y húmedo, con una probabilidad de excedencia del caudal medio anual de 20%, 50% y 90% respectivamente. Estos escenarios se desprenden de los estudios realizado por Olivares *et al.* (2015) y Quintero (2014), donde se explica que la elección se basa en la disponibilidad de datos y la necesidad de observar la sensibilidad de los resultados en casos extremos. En Olivares *et al.* (2015) los datos utilizados para la definición de escenarios hidrológicos se desprenden de los datos hidrológicos entregados por el CDEC. Además, para considerar correlación espacial y temporal de los flujos, se escogen tres años reales de entre los 50 años de datos que se tenían.

### 3.2.2 Restricciones Ambientales

La operación tipo hydropeaking de una central hidroeléctrica bajo las condiciones actuales del modelo MIPUC, no cambia significativamente en base a la hidrología del año. Si bien la operación es distinta, sigue teniendo las características de operación hydropeaking. Luego, para disminuir este tipo de operación fue necesario incorporar restricciones al modelo que limitaran tanto la operación mínima de la central como la variación de la operación de una hora a la siguiente. Se escogieron como restricciones el caudal ecológico mínimo (CEM) y la tasa máxima de cambio de caudal effluente (rampa). Estas restricciones se desprendieron de los datos de medianas semanales del flujo afluente natural al embalse Rapel. Además, están disponibles en la ISO (CDEC, 2013) para los años 1960-2000. En base a estos datos se obtuvo la mediana mensual del flujo, y en base a este valor se definieron el caudal ecológico mínimo y rampa máxima para cada mes.

El CEM debe ser respetado por la operación de la central en todo momento (3.10), sin importar si la central está funcionando o no. Por otro lado, la rampa se definió como la máxima diferencia absoluta,  $TCCM_g$ , que puede haber entre el caudal turbinado actual y el turbinado en el periodo anterior. Esto se muestra en las ecuaciones (3.11) y (3.12).

$$Q_{g,t} \geq CEM_g, \forall t, g \in \mathbb{G}_{H_r} \quad (3.10)$$

$$Q_{g,t} - Q_{g,t-1} \leq TCCM_g, \forall t, g \in \mathbb{G}_{H_r} \quad (3.11)$$

$$Q_{g,t} - Q_{g,t-1} \geq -TCCM_g, \forall t, g \in \mathbb{G}_{H_r} \quad (3.12)$$

Debido a los altos tiempos requeridos para modelar cada escenario, se decidió considerar sólo un CEM y una rampa, ya que agregando estas restricciones a los tres escenarios hidrológicos, se obtienen 6 escenarios de generación de datos de operación de la central Rapel. Los tres primeros escenarios son considerando ambas restricciones a la vez, y los segundos tres son sin considerar restricción alguna, es decir respetando la forma de operar actual de la central. Esto se hizo con tal de poder observar el contraste entre las dos forma de operar para distintos escenarios hidrológicos.

Para poder definir que CEM y rampa utilizar, se observaron los resultados obtenidos por Olivares *et al.* (2015) y se escogió un CEM y una rampa que corresponden al 20% y al 6% de la mediana mensual del flujo afluente natural al embalse, respectivamente. Se escogió esta combinación pues se tiene que entrega una mejora considerable de los indicadores hidrológicos y el incremento del costo total del sistema es reducido (0,02% - 0,05% según el escenario hidrológico) según Olivares *et al.* (2015).

### 3.2.3 Escenarios Escogidos

En la Tabla 3.1 se presentan los escenarios definidos para modelar la operación de la central hidroeléctrica Rapel.

Tabla 3.1: Escenarios de modelación escogidos.

Restricción/Hidrología	Seca	Normal	Húmeda
Con Restricciones	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Sin Restricciones	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6

### 3.2.4 Tiempo de Modelación

Es importante señalar que la modelación de cada escenario con el modelo MIPUC toma alrededor de dos semanas. Esto es debido a que las variables binarias del modelo que sirven para indicar que centrales están en funcionamiento y cuales no lo están, ralentizan el tiempo de solución del modelo. Además, se debe considerar que para cada escenario se resolvieron dos años y medio de operación del sistema con una resolución horaria de los resultados. Para cumplir con los plazos requeridos se debió trabajar en paralelo corriendo el modelo MIPUC y utilizando los resultados obtenidos de este modelo para correr el modelo ELCOM.

## 3.3 Validación del Modelo

La validez de los resultados del modelo se evalúa en función de dos variables que son auxiliares en el problema de minimización de costos. Estas variables son la cantidad de energía no servida por el sistema y la cantidad de afluentes ficticios. Ambas variables son castigadas con un alto valor de penalización en la función de costos y por lo tanto deberían tener valores cercanos a 0 para todo el periodo de evaluación. Para poder analizar dichas variables se trabaja con los costos del sistema. Se toma el porcentaje del costo que corresponde a cada una de las variables y en base al promedio en el periodo de evaluación se puede observar si estas variables son importantes en la resolución del modelo. En la Tabla 3.2 se presentan los resultados obtenidos para la validación del modelo.

Se observa que en términos de la energía no suministrada el modelo converge sin mayores problemas. Si bien el valor no es 0, se tiene una influencia en el costo casi imperceptible para el modelo y por lo tanto se puede decir que esta variable no influencia en las decisiones de la optimización. Esta variable se utiliza para que el sistema pueda llegar a una solución factible y su utilización es mínima. Además, las restricciones agregadas al modelo no cambian la energía no suministrada en términos generales, por lo que se desprende que no influyen en



esta variable auxiliar.

Tabla 3.2: Aumento porcentual del costo por energía no suministrada y afluente ficticio.

Escenario	Energía no suministrada [%]	Afluente ficticio [%]
Hidrología seca con restricciones	0,07	0,303
Hidrología normal con restricciones	0,06	0,001
Hidrología húmeda con restricciones	0,06	0,008
Hidrología seca sin restricciones	0,07	0,310
Hidrología normal sin restricciones	0,06	0,031
Hidrología húmeda sin restricciones	0,06	0,001

Sobre el afluente ficticio se pueden sacar conclusiones similares que para la energía no suministrada. Los valores obtenidos son bajos y se podría concluir que el afluente ficticio es una variable cuyos valores son cercanos a 0. Sin embargo, observando los valores para los escenarios con hidrología seca se tiene que el valor porcentual no deja de ser importante. Esto se debe a que en algunas semanas específicas se tiene un aporte de caudal ficticio importante, lo cual influye en el promedio de todo el periodo de evaluación. Sin embargo, estos aportes ficticios no ocurren en el embalse Rapel, dado que en este embalse se aumentó la penalización con el objetivo de suprimir por completo esta variable. Luego, en el embalse Rapel, para todo el periodo de evaluación y para todos los escenarios escogidos se tiene que el afluente ficticio es nulo, pues el balance de volumen debe ser exacto para poder correr el modelo CWR-ELCOM sin problemas. Además, se observa que el problema viene por un desbalance producto de la hidrología seca, por lo que las restricciones agregadas no tienen una influencia sobre la variable auxiliar del caudal afluente ficticio.

De esta manera se concluye que, si bien las variables auxiliares no son nulas en todo el periodo de evaluación, el modelo es válido para los resultados que se busca exponer en el trabajo de título.

### 3.4 Resultados Obtenidos

Los datos obtenidos de operación de la central para cada escenario se pueden graficar en distintos horizontes de tiempo (anual, mensual, semana, diario) con tal de observar los patrones de operación de la central hidroeléctrica. Comparando visualmente los escenarios se podría ver cuáles son los efectos de agregar restricciones, o de encontrarse en un año seco en vez de uno húmedo, por ejemplo. Sin embargo, hacer esto para toda la serie de datos resulta engorroso y poco práctico. Luego, con el objetivo de poder comparar los diferentes escenarios definidos se utilizó un indicador capaz de reflejar los efectos de la operación diaria de la central. Se escogió el indicador de alteración hidrológica intradiaria utilizado previamente

por Guzmán (2013), Ibarra (2013), Rossel (2014), y Olivares *et al.* (2015). Fue descrito por Baker *et al.* (2004).

$$R - B = \frac{\sum_{i=1}^{24} 0.5(|q_{i+1} - q_i| + |q_i - q_{i-1}|)}{\sum_{i=1}^{24} q_i} \quad (3.13)$$

En base a este indicador se graficaron los escenarios como series completa y series anuales para los seis escenarios que se definieron anteriormente. Estos resultados se presentan a continuación.

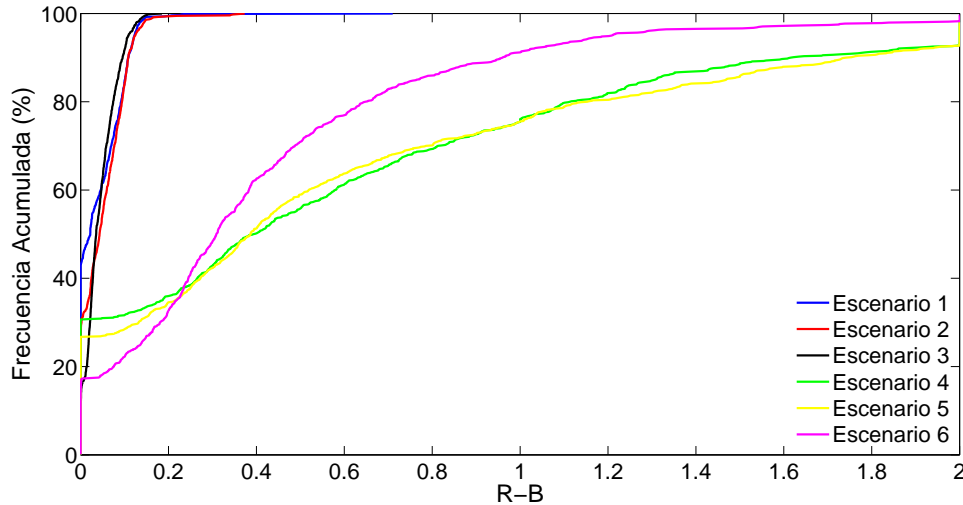


Figura 3.1: Frecuencia acumulada series completas.

Observando las curvas de la Figura 3.1 se nota que los escenarios con restricciones ambientales (1, 2 y 3) presentan mejores indicadores R-B que los escenarios sin restricciones (4, 5 y 6). Esta notoria diferencia entre las curvas se debe a que se aplican dos restricciones ambientales fuertes al mismo tiempo, por lo que la operación hydropeaking desaparece, llevando a una mejora de los indicadores hidrológicos. En base a estos resultados se procede a correr el modelo ELCOM con el objetivo de identificar las diferencias en la hidrodinámica del embalse producto de las diferencias en la operación de la central.

Por otro lado, es importante comparar el efecto de la variación de la hidrología sobre los indicadores R-B. Esto se puede observar para los primeros tres escenarios, donde hay restricciones ambientales a la operación, y para los últimos tres escenarios, donde no existen restricciones ambientales. Se espera que mientras más favorable sea la hidrología, mejores serán los indicadores hidrológicos debido a que se tiene una mayor capacidad de fluctuar la operación de la central para responder a la demanda energética. Esto quiere decir que cuando se tiene una hidrología más favorable, aumenta la flexibilidad de la operación. Se observa que lo anterior se cumple para ambos casos donde la hidrología es húmeda (escenarios 3 y 6). Sin embargo, la comparación de la serie completa no permite comparar

de buena manera que ocurre con los indicadores R-B cuando se tiene una hidrología seca o normal.

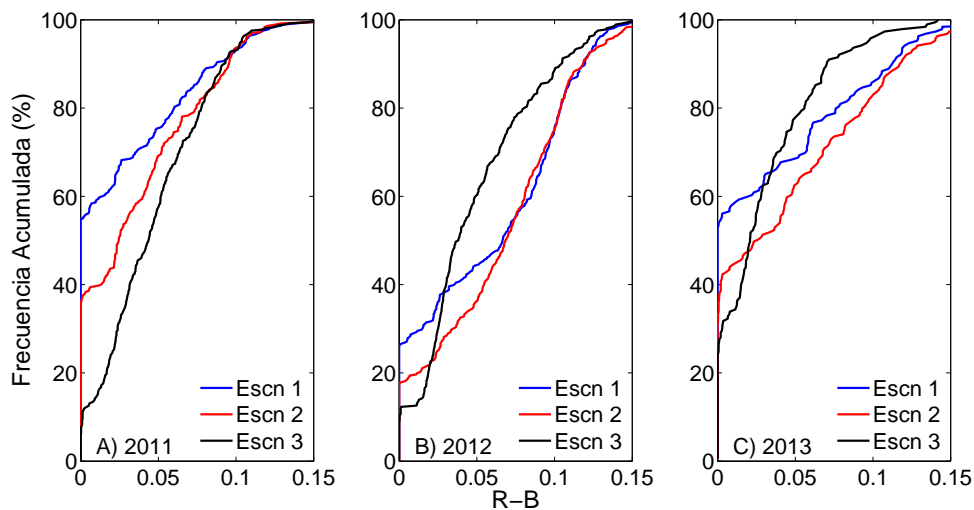


Figura 3.2: Frecuencia acumulada series 2011, 2012 y 2013 respectivamente para escenarios 1, 2 y 3.

Lo que ocurre cuando se observan las series anuales de operación para los escenarios con restricciones ambientales (Figura 3.2) es similar a lo descrito para las series completas, donde mientras más favorable es la hidrología del escenario, mejores son los indicadores R-B, pero solo para los años 2012 (Figura 3.2 B) ) y 2013 (Figura 3.2 C) ). Para el año 2011 (Figura 3.2 A) ) se tiene que el escenario 1 presenta mejores indicadores que el escenario 2, y que el escenario 2 presenta mejores indicadores que el escenario 3, lo cual va en contra lo argumentado anteriormente. Sin embargo, esto se podría explicar en que existen otras restricciones y variables que influyen la resolución del modelo MIPUC y por lo tanto se podría dar el efecto contrario. Por ejemplo, cuando un escenario tiene hidrología seca, se tiende a mantener la operación en el caudal mínimo impuesto, por periodos largos de tiempo, lo cual no tiene variación hidrológica y por lo tanto entrega indicadores R-B nulos. Lo anterior no indica que la variación fue baja, si no que no existió variación. Esto se observa en la Figura 3.2 A) debido a que el año 2011 corresponde a un año de sequía importante en la zona. Además, para el año 2013 (Figura 3.2 C) ) se tiene que el escenario seco presenta mejores indicadores que el escenario normal, lo cual se explica nuevamente por la baja disponibilidad de agua producto de la sequía en dicho año. Si bien los tres años en cuestión son de sequía en la zona, en la Figura 3.3, donde se muestran los caudales medios mensuales para el río Cachapoal antes de la confluencia con el río Tinguiririca, se puede notar que para los años 2011 y 2013 esta fue más marcada que para el año 2012, lo cual respalda la explicación anterior.

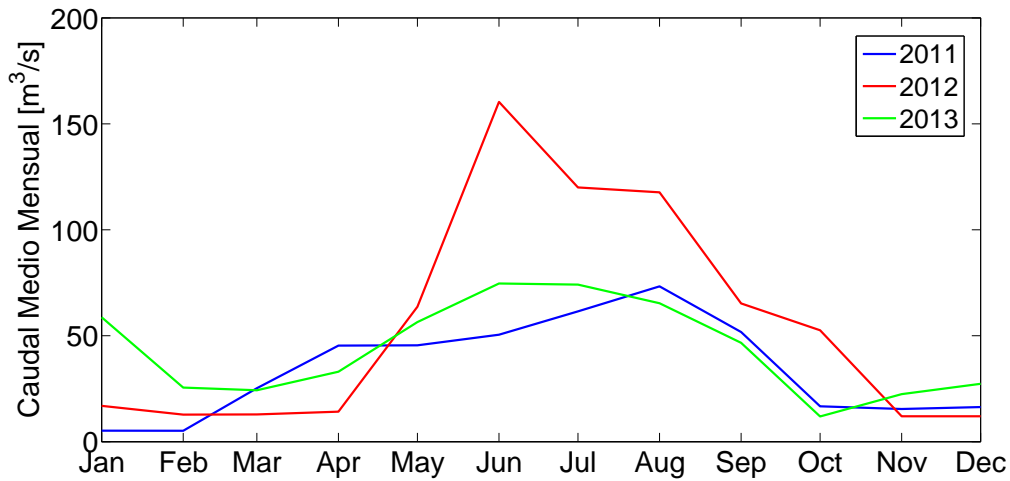


Figura 3.3: Caudal Medio Mensual para los años 2011, 2012 y 2013 en el río Cachapoal previo la confluencia con río Tinguiririca.

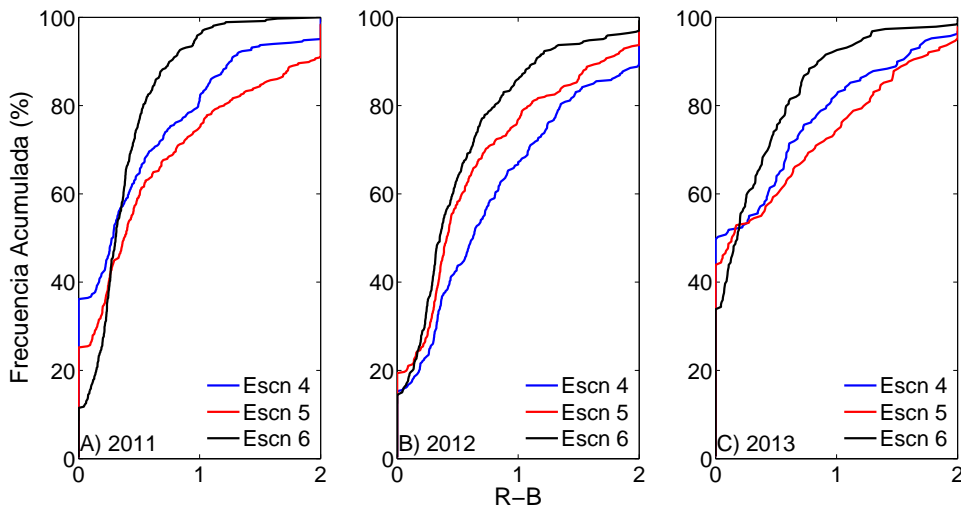


Figura 3.4: Frecuencia acumulada series 2011, 2012 y 2013, respectivamente, para escenarios 4, 5 y 6.

Los escenarios sin restricciones ambientales presentan curvas de frecuencia acumulada para el indicador R-B similares a lo descrito para el caso anterior (Figura 3.4). En primer lugar se observa que el escenario 6 siempre presenta mejores indicadores que los otros dos escenarios, y esto se debe a que la hidrología en dicho escenario es húmeda. Por otro lado, al comparar los escenarios 4 y 5 es menos directo puesto que no hay claridad con respecto a que escenario presenta mejores indicadores. Se tiene que para el año 2012 (Figura 3.4 B) las curvas se comportan como se espera, pues los escenarios con hidrología más favorable presentan los

mejores indicadores. Sin embargo, esto no aplica para los años 2011 y 2013 (Figuras 3.4 A) y C), respectivamente). Esto se debe a que en ambos años la operación es nula la mayoría del tiempo producto de la sequía que ocurrió en dichos años.

Con el objetivo de poder entender de mejor manera el comportamiento del indicador R-B calculado para cada serie de operación obtenida, se incluyen las figuras 3.5 y 3.6, donde se comparan las series de operación horarias para distintos escenarios en un intervalo de tiempo acotado. La primera compara la operación de los tres primeros escenarios para la semana del lunes 8 de agosto del 2011 y la segunda compara los escenarios 3 y 6 para la semana del lunes 9 de julio de 2012.

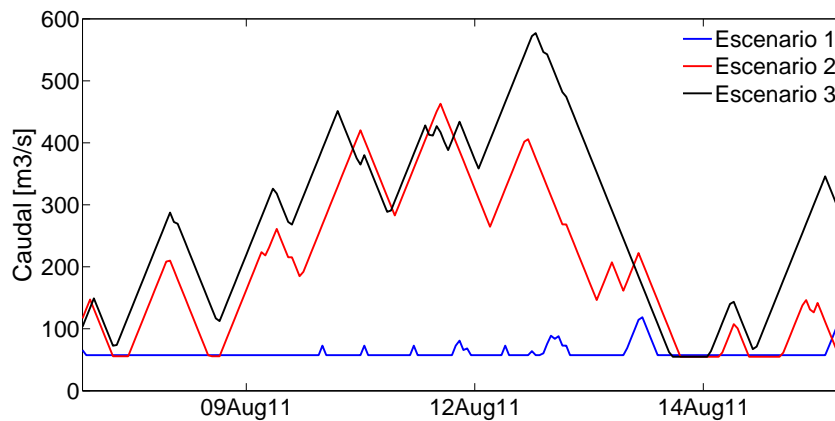


Figura 3.5: Operación horaria para escenarios 1, 2 y 3 durante la semana del 08/08/11.

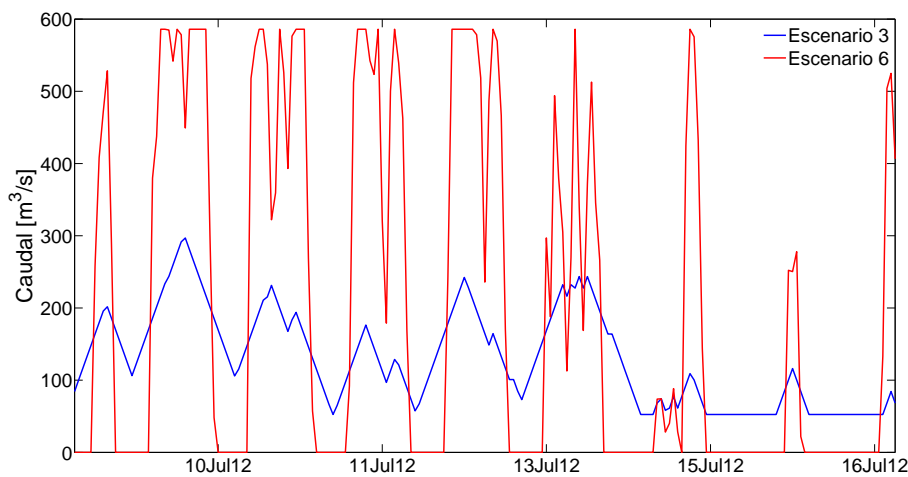


Figura 3.6: Operación horaria para escenarios 3 y 6 durante la semana del 09/07/12.

En base a la Figura 3.5 se puede observar que, comparando la operación horaria de los tres escenarios para el año 2011, queda claro porque el indicador R-B es mejor para el escenario 1. Debido a la mayor cantidad de agua disponible para la generación, existe una mayor fluctuación de caudal a nivel horario para los escenarios 2 y 3, lo cual produce mayores indicadores R-B. Esto ocurre a lo largo del año completo y es la razón por la cual la curva de frecuencia acumulada del escenario 1 está por sobre las otras dos. Este comportamiento es el que explica porque las curvas de frecuencia acumulada no se ordenan de la manera que se espera para todos los años de análisis. La situación anterior se repite para el año 2013.

Por otro lado, en la Figura 3.6 se presenta una comparación entre los escenarios 3 y 6. El objetivo es poder comparar la diferencia entre un escenario con restricciones ambientales (3) y uno sin (6). Es claro notar que al agregar las restricciones ambientales, la operación de tipo hydropeaking desaparece por completo, y esto explica la notable mejoría del indicador R-B al comparar los escenarios con restricciones ambientales y aquellos sin estas restricciones.

### 3.5 Análisis del Costo de Implementación

La incorporación de restricciones ambientales al modelo MIPUC tiene efectos negativos en los costos del sistema debido a que la optimización es menos flexible. Analizando el hydropeaking esto es aún más claro, pues la central Rapel opera en los momentos donde la demanda energética es mayor y por lo tanto el retorno para el operador es mayor. Es decir, cuando se elimina el hydropeaking, los ingresos de la central Rapel disminuyen. Por otro lado, los costos del sistema deben ser mayores producto de la inflexibilidad que entrega la eliminación de la operación tipo hydropeaking, la cual debe ser amortiguada por el resto del sistema.

Existen dos formas de analizar los costos asociados a la incorporación de restricciones ambientales. Una de ellas es desde el punto de vista privado. Esto corresponde a calcular la diferencia de los ingresos de la central Rapel bajo los diferentes escenarios con y sin restricciones ambientales. El ingreso de la central se puede evaluar como el costo marginal de la barra a la que entrega su energía Rapel,  $Cmg_{b,t}$ , multiplicado por la potencia generada por la central en un periodo de tiempo. La ecuación (3.14) presenta la forma de calcular los ingresos de la central Rapel en un periodo de tiempo T.

$$I = \sum_{t \in T}^T Cmg_t Q_{g,t} \eta_{g,t} \quad (3.14)$$

Una segunda opción es analizar la variación de costos desde el punto de vista sistémico. Este análisis es equivalente a evaluar el aumento en los costos para todo el sistema dada la implementación de las restricciones ambientales. Para poder calcular estas diferencias se

toman las funciones objetivos de la optimización del modelo (3.1) y se comparan los costos totales para todo el periodo de evaluación obtenidos para cada escenario.

Ambos casos son importantes de analizar ya que entregan información sobre el efecto económico de la incorporación de las restricciones ambientales. Para que tenga sentido proponer un cambio en la eliminación de la operación tipo hydropeaking se debe mostrar que el impacto económico de la solución es bajo en comparación con el beneficio ambiental que se obtiene. En caso contrario, se debería permitir la operación tipo hydropeaking. Es importante recalcar que en ambos casos se trabaja con un promedio anual de los costos o ingresos del periodo completo de evaluación.

El resultado del análisis de la disminución de los ingresos privados de la central Rapel se presenta como el porcentaje de disminución y el monto en \$MM USD de pérdida para el operador con respecto a la situación sin restricciones ambientales. En la Tabla 3.3 se comparan los escenarios con y sin restricción entre ellos, para las tres hidrologías definidas. Ahora, si bien los porcentajes no son irrelevantes, y el monto que se deja de percibir es considerable, es difícil establecer una comparación directa con el beneficio de incorporar las restricciones ambientales pues sería necesario cuantificar económicamente el medio ambiente. Sin embargo, es posible hacerse una idea de la magnitud del efecto económico al comparar estos valores con las variaciones del ingreso del operador al pasar de una condición hidrológica a otra, lo cual se tiene en la Tabla 3.4. En esta tabla se presenta la diferencia del ingreso de la central Rapel entre los escenarios sin restricción. Se considera la diferencia con respecto al escenario con mejor hidrología, de tal manera que se tenga una disminución del ingreso. Observando esta tabla se destaca que las variaciones del ingreso inducidas por las restricciones ambientales son considerablemente menores que el efecto de la hidrología sobre dichos ingresos, lo cual muestra que la hidrología tiene un efecto mayor sobre los costos que la implementación de las restricciones ambientales.

Tabla 3.3: Diferencia de ingresos anuales central Rapel entre escenarios con y sin restricción.

Escenarios 1 y 4	Escenarios 2 y 5	Escenarios 3 y 6
3.9%	10.9 %	6.8 %
2.2 \$MM USD	8.8 \$MM USD	7.8 \$MM USD

Tabla 3.4: Diferencia de ingresos anuales central Rapel entre escenarios con diferentes hidrologías y sin restricciones ambientales.

Escenarios 4 y 5	Escenarios 5 y 6	Escenarios 4 y 6
29.8%	29.2 %	50.3 %
24.2 \$MM USD	33.5 \$MM USD	57.6 \$MM USD

En la Tabla 3.5 es posible apreciar la variación del costo total de todo el sistema para un promedio anual del periodo de evaluación de 2 años y medio. Nuevamente se comparan en primer lugar los casos con y sin restricción entre ellos. Observando los resultados obtenidos se tiene que a nivel porcentual, el efecto de las restricciones es bajo, aunque se debe considerar que solo se están agregando restricciones a una central de todo el SIC. Los valores en \$MM USD son considerables a nivel de los ingresos de la central Rapel por sí sola, pero no en términos de una matriz energética que mueve montos considerablemente mayores de dinero.

Tabla 3.5: Diferencia de costos anuales totales del sistema entre escenarios con y sin restricción.

Escenarios 1 y 4	Escenarios 2 y 5	Escenarios 3 y 6
0.06%	0.3 %	0.3 %
5 \$MM USD	23 \$MM USD	22 \$MM USD

Finalmente, en la Tabla 3.6 se presenta la comparación de los costos del sistema entre los escenarios sin restricción. Nuevamente es posible apreciar que las variaciones de los costos son mucho mayores entre escenarios hidrológicos que cuando se agregan las restricciones, lo cual respalda la incorporación de restricciones ambientales.

Tabla 3.6: Diferencia de costos anuales totales del sistema entre escenarios sin restricción.

Escenarios 4 y 5	Escenarios 5 y 6	Escenarios 4 y 6
12.4%	6.2 %	19.4 %
958 \$MM USD	454 \$MM USD	1411 \$MM USD

Una particularidad es la diferencia entre las pérdidas de ingresos de la central Rapel en comparación con la variación de los costos totales del sistema. Cuando se incorporan las restricciones ambientales, se fuerza al modelo a suplir la energía que la central Rapel deja de producir, dado que no puede operar con hydropeaking. Luego, como hay un déficit de energía en horario peak, todo el sistema debe ajustarse para poder suplir la demanda, lo cual termina aumentando los costos para todo el sistema, y no sólo para la central Rapel.

Es importante recalcar que estos costos están fuertemente ligados a la FCF, la cual fue obtenida de los datos disponibles del CDEC-SIC y se calcula para un periodo de 18 meses o más. En este trabajo se calculan valores semanales del costo total que incluyen estas funciones, y por lo tanto para poder calcular el costo del sistema se utiliza el equivalente de la FCF para la semana a evaluar. Además, como la FCF no fue calculada para cada escenario en específico, los valores entregados de costos no son los reales y se deben tener como referencia del aumento de costos solamente.



# Capítulo 4

## Modelación Hidrodinámica con el Modelo ELCOM

### 4.1 Modelo ELCOM

ELCOM es un modelo numérico utilizado para el estudio hidrodinámico, espacial y temporal, de un cuerpo de agua en tres dimensiones, sujeto a forzantes ambientales. Se consideran forzantes hidrológicas, meteorológicas y de operación de la central Rapel. El problema que presenta este modelo es el tiempo que tarda en resolver las variables para periodos largos de tiempo. En este caso se trabaja con escenarios de dos años y medio de datos, por lo que se considera un periodo de aproximadamente 10 días por escenario, para la obtención de los resultados, considerando que se dispone de un computador con 8 [GB] de memoria ram y un procesador de cuatro núcleos y 3,4 [GHz]. Para entregar los resultados de la hidrodinámica del embalse en el tiempo, el modelo ELCOM resuelve las ecuaciones de transporte promediadas de Navier-Stokes (RANS). El transporte escalar se resuelve mediante la aproximación de Boussinesq, despreciando los términos de presión no hidrostáticos (Rossel, 2014).

### 4.2 Grilla del Modelo

Se trabaja con una grilla en tres dimensiones que permite calcular de manera discreta los valores de las variables involucradas para todo el espacio en cada tiempo. Esta grilla es la utilizada por Ibarra (2013), Guzmán (2013) y Rossel (2014). Las celdas de la grilla son de 50x50x2 [m] y se tienen 351x400 (x,y) celdas en el plano para las 32 (z) columnas de la grilla. Se definen celdas que son tierra, las cuales no pueden quedar sumergidas, y celdas que son parte del embalse, las cuales pueden estar sumergidas o no. Además, se definen dos puntos de descarga de la central que se ubican en las celdas que corresponden a la ubicación de la toma de la central. Para el vertedero de la central se definen dos salidas, cada una con un set de celdas asignadas para distribuir la salida del caudal del embalse según la ubicación de los vertederos de la central. Finalmente, para la entrada se define un set de celdas en forma de perfil transversal, tanto para el estero Alhué como para la confluencia de los ríos Cachapoal y Tinguiririca.

## 4.3 Datos de Entrada

### 4.3.1 Caudal Efluente

Los caudales efluentes del modelo corresponden a los datos obtenidos mediante el modelo MIPUC para cada uno de los escenarios definidos. Estos datos incluyen el caudal de operación y el caudal vertido a nivel horario para el horizonte de operación. Luego, se divide el caudal de operación entre las tres turbinas previamente definidas, y el caudal vertido se divide entre las tres salidas asignadas.

### 4.3.2 Caudal Afluente

Para obtener los caudales afluentes se realiza un balance de volumen en base a los datos reales de operación de la central para el periodo 2011-2013. Se requieren también los datos de volumen del embalse para dicho periodo y la curva de embalse, que se obtiene a partir de la batimetría del modelo. Los datos de volúmenes y operación se obtienen de la base de datos del CDEC-SIC. A partir de este balance de volumen se obtiene el caudal afluente del embalse en el periodo 2011-2013. Sin embargo, este caudal incluye la evaporación de manera implícita, por lo que se obtiene el valor de evaporación según los promedios mensuales calculados por Contreras *et al.* (1994), y este valor se le suma a los caudales obtenidos previamente para llegar a los caudales afluentes al embalse reales.

Los caudales afluentes obtenidos son los que realmente ocurrieron en el periodo en cuestión. Sin embargo, el modelo MI-PUC trabaja con caudales en base a tres escenarios hidrológicos previamente definidos y por lo tanto dichos caudales no son los reales. Luego, para evitar un desbalance de volumen en el modelo ELCOM, es necesario ajustar los caudales obtenidos del balance de volumen con los datos de caudales afluentes de entrada al modelo MIPUC para cada escenario, de tal manera de mantener la variabilidad de caudales del periodo y asegurar el mismo promedio de caudal semanal afluente al embalse que se utilizó para correr el modelo MI-PUC. Es decir, se mantiene la variabilidad del caudal afluente que existió realmente en dicho periodo, pero los valores son ponderados de tal manera que el caudal afluente que se utiliza como dato de entrada para el modelo ELCOM tenga el mismo promedio semanal para todo el periodo de evaluación que el caudal afluente de entrada al modelo MIPUC. La ecuación (4.1) muestra como se ponderan los valores del caudal afluente real para obtener el caudal afluente que se utiliza como dato de entrada al modelo ELCOM. Esta ecuación representa el proceder de la ponderación de los caudales afluentes horarios que se utilizan en el modelo ELCOM para una sola semana  $\mathbb{T}$  del periodo. Para el resto de las semanas del periodo se utiliza la misma ecuación.

$$Q_{af,ELCOM,j} = Q_{af,real,j} \frac{\sum_{t \in \mathbb{T}} Q_{af,ELCOM,t}}{\sum_{t \in \mathbb{T}} Q_{af,real,t}}, \forall j \in \mathbb{T} \quad (4.1)$$

La temperatura del caudal afluente se calcula en base al promedio de la temperatura de la atmósfera de los últimos 7 días según los coeficientes calculados por Antenucci (1996).

### 4.3.3 Datos Meteorológicos

Estos datos se obtuvieron del reanálisis atmosférico “ERA Interim, Daily”<sup>1</sup>, el cual posee series de datos cada 6 horas en una grilla espacial de 0.703°E x 0.702°N.

Se obtuvieron las series de datos entre el 01 de Enero de 2011 y el 10 de Julio de 2013, generando una serie con dos años y medio de información. No fue necesario interpolar los datos mediante el método del inverso de la distancia, debido a que un punto de la grilla se ubica sobre el embalse, y se consideró que éste era representativo para todo el embalse.

Los datos que se obtuvieron fueron los siguientes: temperatura del aire a 2 metros sobre la superficie, temperatura de rocío a 2 metros sobre la superficie, cobertura de nubes baja, media y alta, presión atmosférica y velocidad del viento en dos direcciones a 10 metros sobre la superficie.

Para interpolar estos datos a un nivel horario, se utilizaron dos formas de interpolación. La temperatura del aire y la temperatura de rocío se interpolaron en base a series de Fourier con el objetivo de recrear de mejor manera la evolución cíclica diaria de la temperatura. El resto de las variables se interpolaron linealmente.

Los datos que se utilizan directamente en el modelo ELCOM son la temperatura del aire a 2 metros sobre la superficie y la presión atmosférica. Con la temperatura de rocío y la temperatura del aire se calcula la humedad relativa, con las coberturas de nube se calcula la radiación solar y con las velocidades del viento se calcula la dirección y magnitud del viento. En las Figuras 4.1 y 4.2 se presentan los promedios diarios de la radiación solar y la temperatura del aire para todo el periodo de evaluación, además de las series de la radiación solar y de la temperatura del aire para un periodo comprendido entre febrero y junio de 2011.

---

<sup>1</sup>Disponible en: <http://apps.ecmwf.int/datasets/data/interim-full-daily>

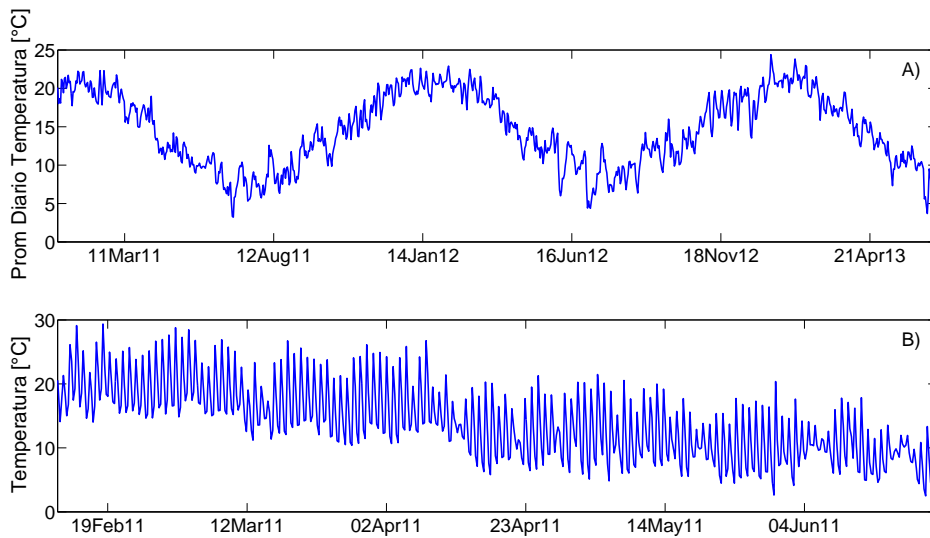


Figura 4.1: Temperatura del aire 2 metros sobre la superficie. A) Promedio diario para todo el periodo de evaluación. B) Serie completa entre los meses de febrero y junio de 2011.

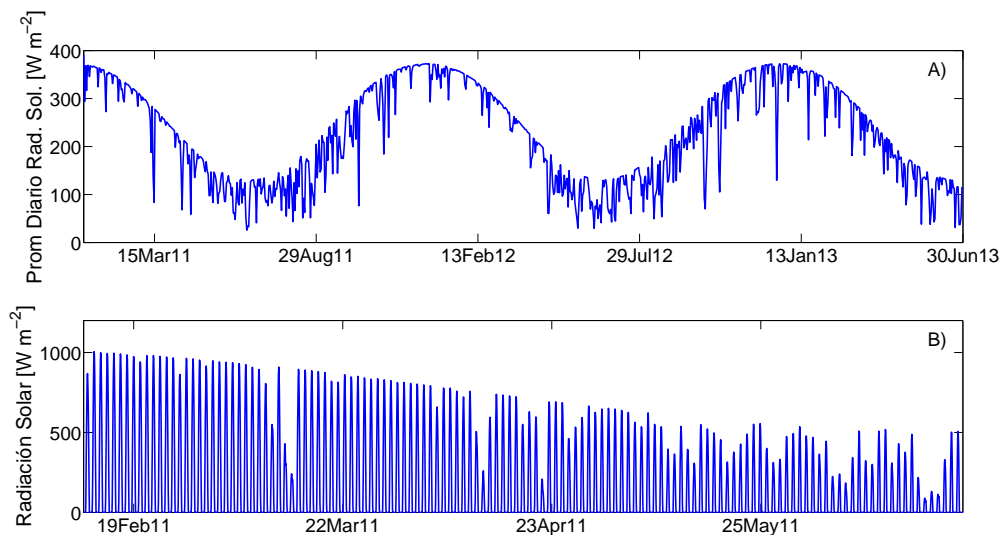


Figura 4.2: Radiación Solar. A) Promedio diario para todo el periodo de evaluación. B) Serie completa entre los meses de febrero y junio de 2011.

Es claro que ambas variables tienen ciclos diarios y anuales como es de esperarse. Observando las Figuras 4.1 A) y 4.2 A), se evidencia el ciclo anual que tienen la temperatura del aire y la radiación solar. Si bien en la serie completa solo se puede apreciar hasta Junio del 2011, el resto de los datos tienen la misma forma cíclica diaria, y no se incluyen dado que no se puede apreciar el gráfico de manera nítida al graficar la serie completa para todo el periodo de evaluación.

## 4.4 Consideraciones

El tiempo de modelación de cada escenario es de alrededor de 10 días en un computador con 8 [GB] de memoria ram y un procesador de cuatro núcleos y 3,4 [GHz], por lo que se debe tener en consideración un plazo de por lo menos un mes para correr todos los escenarios. Para el modelo se fija un paso temporal de 60 segundos y se genera un archivo de guardado cada 20 días de modelado en caso de tener problemas con el computador. Este archivo permite recomenzar el modelo desde el punto de guardado, sin perder la información computada previamente.

Un problema del modelo es que al decrecer considerablemente la cota del embalse, el perfil transversal por donde ingresa el caudal afluente al modelo puede quedar en la zona seca, y por lo tanto se produce un desbalance de volumen que termina secando el embalse, cortando la modelación apresuradamente. Para evitar esto se agregan perfiles transversales que se encuentran más cerca de la confluencia en zonas más profundas que son más difíciles de secar. Específicamente, en la zona donde confluye el estero Alhué, se impone una cota más baja en la zona del perfil transversal, dado que la batimetría de ese sector no permite ingresar caudal del estero al sistema en aguas profundas. Esta consideración no tiene implicancias mayores en los resultados que se desea analizar, puesto que se observan las variaciones de variables hidrodinámicas principalmente en la zona cercana al muro, la cual está lo suficientemente lejos de estas condiciones de borde.

## 4.5 Datos de Salida

El modelo ELCOM puede entregar una gran cantidad de variables hidrodinámicas para cada una de las celdas del modelo. Sin embargo, se escoge un punto específico para ordenar los resultados y facilitar su análisis. Se escoge un punto en la zona cercana al muro pues es la que se ve más afectada por la operación hydropeaking. En la Figura 4.3 se puede apreciar la ubicación del punto escogido.

Se define una cortina 2D (vertical-longitudinal) que recorre desde la zona del muro hasta las cercanías de la confluencia de los ríos Cachapoal y Tinguiririca. En esta cortina se mide la temperatura, la densidad, un coeficiente de mezcla y la velocidad en x e y (este y norte, respectivamente). En la Figura 4.4 se tiene la batimetría del embalse y se señala con una línea negra el recorrido de la cortina 2D.



Figura 4.3: Punto escogido cercano al muro.

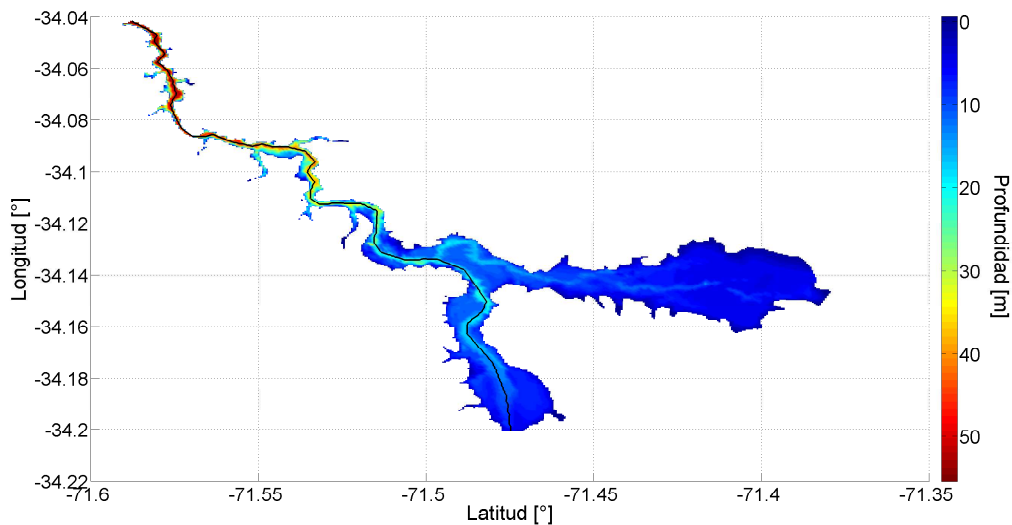


Figura 4.4: Batimetría embalse Rapel. La línea negra corresponde a la cortina 2D.

Como análisis de resultados se obtiene el perfil de la temperatura del embalse en un punto cercano al muro, para todo el periodo de la modelación (Figura 4.3). Este resultado permite observar el fenómeno de estratificación durante el año y comparar el efecto de la operación de la central, en los distintos escenarios, sobre la temperatura del embalse.

La energía potencial del embalse se puede calcular en base al perfil de densidad que se obtiene en la cortina de datos. En base a la densidad se calcula la energía potencial interna en la vertical para un punto cercano al muro (Figura 4.3). Se obtiene una serie de tiempo

de la energía potencial interna IPE. La ecuación 4.2 presenta la forma de calcular la IPE.

$$IPE(t) = \int_0^H \rho(z, t)gzdz \quad (4.2)$$

En la ecuación 4.2,  $z$  representa la coordenada vertical medida desde el fondo del embalse,  $\rho$  es la densidad,  $g$  es la aceleración de gravedad y  $t$  es el tiempo. Como consideración se calcula la integral hasta una altura definida, que corresponde al valor mínimo de la cota del embalse para todo el periodo de evaluación. Esto es debido a que se busca observar las variaciones diarias e intradiarias de la energía potencial en el embalse producidas por la operación de la central, y los cambios de volumen afectan directamente la energía potencial, impidiendo el correcto análisis de dichas variaciones.

Para poder obtener la densidad espectral de potencia es necesario extraer la variación diaria de la IPE, filtrando las variaciones de largo plazo. Para esto se sustrae el promedio semanal móvil de la serie de IPE, obteniendo la variación diaria de la energía potencial  $IPE_w$ . En base a esta serie de tiempo se puede calcular la transformada de Fourier, y con estos valores se puede obtener la densidad espectral de potencia. Esta densidad se grafica en función de la frecuencia y permite identificar los periodos dominantes de la series de tiempo de IPE. Este método se utiliza para analizar el caudal efluente y la  $IPE_w$  para cada escenario. La limitante es que se pueden analizar periodos cortos (15 días) de tiempo para poder ver gráficamente los resultados.

Además se puede calcular la transformada de wavelet de la serie de tiempo de  $IPE_w$  y en base a esta realizar un análisis comparativo tiempo-frecuencia. La ventaja de este análisis es que se puede ver el periodo dominante de esta serie para todo el horizonte de evaluación del modelo.

El modelo ELCOM entrega una variable que se llama fracción de mezcla, la cual tiene valores entre 0 y 1. Esta variable indica la capacidad de mezcla que tiene cada celda del embalse. Luego, para ordenar los resultados se toman los valores de esta variable para los primeros 4 km de la cortina longitudinal (Figura 4.4), desde el muro hacia aguas arriba, y estos se promedian. Esto con tal de tomar una zona representativa cercana al muro. Finalmente en base a estos promedios se puede graficar la variación de esta variable en el tiempo para todo el periodo de evaluación, y así observar cual es el efecto de la operación hydropeaking sobre la capacidad de mezcla de la zona cercana al embalse.

# Capítulo 5

## Resultados

### 5.1 Ordenamiento

Producto de la cantidad de resultados obtenidos para cada escenario, es necesario filtrar la información para poder presentarla de manera ordenada. El análisis de resultados se realiza en base a una comparación entre dos escenarios con características hidrológicas idénticas pero con restricciones diferentes. Luego, se arman tres pares de escenarios: los escenarios 1 y 4 comparan el uso de restricciones ambientales versus la operación actual para una hidrología seca, los escenarios 2 y 5 para una hidrología normal y los escenarios 3 y 6 para una hidrología húmeda. Para ciertos resultados se comparan los escenarios de distinta hidrología entre ellos con el propósito de mostrar las diferencias que se obtiene en la hidrodinámica del embalse para distintas condiciones hidrológicas.

La estructura de la presentación de resultados es en base a las variables hidrodinámicas que sea desea analizar. En primer lugar se discute el fenómeno de estratificación y como este se ve afectado por las distintas hidrologías consideradas y por la incorporación de restricciones ambientales a la operación de la central Rapel. Se discuten los efectos sobre el transporte de calor vertical y la energía cinética disponible en el embalse, poniendo énfasis en el efecto que tienen sobre la estratificación en el periodo estival. Se discuten también los avances en comparación al trabajo realizado por Ibarra (2013). Luego, se comparan las temperaturas del caudal efluente de la central entre los escenarios con y sin restricción para ver los efectos de la operación hydropeaking sobre la temperatura de salida. Para continuar el análisis se presentan los resultados de los espectros de potencia y wavelet para cada escenario, con tal de identificar los periodos dominantes tanto en el corto como en el largo plazo y así ver la como la energía potencial del embalse depende del caudal efluente. Finalmente se busca mostrar los cambios bruscos que tienen distintas variables hidrodinámicas como la temperatura en el perfil y el factor de mezcla dada la operación tipo hydropeaking.



## 5.2 Estratificación y Mezcla Vertical en el Embalse Rapel

### 5.2.1 Estratificación

La estratificación en el embalse Rapel es un fenómeno conocido que ocurre todos los años en el periodo de verano. La duración de este fenómeno y la composición de los estratos puede variar de un año al siguiente. Además, la operación de la central tiene un efecto directo sobre el transporte de calor vertical y la energía cinética del embalse, por lo que la forma de operar la central también tiene un efecto sobre la estratificación del embalse. Para observar los efectos de la hidrología y de la operación de la central se trabaja con la variación del perfil de temperatura en el punto cercano al muro definido. Esta responde a una variación estacional y diaria de las temperaturas producto de la operación de la central. Las Figuras 5.1 y 5.2 muestran la variación de la temperatura en el perfil del punto cercano al muro para todo el periodo de evaluación, en cada escenario.

Observando la Figura 5.1 se puede notar en primer lugar como la estratificación aparece entre los meses de noviembre y abril en general. En este primer gráfico se presentan las variaciones de temperatura para los últimos tres escenarios en estudio, los cuales corresponden a los escenarios como se opera actualmente, con operación hydropeaking. Vale la pena recalcar que mientras mejor es el escenario hidrológico, menor es la estratificación que se presenta en los periodos estivales del horizonte de evaluación del modelo. Esto se debe a que en un año que tiene mejores condiciones hidrológicas, es decir una mayor disponibilidad hídrica, la operación de la central será mayor en cantidad de caudal efluente y para periodos más largos de tiempo. Esto induce un mayor transporte vertical de calor en la zona cercana al muro y le entrega mayor energía el embalse por lo que disminuye la estratificación de este. Lo mismo se puede apreciar observando la Figura 5.2, pero para los escenarios donde se incorporan las restricciones ambientales y se limita la operación hydropeaking.

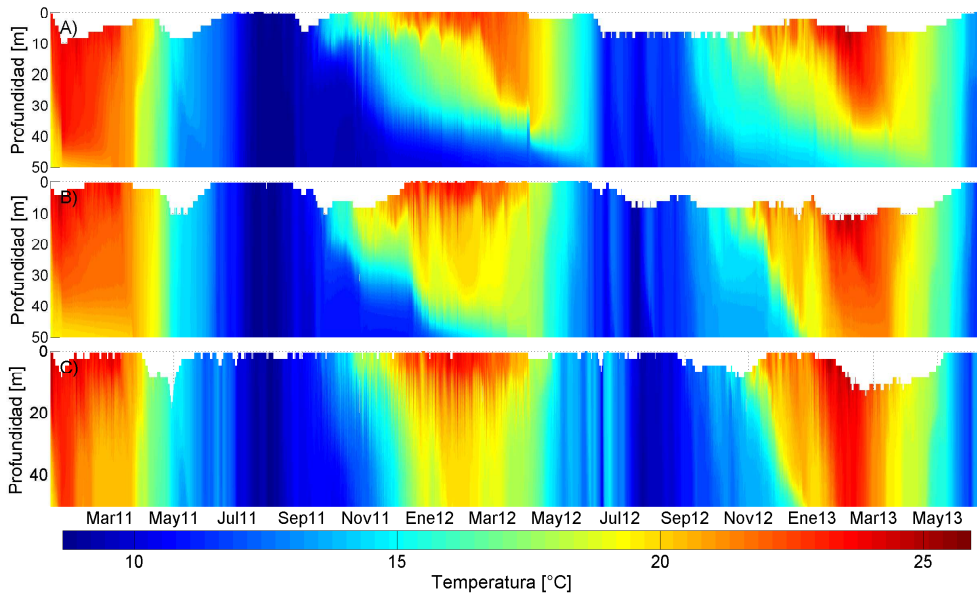


Figura 5.1: Perfil de temperatura en punto cercano al muro para los escenarios con hydropeaking en el periodo entre enero de 2011 y junio de 2013. A) escenario 4, B) escenario 5 y C) escenario 6.

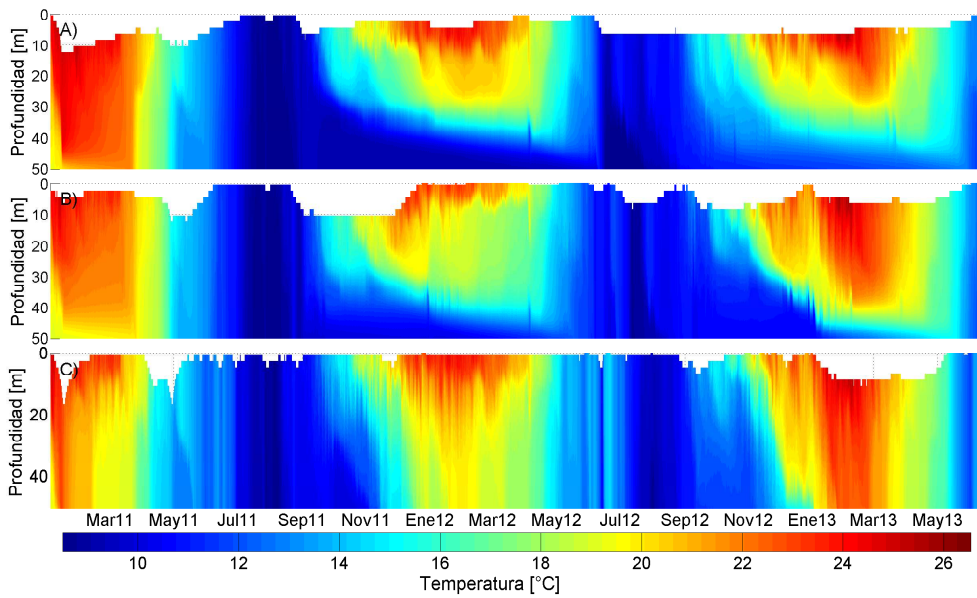


Figura 5.2: Perfil de temperatura en punto cercano al muro para los escenarios con restricciones ambientales en el periodo entre enero de 2011 y junio de 2013. A) escenario 1, B) escenario 2 y C) escenario 3.

Para comparar los escenarios entre situaciones con y sin restricciones ambientales se presentan figuras donde se grafica un periodo de tiempo menor al periodo de evaluación completo con tal de observar de mejor manera la variabilidad temporal de la temperatura en el perfil cercano al muro. Además se incluye una serie de la operación de la central donde se compara la operación en la situación con y sin hydropeaking para el periodo escogido, con tal de poder entender con mayor facilidad las diferencias de ambos perfiles de temperatura. Luego, se entregan perfiles de temperatura en un día escogido dentro de los periodos señalados que sirven para comparar la estratificación entre los escenarios con y sin restricciones ambientales de manera más directa. Por último, se grafica la frecuencia boyante para el perfil de profundidad del embalse en el punto cercano al muro, para el mismo día que el perfil de temperatura previamente presentado, con el objetivo de comparar la estratificación del embalse para los distintos escenarios.

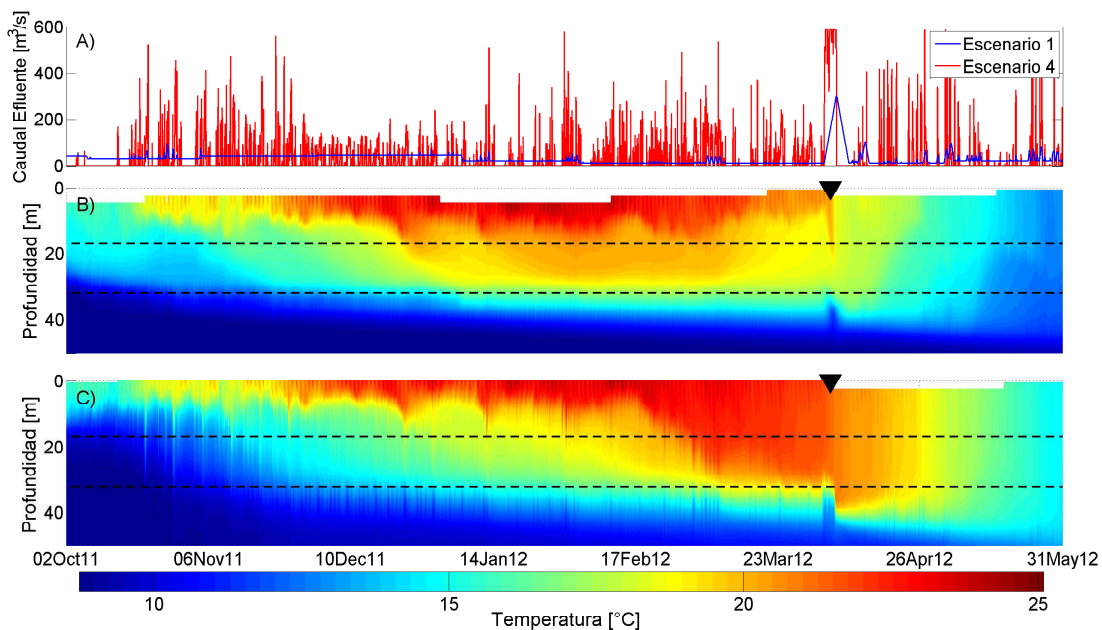


Figura 5.3: Perfil de temperatura en punto cercano al muro para escenarios con hidrología seca en el periodo entre octubre 2011 y mayo 2012. A) Serie de caudales de operación, B) escenario 1 y C) escenario 4.

En la Figura 5.3 se observa la variación del periodo entre octubre de 2011 y mayo de 2012 para los dos escenarios de hidrología seca, lo que corresponde al periodo en el cual el embalse está estratificado para ambos escenarios. En esta figura se observa que la estratificación es mayor para el escenario con restricciones ambientales. Esto se debe a que para el escenario con hydropeaking se tienen variaciones más marcadas de los caudales efluentes de la central, presentando valores mayores de caudales y por lo tanto de velocidades. Esto entrega una mayor energía cinética a la zona cercana al muro, lo cual incide directamente en la estratificación pues ayuda a la mezcla de las zonas estratificadas del embalse. Además,

es posible notar que la estratificación dura hasta mediados de mayo en el escenario con restricciones ambientales, mientras que para la situación con hydropeaking este fenómeno dura hasta finales de abril.

Un caso particular es lo sucedido en lo señalado por el triángulo negro en las Figuras 5.3 B) y C). Lo que ocurre en esta fecha es que en ambos escenarios se tiene una operación continua y de alto caudal durante un periodo de tiempo considerable (más de 12 horas). Producto de la ubicación de las turbinas en el muro se tiene que se extrae agua del sector del medio del perfil donde la temperatura es intermedia. Este sector se ubica entre las líneas negras discontinuas que aparecen en las Figuras 5.3 B) y C). Dada la operación prolongada, se produce un aumento de la temperatura en la zona superficial del perfil donde la temperatura del agua es mayor a la de la zona de extracción. A su vez, se produce una disminución de la temperatura en la zona inferior del perfil donde la temperatura del agua es menor a la de la zona de extracción.

Para observar de manera más clara la estratificación que se produce durante el periodo estival se escoge un día representativo del periodo de tiempo de la Figura 5.3 y se obtienen los perfiles de temperatura para cada escenario en dichas fechas. Se analizan varios días del periodo y se escoge uno que represente lo que ocurre en términos generales durante todo el periodo. La Figura 5.4 presenta los perfiles de temperatura en el punto cercano al muro para el día 18 de abril de 2012.

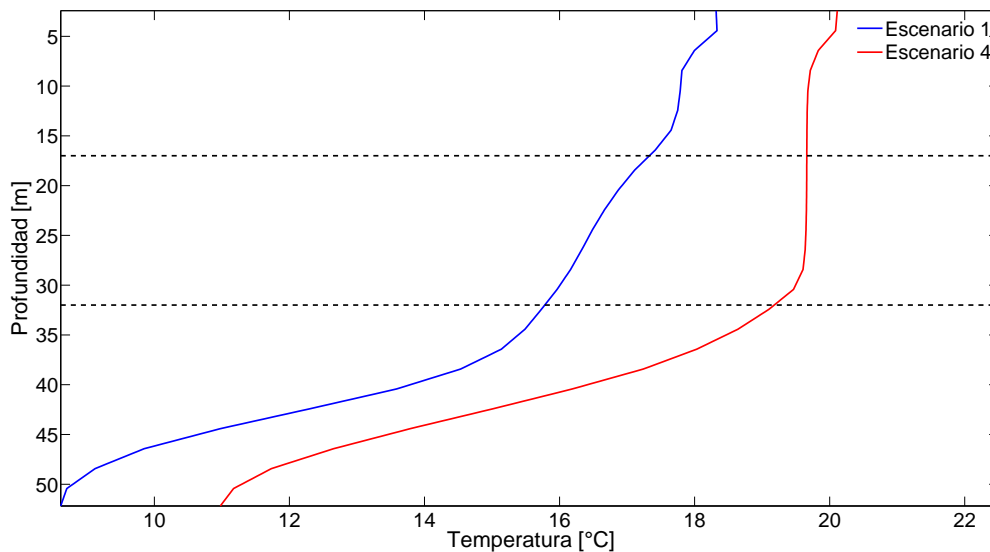


Figura 5.4: Perfil de temperatura de los escenarios 1 y 4 para el 18 de abril de 2012. Las líneas discontinuas negras delimitan la zona de extracción de caudal.

La Figura 5.4 muestra el perfil de temperatura para el día 18 de abril de 2012, para los dos escenarios con hidrología seca. Al observar ambas curvas se ve que estas son similares, y se desprende que en la zona donde ocurre la extracción (entre los 17 y 32 [m] de profundidad, zona entre las líneas negras discontinuas de la figura) se tiene que para el escenario con hydropeaking hay una mayor mezcla y por ende una estratificación menos estable, ya que el gradiente de temperatura es menor. La termoclina es afectada por la zona de extracción pues la mezcla vertical se ve potenciada y por ende la variación de temperatura cambia su gradiente. Sin embargo, la figura no permite observar de manera clara si la estratificación es efectivamente menor en el escenario con hydropeaking. Luego, se incluye la Figura 5.5, la cual presenta la frecuencia boyante. Esta figura permite observar como la estratificación es similar en la zona superficial del embalse, mientras que en la zona de extracción se tiene una mejora notoria en la mezcla vertical en el escenario con hydropeaking. Bajo esta zona se tiene una estratificación levemente más estable en el escenario con restricciones ambientales, aunque las termoclinas son bien similares. Se concluye que el efecto de las restricciones sobre la termoclina es bajo en todo el perfil salvo por la zona de extracción, donde la operación hydropeaking mejora la mezcla vertical en el largo plazo (Ibarra, 2013). Se puede asociar la similitud de las termoclinas con la situación hidrológica de los escenarios. La hidrología de un año seco produce que la operación de la central sea menor en términos de caudal, sobre todo en el periodo estival, y por lo tanto el efecto de mezcla de la operación de la central no es tan relevante sobre la estratificación del embalse.

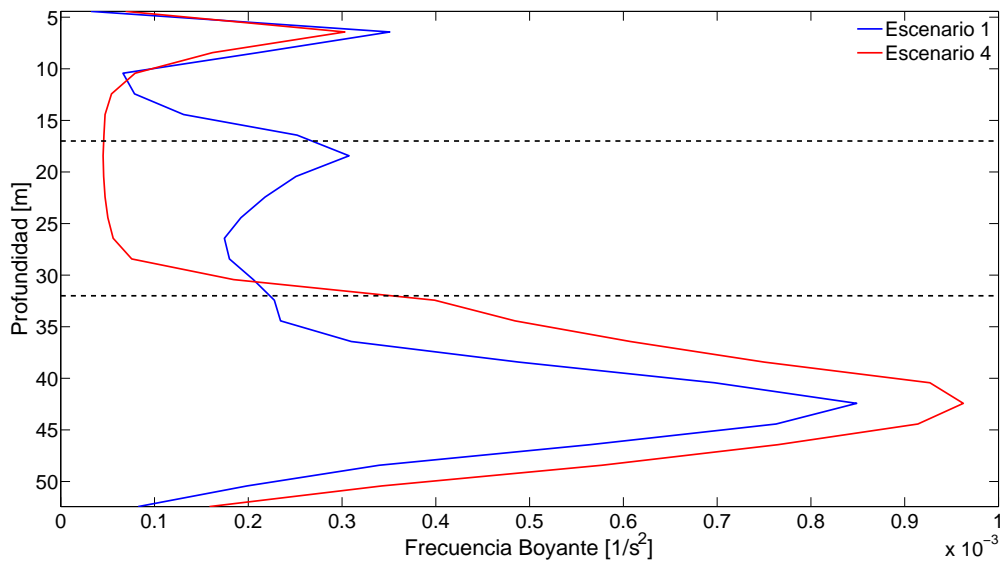


Figura 5.5: Frecuencia boyante de los escenarios 1 y 4 para el 18 de abril de 2012. Las líneas discontinuas negras delimitan la zona de extracción de caudal.

La Figura 5.6 presenta la variación del perfil de temperatura para los escenarios con hidrología normal en el periodo comprendido entre noviembre de 2012 y mayo de 2013. En esta se puede apreciar como la estratificación es mucho menor en el escenario sin restricciones ambientales, aunque esto podría ser en parte debido a que el nivel del embalse en dicho escenario es considerablemente menor que en el escenario con restricciones ambientales. Dado el bajo volumen de agua en el embalse, la zona superficial de este se encuentra más cerca de la zona de extracción y por lo tanto la mezcla es más directa para la zona superior del embalse. Además, en todo el periodo se puede notar como la temperatura es más homogénea para el escenario 5 que en el escenario 2. Es más, a partir del mes de abril el escenario 5 prácticamente no presenta estratificación, mientras que esto no ocurre hasta mayo para el escenario 2, lo que indica que la operación hydropeaking promueve la desestratificación del embalse.

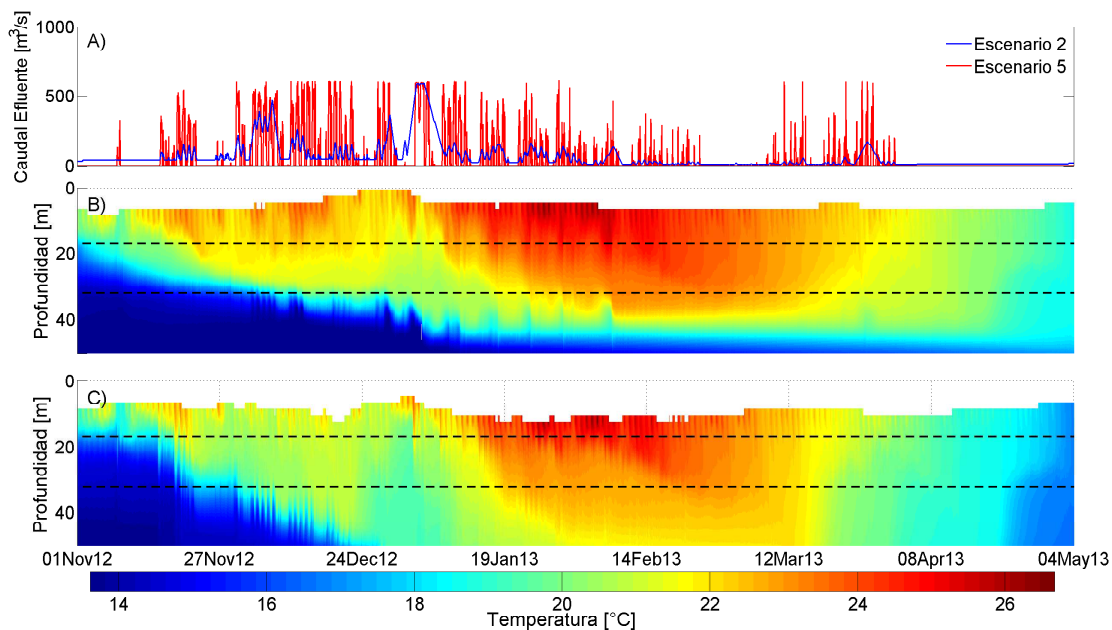


Figura 5.6: Perfil de temperatura en punto cercano al muro para escenarios con hidrología normal en el periodo entre noviembre 2012 y abril 2013. A) Serie de caudales de operación, B) escenario 2 y C) escenario 5.

La diferencia en la estratificación del embalse es clara cuando se observa la Figura 5.7, donde se ve como el escenario con operación hydropeaking presenta una estratificación menos estable. Si bien en ambos escenarios el embalse se encuentra estratificado, se puede notar que la diferencia en la variación de temperatura a lo largo del perfil es considerablemente mayor cuando se agregan las restricciones ambientales, lo cual es producto de dos razones. En primer lugar, como fue mencionado anteriormente, la operación hydropeaking entrega mayor energía cinética en la zona cercana al muro, promoviendo la mezcla vertical en el embalse y así la desestratificación de este. Por otro lado se tiene el volumen de agua

embalsado. En el escenario con hydropeaking se ve como el perfil de temperatura comienza en una profundidad mayor dado que el embalse se encuentra en una cota inferior, lo cual permite una mezcla más rápida entre la zona superficial del embalse y la zona de extracción. Luego, la termoclina se ubica en la parte inferior del embalse. Finalmente, en la Figura 5.8 se reafirma como efectivamente la estratificación es mayor en el escenario con restricciones ambientales, dados los valores de frecuencia boyante en el perfil. Otro aspecto visible en esta figura es como en la zona de extracción los valores de la frecuencia boyante se mantienen bajos, pues la mezcla vertical se ve beneficiada por la extracción de la central.

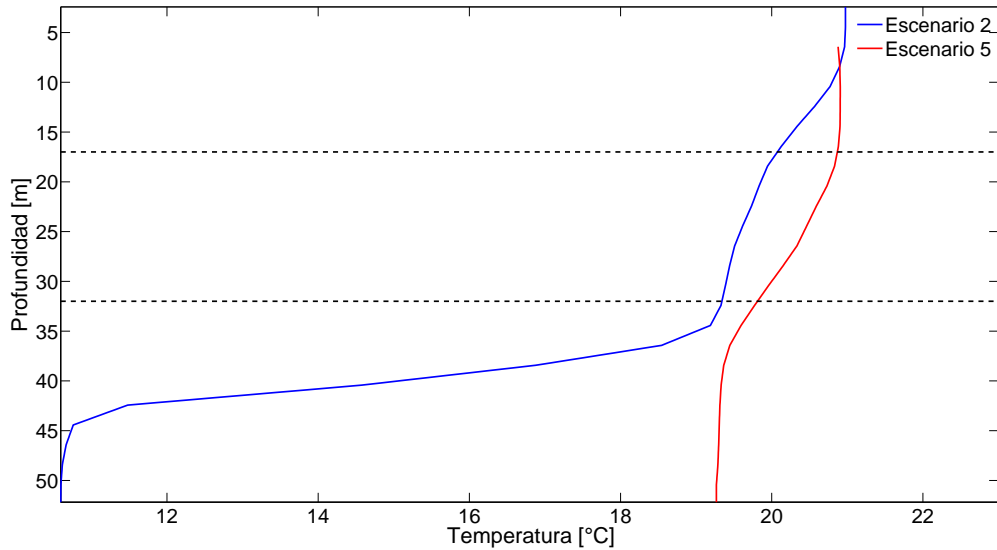


Figura 5.7: Perfil de temperatura de los escenarios 2 y 5 para el 2 de enero de 2013. Las líneas discontinuas delimitan la zona de extracción de caudal.

Un aspecto importante son las termoclinas que se tienen en cada escenario. Para el escenario con restricciones ambientales, se tiene una termoclina muy marcada entre los 38 y los 45 [m] de profundidad, aunque esta también este presente con variaciones leves en la zona de extracción. Por otro lado, en el perfil de temperatura para la situación con hydropeaking la termoclina se encuentra principalmente en la zona de extracción, lo cual indica que el tipo de operación del embalse incide directamente en la ubicación de la termoclina. Los resultados obtenidos sobre la ubicación de la termoclina, su extensión y la influencia de la operación de la central sobre su ubicación coinciden con los resultados obtenidos por Ibarra (2013).

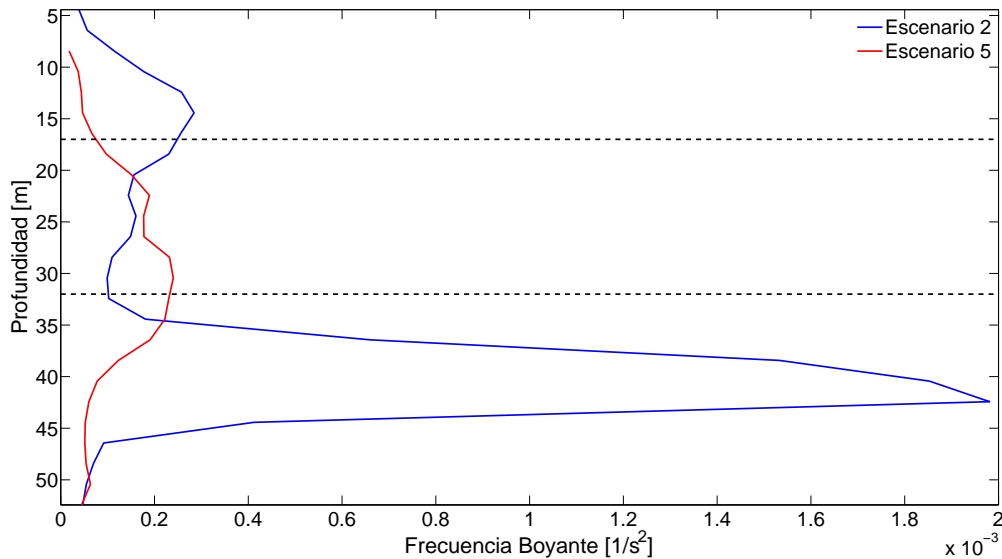


Figura 5.8: Frecuencia boyante de los escenarios 2 y 5 para el 2 de enero de 2013. Las líneas discontinuas negras delimitan la zona de extracción de caudal.

Se incluyen dos figuras más para poder observar la estratificación del embalse en el periodo final del verano, donde la desestratificación es clara para el escenario con hydropeaking. La Figura 5.9 presenta el perfil de temperatura para ambos escenarios para el día 20 de abril de 2013. El escenario con restricciones ambientales presenta un embalse estratificado a finales de abril, donde si bien la estratificación es menor que en pleno periodo estival, todavía se distinguen los tres estratos sin problemas. Por otro lado, al observar la situación con hydropeaking, el embalse se encuentra mezclado producto del tipo de operación de la central. Para respaldar lo anterior, la Figura 5.10 muestra en términos de la frecuencia boyante como solo el escenario con restricciones ambientales se encuentra estratificado.

En este trabajo fue posible modelar el proceso de desestratificación del embalse dado la extensión del periodo de modelación, el cual abarca 2,5 años de datos y por lo tanto incluye tres procesos de desestratificación en su horizonte de modelación. Esto es una extensión del trabajo realizado por Ibarra (2013), ya que permite comparar como el tipo de operación influye en el proceso de desestratificación del embalse.



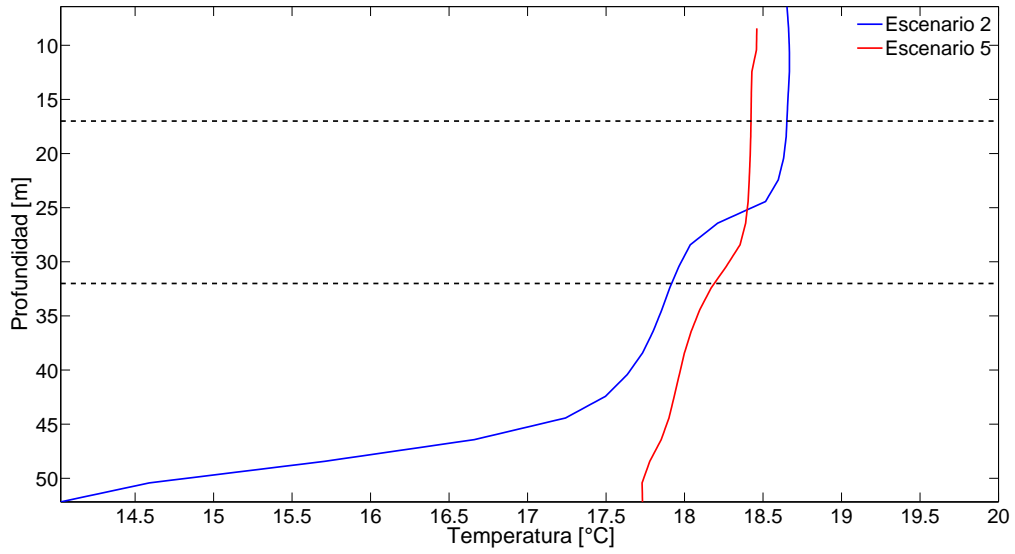


Figura 5.9: Perfil de temperatura de los escenarios 2 y 5 para el 20 de abril de 2013. Las líneas discontinuas negras delimitan la zona de extracción de caudal.

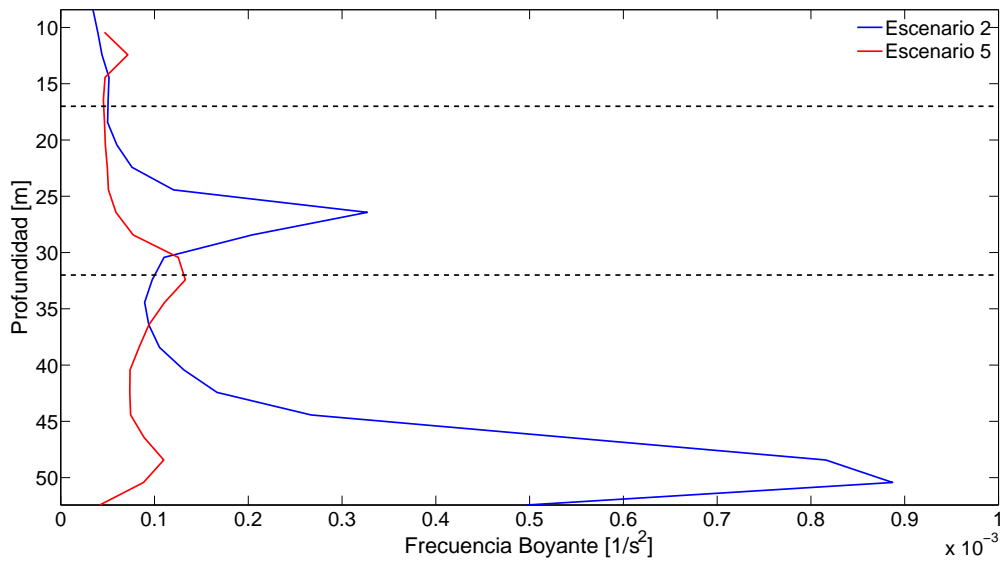


Figura 5.10: Frecuencia boyante de los escenarios 2 y 5 para el 20 de abril de 2013. Las líneas discontinuas negras delimitan la zona de extracción de caudal.

## 5.2.2 Mezcla Vertical

La mezcla vertical en el embalse puede ser dimensionada de distintas formas, y en este trabajo se escoge trabajar con el factor de mezcla. A continuación se presentan los resultados obtenidos del factor de mezcla en ciertos periodos de tiempo específicos para cada par de escenarios.

La Figura 5.11 muestra el factor de mezcla para el periodo comprendido entre mayo y septiembre del 2012, para los escenarios 1 y 4. Es posible notar que en los periodos donde el caudal effluente aumenta existe un mayor factor de mezcla, lo cual se explica por el aumento de energía que genera la operación de la central. Además se nota que el factor de mezcla es mayor para el escenario con hydropeaking, en términos generales, dado que los pulsos de operación característicos de este tipo de operación inducen una mayor mezcla vertical.

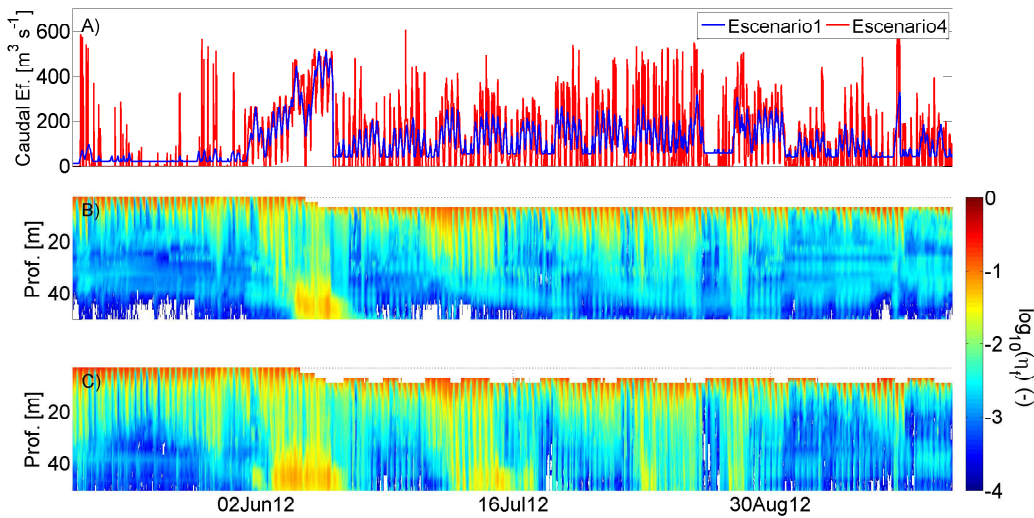


Figura 5.11: Coeficientes de fracción de mezcla para los escenarios con hidrología seca en el periodo entre mayo y septiembre del 2012. A) Series de caudales de operación, B) escenario 1 y C) escenario 4.

En la Figura 5.12 es posible notar el efecto contrario; es decir que la situación con restricciones ambientales presenta mejores factores de mezcla en términos generales. Esto se debe a que la operación es nula en ningún momento y por lo tanto la mezcla del embalse siempre se promueve. Además, en el escenario 4, donde existe operación hydropeaking, se tienen periodos de tiempo donde no se está operando la central y por lo tanto el factor de mezcla disminuye. Este periodo corresponde al verano, donde la operación es menor en comparación al resto del año, y por lo tanto la mezcla es menor al resto del año. Considerando esto, es un beneficio para el embalse tener un caudal mínimo que mantenga la operación del embalse en el periodo estival puesto que se promueve la mezcla interna incluso

cuando la hidrología es desfavorable.

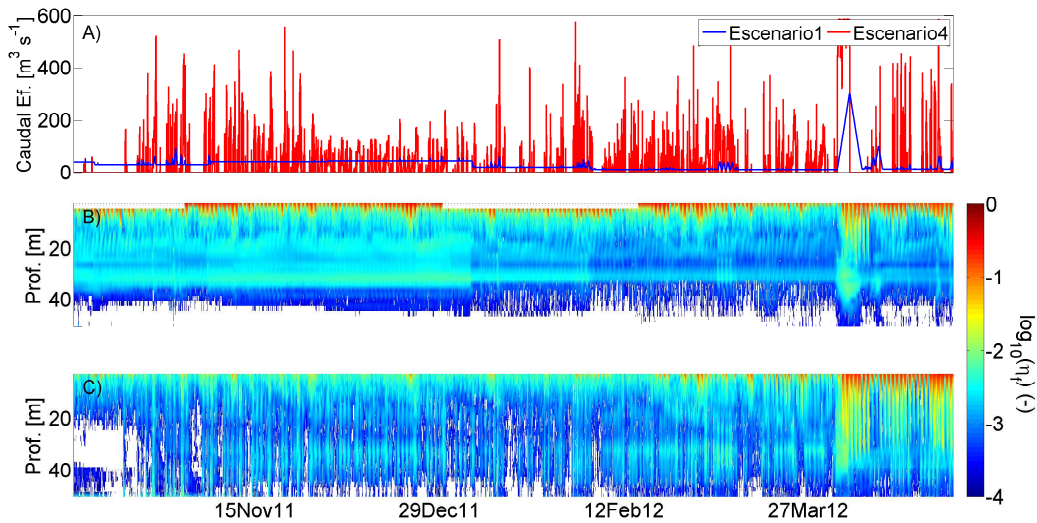


Figura 5.12: Coeficientes de fracción de mezcla para los escenarios con hidrología seca en el periodo entre octubre del 2011 y mayo del 2012. A) Series de caudales de operación, B) escenario 1 y C) escenario 4.

Al observar la Figura 5.13 se tiene que, entre junio y septiembre, el factor de mezcla es bastante similar entre ambos escenarios. Esto se debe a que, dada la disponibilidad hídrica, la hidrología húmeda permite una mayor variación de la operación de la central en ambos escenarios, y por lo tanto la mezcla se ve favorecida. Por otro lado, nuevamente el factor de mezcla es mayor para el escenario sin hydropeaking en el periodo donde el embalse se comienza a estratificar (noviembre en adelante), dado que el embalse nunca deja de operar y se mantiene la mezcla del embalse a lo largo del periodo. Lo anterior es visible principalmente para los meses de verano, donde la operación hydropeaking entrega valores nulos de operación una cantidad importante de veces. En base a las Figuras 5.11 y 5.13 se puede concluir que en el periodo estival la mezcla vertical se ve favorecida por la incorporación de las restricciones ambientales.

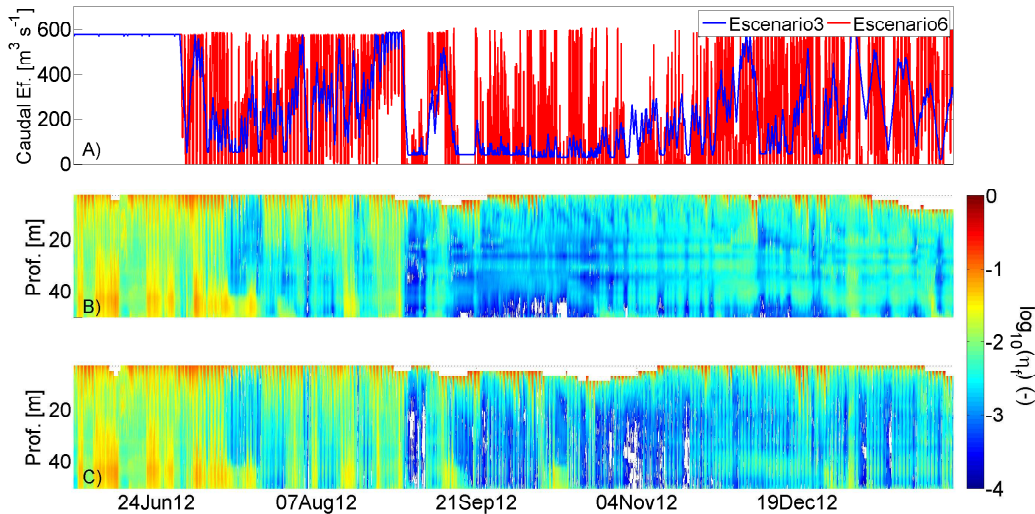


Figura 5.13: Coeficientes de fracción de mezcla para los escenarios con hidrología húmeda en el periodo entre julio de 2012 y enero de 2013. A) Series de caudales de operación, B) escenario 3 y C) escenario 6.

### 5.3 Temperatura del Caudal Efluente

La temperatura del caudal de salida de la central Rapel depende de la estratificación del embalse, i.e. de la mezcla vertical de calor, y por lo tanto de la forma de operar la central. Luego, resulta interesante estudiar el efecto de las restricciones ambientales sobre las temperaturas del caudal efluente del embalse. Para esto se comienza analizando el perfil de temperaturas de las Figuras 5.1 y 5.2, donde se observa cómo una hidrología más favorable presenta una mayor temperatura en su perfil para todo el periodo de evaluación. Esto es aún más notorio en el periodo estival, y es producto del aumento en la operación dada la disponibilidad hídrica. Para poder comparar escenarios con y sin restricciones ambientales se presenta la Figura 5.14, en donde se comparan los perfiles de temperatura en la zona cercana al muro para los escenarios con una hidrología húmeda.

La Figura 5.14 muestra como en el escenario con hydropeaking la temperatura del perfil es mayor al escenario con restricciones ambientales. Durante todo el periodo estival esto es cierto, e incluso es posible ver como la estratificación termina primero en el escenario con hydropeaking y luego mantiene temperaturas mayores incluso para principios del otoño de 2011. Se puede concluir que: producto de la mezcla vertical de calor y la energía cinética que se entrega al embalse producto de este tipo de operación, se tiene una mayor temperatura en términos generales y una menor estratificación para el escenario con hydropeaking. Para comparar de manera más directa la temperatura entre los perfiles se escogen dos días del periodo utilizado en la Figura 5.14 y se presenta el perfil de temperatura para dichos días

en la Figura 5.15.

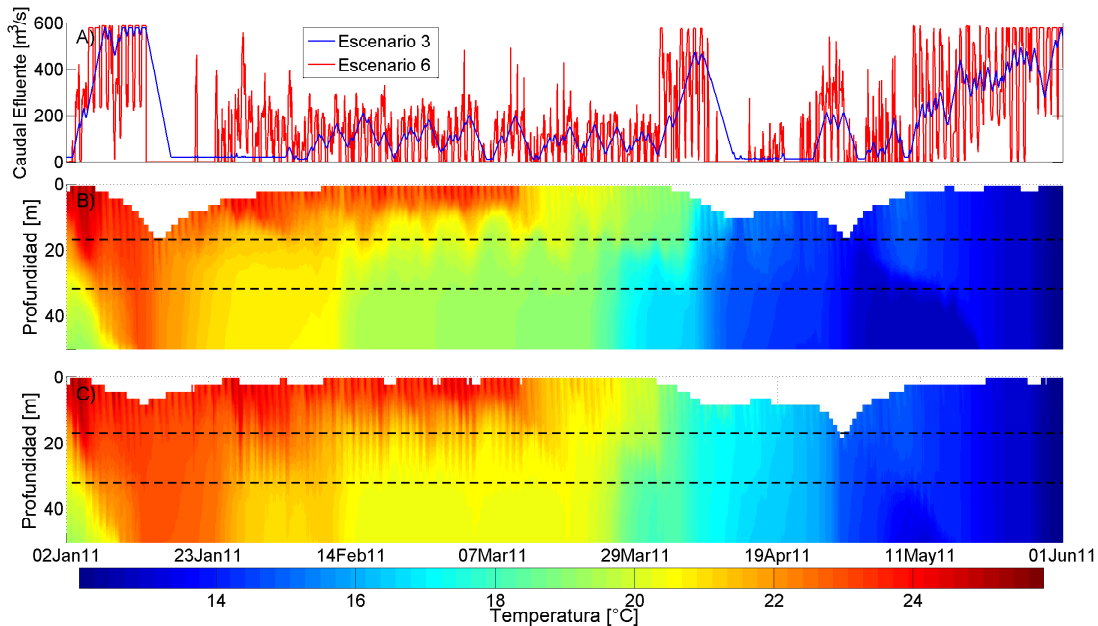


Figura 5.14: Perfil de temperatura en punto cercano al muro para escenarios con hidrología húmeda en el periodo entre enero 2011 y mayo 2011. A) Serie de caudales de operación, B) escenario 3 y C) escenario 6.

La parte A) de la Figura 5.15 corresponde a los perfiles de temperatura para los escenarios de hidrología húmeda, 3 y 6, para el día 2 de febrero de 2011. Es posible notar como el embalse se encuentra estratificado en ambos casos dado que la fecha cae dentro del periodo de verano. Además, la temperatura en todo el perfil es mayor para el escenario con hydropеaking, lo cual se explica producto del aumento en el transporte de calor vertical que entrega dicha operación. Esto promueve el aumento de temperatura en todo el perfil. Una estratificación menos estable significa que la mezcla es mayor y por lo tanto hay una mayor transferencia de calor de la zona superficial del embalse hacia la zona de extracción, lo cual aumenta la temperatura en todo el perfil en el largo plazo.

En la parte B) de la Figura 5.15 se tienen los perfiles de temperatura para los escenarios de hidrología húmeda, 3 y 6, para el día 10 de abril de 2011. Estos perfiles cumplen con lo anteriormente explicado para la parte A): la temperatura para todo el perfil es mayor para el escenario con hydropеaking. Además, es posible notar que esta diferencia es aún mayor, lo cual se explica dado que este periodo corresponde al final del verano, donde el efecto de mezcla vertical de calor promovido por el hydropеaking ha sido prolongado por todo el periodo estival.

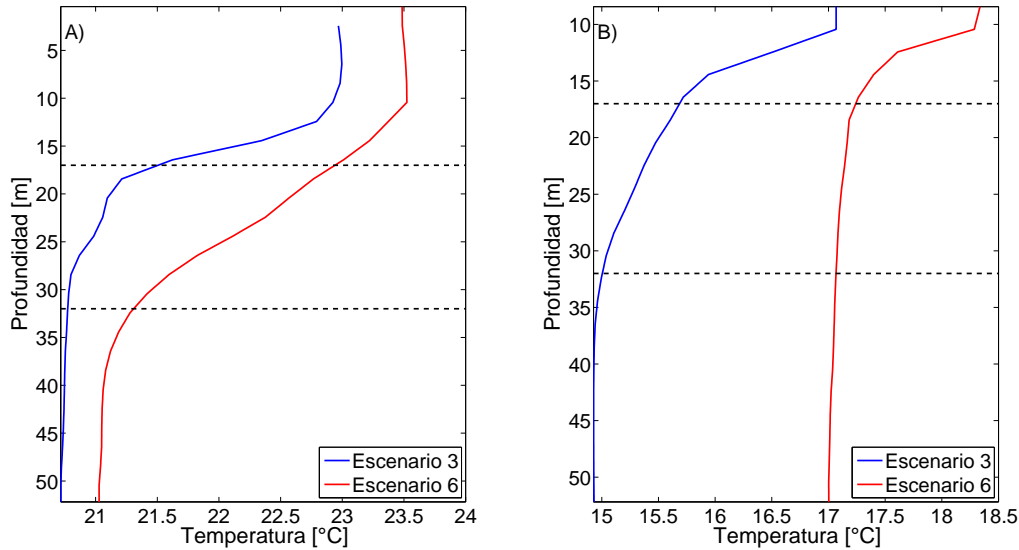


Figura 5.15: Perfil de temperatura de los escenarios 3 y 6. A) 2 de febrero de 2011 y B) 10 de abril de 2011.

Se presenta una última figura para comparar la temperatura del caudal efluente entre los escenarios. La Figura 5.16 presenta el promedio sobre toda la zona de extracción de la temperatura del caudal efluente para la zona cercana al muro. En esta es posible apreciar en la parte A) como la superficie libre es, en términos generales, similar entre los dos casos, salvo por el periodo entre noviembre 2012 y marzo 2013 donde las cotas son diferentes. Esta figura se incluye dado que la superficie libre del embalse tiene una influencia sobre la temperatura promedio en la zona de extracción. Al tener una cota más baja, la zona de extracción se encuentra próxima a la zona de mezcla, lo que permite una mezcla más rápida con la capa superficial y promueve el aumento de temperatura del perfil completo. Esto ocurre en noviembre de 2012, donde la cota del escenario 6 es bastante menor que para el escenario 3, y se tiene que la temperatura promedio en la zona de extracción es mayor para el escenario 6.

Observando la Figura 5.16 parte B) se puede ver el ciclo anual de la variación de la temperatura promedio en la zona de extracción. Además se tiene que en general la temperatura promedio es mayor para el escenario 6, donde predomina la operación hydropeaking en los periodos donde la cota superficial es similar. Para comparar todos los escenarios se incluye la Tabla 5.1 donde se presenta la diferencia entre los promedios anuales del promedio de temperatura en la zona de extracción, entre los escenarios de hidrología seca, normal y húmeda, respectivamente. Además se incluye la diferencia del promedio de temperatura en la zona de extracción para todo el periodo de evaluación.

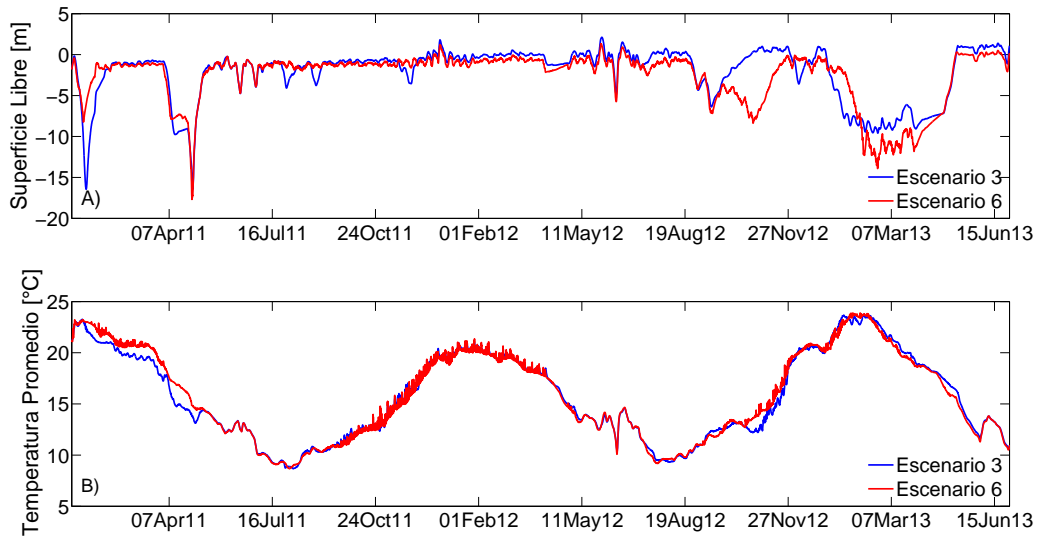


Figura 5.16: Superficie libre y temperatura promedio de la zona de extracción cercana al muro para los escenarios de hidrología húmeda en todo el periodo de evaluación. A) Ubicación superficie libre con respecto a la cota 105 [m.s.n.m] y B) Temperatura promedio de la zona de extracción entre 17 y 32 [m].

Tabla 5.1: Diferencia del promedio anual de temperatura promedio en la zona de extracción en °C. El minuendo es el escenario con hydropeaking y el substraendo es el escenario con restricciones ambientales.

Año\Escenario	Escenarios 1 y 4	Escenarios 2 y 5	Escenarios 3 y 6
2011	-0.7	-0.3	0.3
2012	0.8	1.1	0.1
2013	1.3	-0.1	-0.3
Periodo Completo	1.4	0.7	0.1

Observando la Tabla 5.1 se ve que la temperatura tiende a aumentar al operar con hydropeaking en términos generales. Sin embargo, existen años donde esto no es así y esto se debe a que la cota superficial del embalse también influye en la temperatura del perfil. Luego, se puede tener un escenario con restricciones ambientales donde la cota del embalse sea inferior al escenario con hydropeaking para un periodo de tiempo, provocando que el promedio de temperatura en la zona de extracción sea menor en el escenario con hydropeaking.

Para ejemplificar lo anterior se incluye la Figura 5.17, donde se tiene el promedio de temperatura en la zona de extracción para todo el periodo de evaluación entre para los escenarios 1 y 4, los cuales corresponden a una hidrología seca. En esta figura es claro como

en el año 2011 se tiene una cota superficial considerablemente menor para el escenario con restricciones ambientales, lo cual justifica las mayores temperaturas promedio en la zona de extracción para dicho escenario.

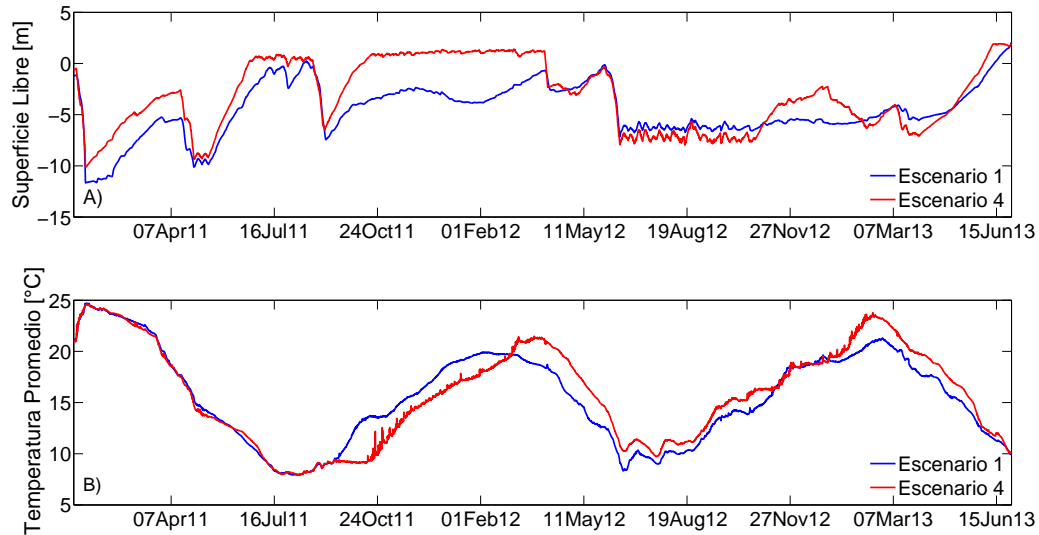


Figura 5.17: Superficie libre y temperatura promedio de la zona de extracción cercana al muro para los escenarios de hidrología seca en todo el periodo de evaluación. A) Ubicación superficie libre con respecto a la cota 105 [m.s.n.m] y B) Temperatura promedio de la zona de extracción entre 17 y 32 [m].

## 5.4 Análisis de Ondas Internas

### 5.4.1 Espectros de Densidad de Potencia

La densidad espectral de potencia permite identificar los periodos representativos de la energía potencial interna. Luego, es posible identificar ciclos de la energía potencial en el embalse y así comparar como se ven afectados por la operación hydropeaking. Para esto, es necesario en primer lugar trabajar la energía potencial interna con el objetivo de obtener la  $IPE_w$ , luego de restar el promedio móvil semanal de la IPE.

En la Figura 5.18 se presentan las series de tiempo de ambas variables para el escenario 1. Se aprecia la diferencia entre la serie de IPE, donde es clara la variación estacional de la energía potencial del embalse, y la serie de  $IPE_w$ , donde se tiene una señal que evidencia la variación diaria e intradiaria de la energía potencial en el embalse. En base a esta señal es posible obtener la transformada de Fourier para generar el espectro de densidad de potencia



de la serie de energía potencial y así poder hacer los análisis respectivos. Además, se incluye un espectro de potencia de la serie de caudal effluente para cada escenario que sirve para entender el espectro de la energía potencial.

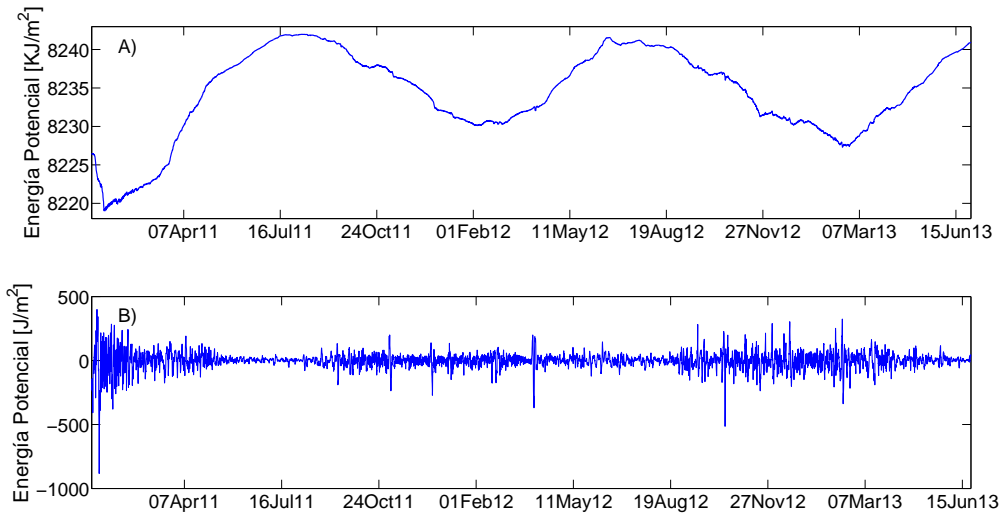


Figura 5.18: Series de IPE e  $IPE_w$  para escenario 1. A) Variación IPE y B) Variación  $IPE_w$ .

Para poder analizar el comportamiento del espectro de densidad de potencia de la energía potencial es necesario observar el espectro de densidad de potencia de los caudales effluentes para los distintos escenarios. En la parte superior de la Figura 5.19 es posible observar la serie de caudales effluentes, para los escenarios 1 y 4, entre el 13 y el 26 de febrero de 2012. La operación del escenario con hydropeaking tiene una tendencia periódica que se puede corroborar observando la parte inferior de la figura. El análisis espectral indica que hay periodos que presentan una mayor amplitud de los caudales de operación; en específico, se pueden observar periodos de 24, 12, 8 y 6 horas dominantes por sobre los demás periodos. Esto se debe a que la demanda energética sigue ciertos ciclos diarios e intradiarios de operación que dictan la operación de la central y, por lo tanto, traspasan sus ciclos de operación al caudal effluente de la central. Para el escenario 1 donde existen restricciones ambientales, es posible notar que en el análisis espectral también se observan los mismos periodos dominantes, pero que, sin embargo, la amplitud en dichos periodos es menor que para el caso con hydropeaking. Esto se observa directamente en la parte superior de la figura, donde la operación con restricciones ambientales presenta variaciones pequeñas en comparación a la operación hydropeaking.

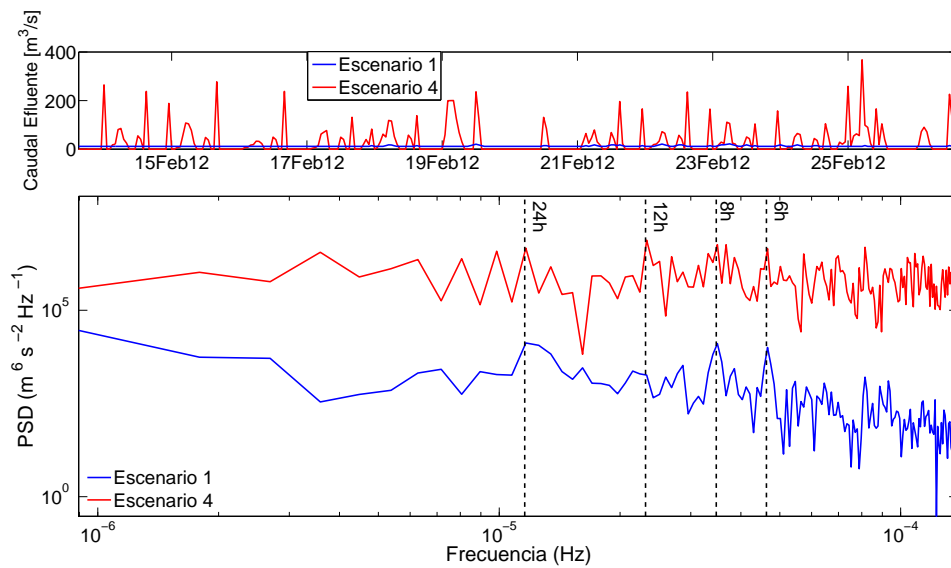


Figura 5.19: Espectro de densidad de potencia para las series de caudal efluente entre el 13 y el 26 de febrero de 2012 para los escenarios con hidrología seca.

La Figura 5.20 muestra como el escenario 4 presenta los mismos periodos de 24, 12, 8 y 6 horas que en el caso del caudal efluente. Esto indica que la energía potencial tiene un comportamiento similar al del caudal efluente, lo cual es de esperarse producto que el caudal efluente influye directamente en la disponibilidad de energía de la zona cercana al muro. Además, dada la operación hydropeaking, donde la central funciona de manera cíclica respondiendo a las demandas de energía, se espera que en dicho caso la amplitud de la energía potencial sea mayor. Por otro lado, viendo la curva del escenario 1 notamos que existen los mismos periodos, pero con una amplitud menor. Esto se debe a que la operación es más ordenada y varía de manera más controlada, por lo que sus variaciones de energía potencial son mucho más suaves. Es importante notar que existen otros periodos que se pueden notar tanto en la Figura 5.19 como en la 5.20. Estos periodos son parte de la operación específica de la semana escogida, y al observar las figuras siguientes se puede ver como estos no se repiten y por lo tanto no son característicos de la operación.

En la Figura 5.21 el espectro de frecuencia es similar al de la Figura 5.19 para el escenario sin hydropeaking en términos de los periodos dominantes, sin embargo las amplitudes son menores en la Figura 5.19 dado que el escenario 4 representa una hidrología seca y el escenario 6 una húmeda. Luego, la amplitud de la operación cuando se tiene disponibilidad de agua es mayor. Sin embargo, observando el espectro para los caudales efluentes del escenario 3 se ve que solo el periodo de 24 horas es dominante y los otros ya no lo son. Esto se puede entender observando la parte superior de la Figura 5.21, donde se presenta la serie de operación de la central para los escenarios 3 y 6. En esta serie se tiene que para el escenario 3, el cual tiene restricciones ambientales, la restricción de tasa de cambio máxima de caudal efluente está activa en casi todo el periodo y, por lo tanto, no permite

la periodicidad que anteriormente se daba de manera natural, producto de la demanda de energía.

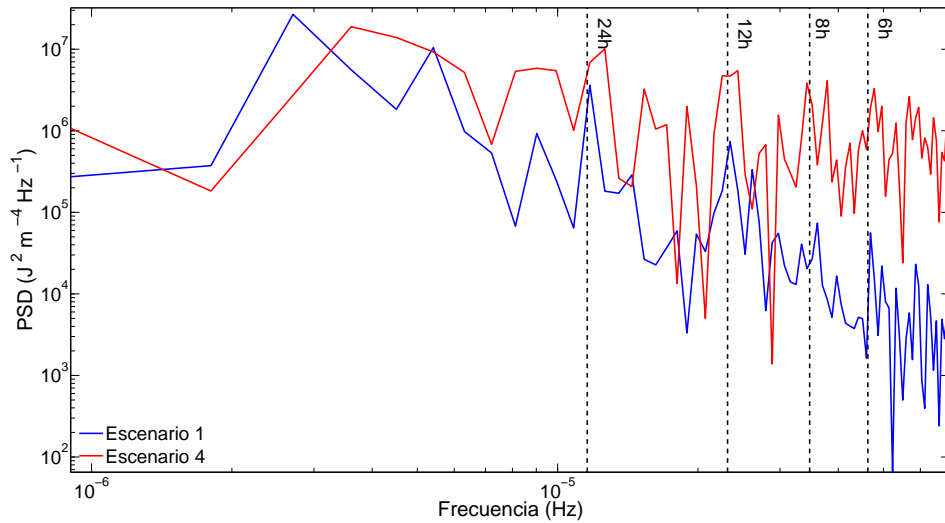


Figura 5.20: Espectro de densidad de potencia para las series de energía potencial entre el 13 y el 26 de febrero de 2012 para los escenarios con hidrología seca.

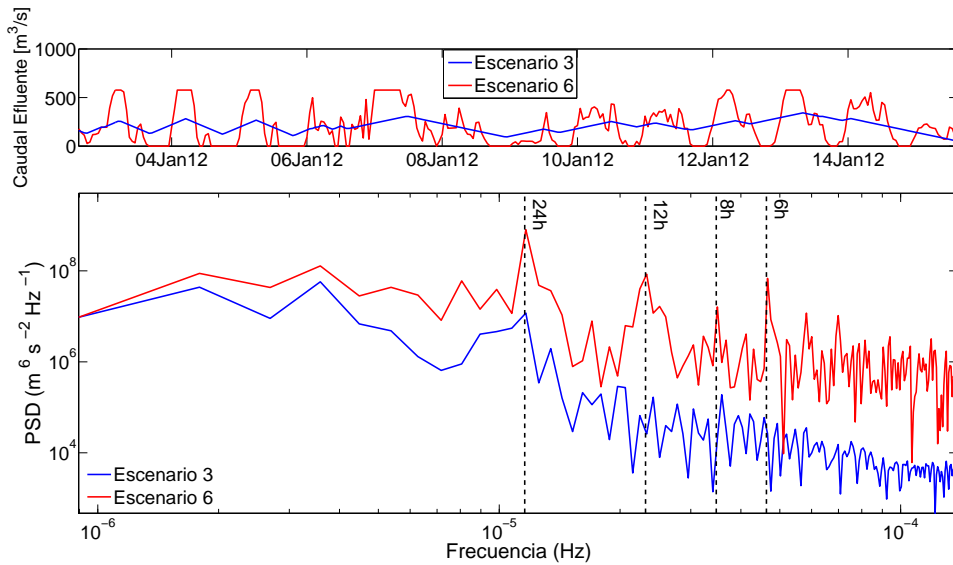


Figura 5.21: Espectro de densidad de potencia para las series de caudal efluente entre el 2 y el 15 de enero de 2012 para los escenarios con hidrología húmeda.

Nuevamente la energía potencial presenta una mayor amplitud para el escenario con hydropeaking que para el con restricciones ambientales, tal como se puede observar en la Figura 5.22. Además, para el escenario 3 se tiene que nuevamente solo domina el periodo de 24 horas, mientras que para el escenario 6 aparecen también los periodos de 12, 8 y 6 horas. Esto es en una consecuencia de la operación de la central en cada escenario.

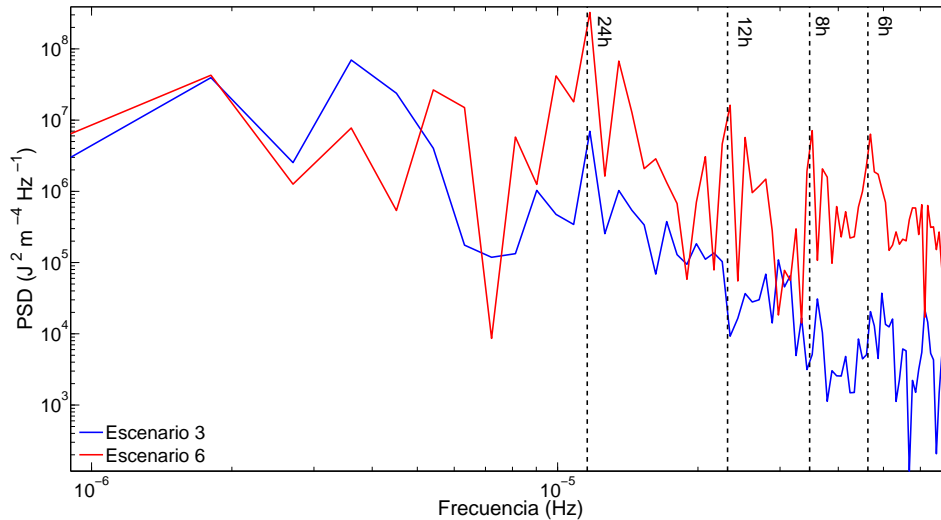


Figura 5.22: Espectro de densidad de potencia para las series de energía potencial entre el 2 y el 15 de enero de 2012 para los escenarios con hidrología húmeda.

Los periodos escogidos anteriormente son arbitrarios y su objetivo es ejemplificar las diferencias de energía potencial que existen en la zona cercana al muro, producto de la diferencia en los tipos de operación de la central. Para poder comparar los escenarios completos se presenta el análisis de wavelet de los caudales y la energía potencial para los distintos escenarios modelados.

## 5.4.2 Análisis de Wavelet

El análisis de wavelet permite comparar las variables de caudal turbinado y energía potencial interna para los distintos escenarios modelados, considerando el periodo completo de evaluación. Producto de que se evalúa el periodo completo, se pierde la resolución que se tenía con el espectro de densidad de potencia y por lo tanto solo es posible observar los periodos predominantes en el periodo de evaluación.

En la Figura 5.23 se presenta el análisis de wavelet para los caudales y la energía potencial interna para los escenarios 1 y 4, los cuales corresponden a una hidrología seca. Se ve que nuevamente el periodo de 24 h es el que predomina en ambas series, incluso para todo el

horizonte de modelación. Se puede observar que en ciertos periodos cortos de tiempo hay una influencia del periodo de 12 horas con una amplitud menor al periodo de 24 horas, sobre todo en los escenarios con hydropeaking. Esto se puede explicar producto que en periodos de corto plazo, como los que se utilizaron en el análisis de espectro de densidad, se pueden tener diferentes periodos que influyen en la energía interna o los caudales. Pero, cuando se analiza a largo plazo con la serie completa de datos se observa que un periodo prevalece sobre el resto, y ese es el periodo de 24 horas. Cabe señalar que existen periodos mayores al de 24 horas, como los periodos de 3 y 6 meses, que no se incluyen en el análisis puesto que no se ven influenciados por las restricciones ambientales incorporadas al modelo MIPUC.

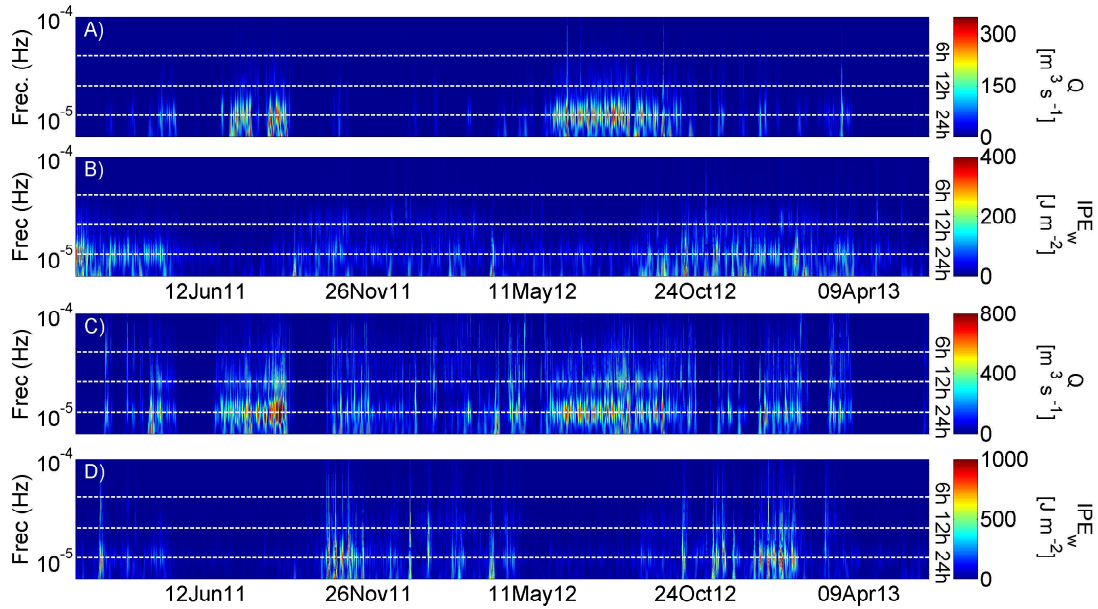


Figura 5.23: Análisis espectral wavelet de la  $IPE_w$  y los caudales efluentes para los escenarios con hidrología seca. A) Caudales afluentes escenario 1, B)  $IPE_w$  escenario 1, C) caudales afluentes escenario 4 y D)  $IPE_w$  escenario 4.

Observando el análisis de wavelet se obtiene que los aumentos de la amplitud de la energía potencial interna del embalse, en el punto cercano al muro, responden al aumento de amplitud de las variaciones de caudal efluente. Lo anterior se explica por la relación directa que tiene el caudal efluente sobre la energía interna. La operación de la central entrega energía al embalse y esto se traduce en las variaciones de energía potencial interna del embalse. Sin embargo, esto ocurre solo en los periodos de verano, dado que el embalse se encuentra estratificado, y por lo tanto las variaciones de la energía potencial interna se vuelven más marcadas. Además, al comparar los escenarios con y sin restricciones ambientales es posible notar que cuando se permite la operación hydropeaking de la central, ésta genera un aumento en la amplitud de la variación de la energía potencial interna del embalse.

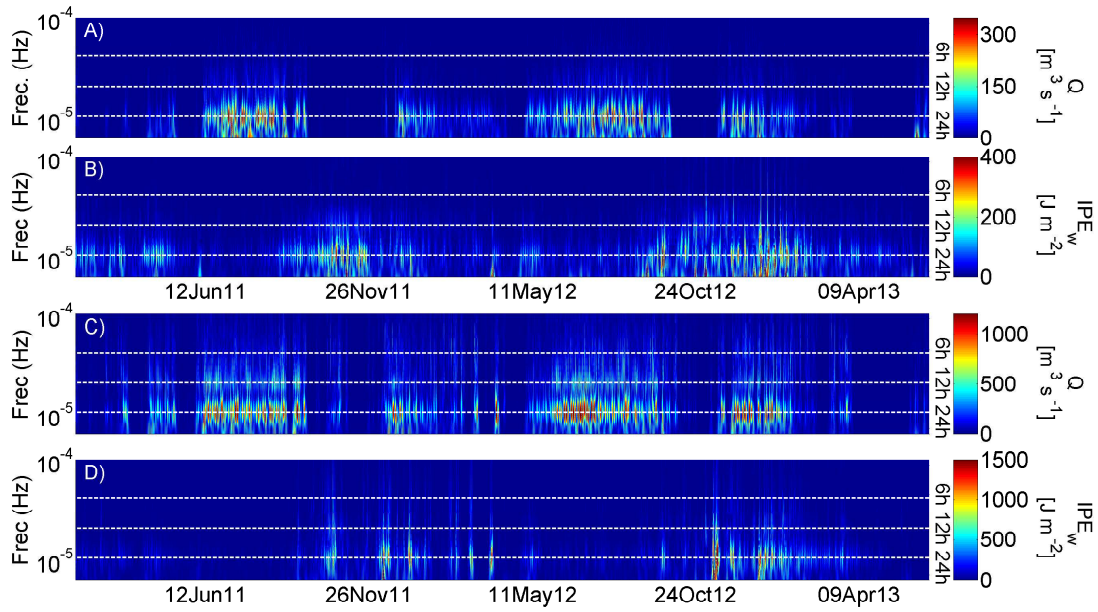


Figura 5.24: Análisis espectral wavelet de la  $IPE_w$  y los caudales efluentes para los escenarios con hidrología normal. A) Caudales afluentes escenario 2, B)  $IPE_w$  escenario 2, C) caudales afluentes escenario 5 y D)  $IPE_w$  escenario 5.

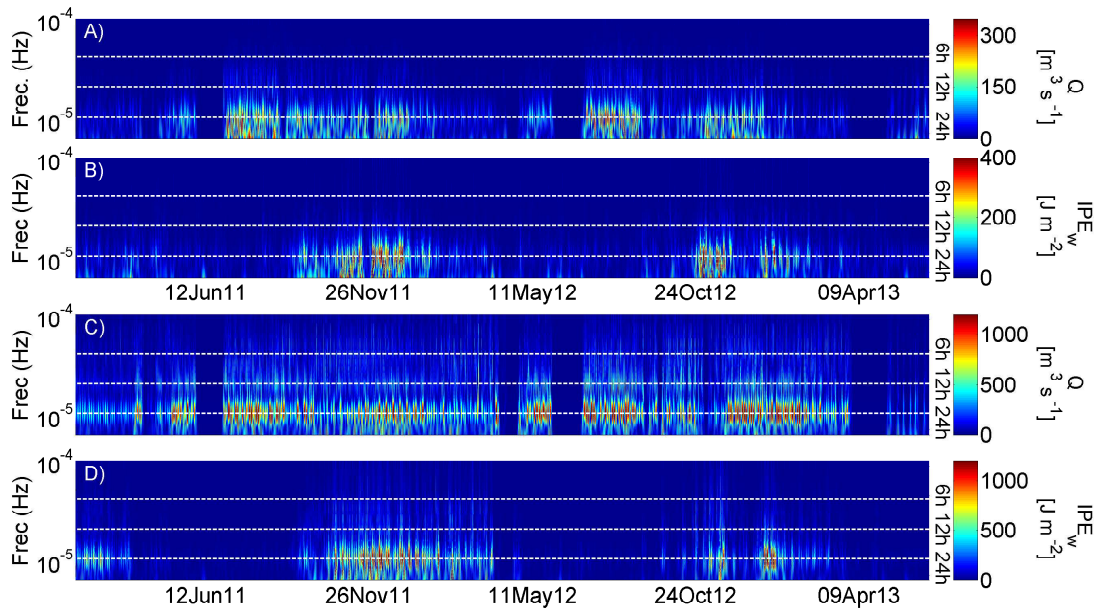


Figura 5.25: Análisis espectral wavelet de la  $IPE_w$  y los caudales efluentes para los escenarios con hidrología húmeda. A) Caudales afluentes escenario 3, B)  $IPE_w$  escenario 3, C) caudales afluentes escenario 6 y D)  $IPE_w$  escenario 6.

Las Figuras 5.24 y 5.25 presentan resultados similares a lo descrito para la Figura 5.23. Es importante recalcar las diferencias de amplitud entre los escenarios con hydropeaking y

aquellos sin. En base a esto se desprende que la operación hydropeaking es favorable para la variación de energía interna del embalse. Estos resultados no indican una energía potencial interna mayor para el caso con hydropeaking, pero si apuntan a una mayor amplitud en la variación de la energía potencial interna.

Con respecto a la respuesta de la amplitud de la energía potencial interna a la variación de la amplitud del caudal effluente, se nota que nuevamente estos cambios son notorios en los meses de verano principalmente producto de la condición estratificada del embalse.

## 5.5 Cambios Bruscos en la Operación

La operación hydropeaking de la central Rapel produce cambios bruscos en ciertas variables hidrodinámicas, como el perfil de temperatura, el factor de mezcla y la energía potencial interna. Estas variaciones pueden ser perjudiciales para los ecosistemas característicos del embalse, los cuales deben adaptarse a un entorno que constantemente está variando sus condiciones. En la Figura 5.14 se observan las variaciones diarias del perfil de temperatura y se nota que en el caso con restricciones ambientales éstas son más graduales. Esto es producto de las variaciones del caudal en este escenario, las cuales están controladas por las restricciones ambientales.

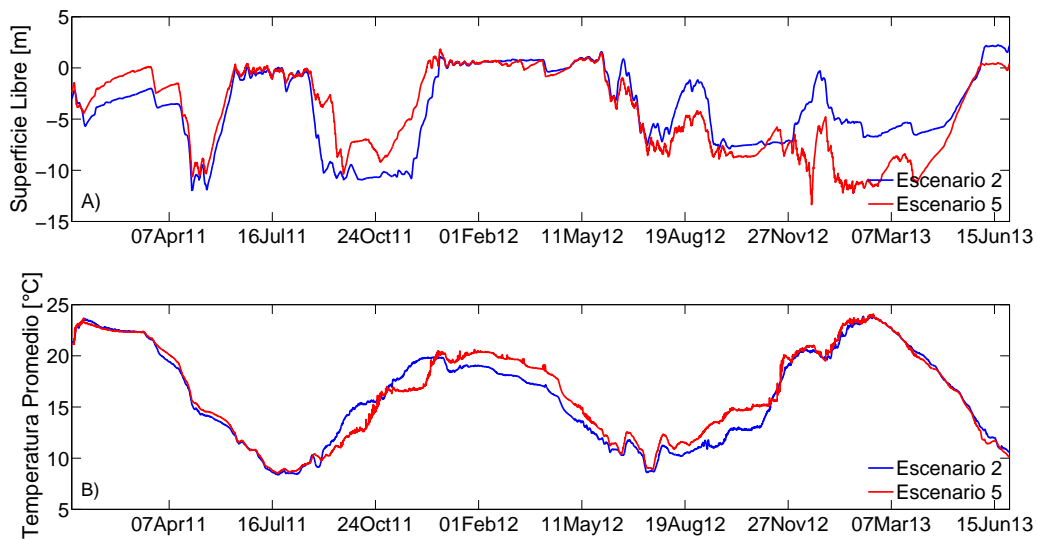


Figura 5.26: Superficie libre y temperatura promedio de la zona de extracción cercana al muro para los escenarios de hidrología seca en todo el periodo de evaluación. A) Ubicación superficie libre con respecto a la cota 105 [m.s.n.m] y B) Temperatura promedio de la zona de extracción entre 17 y 32 [m].

En la Figura 5.26 se tiene en la parte B) la variación del promedio de temperatura en la zona de extracción para todo el periodo de evaluación. El escenario 5, el cual corresponde a una operación tipo hydropeaking, presenta variaciones del promedio más fluctuantes que el escenario con restricciones ambientales, lo cual está asociado a las variaciones diarias del perfil de temperatura en la zona cercana al muro antes mencionadas.

Sobre la energía potencial interna es directo ver la diferencia de las variaciones, puesto que las amplitudes de la variación son siempre mayores para el caso con hydropeaking. En las Figuras 5.20 y 5.22 se puede apreciar lo anterior sin problemas.

Finalmente, las variaciones bruscas del factor de mezcla son evidentes al observar la Figura 5.27, lo cual es producto de los cambios bruscos de operación de la central cuando se opera con hydropeaking.

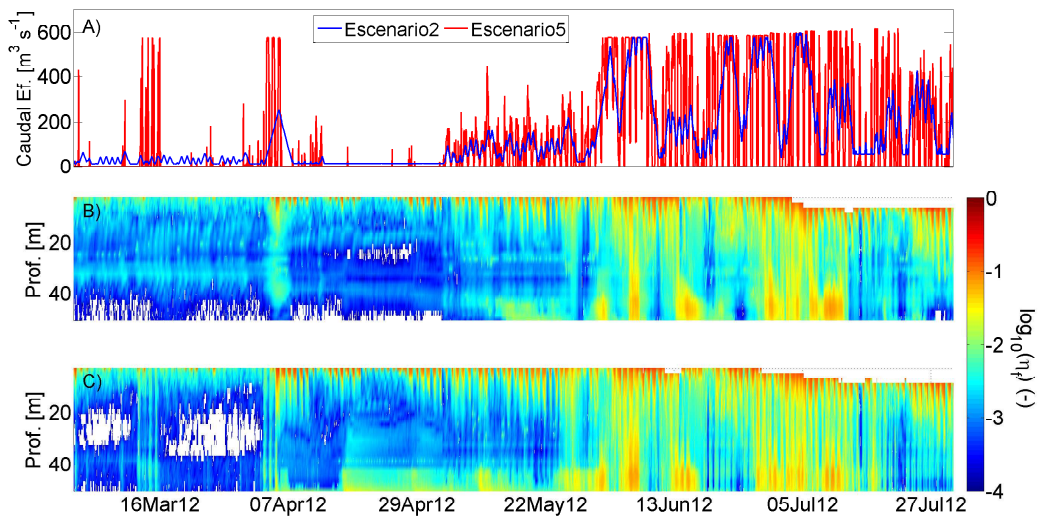


Figura 5.27: Coeficientes de fracción de mezcla para los escenarios con hidrología normal en el periodo entre marzo y julio de 2012. A) Series de caudales de operación, B) escenario 2 y C) escenario 5.



# Capítulo 6

## Conclusiones y Trabajo Futuro

La generación de escenarios de operación de la central hidroeléctrica Rapel, donde se reduce la operación hydropeaking a través de la incorporación de restricciones ambientales, es una alternativa a la operación actual que puede traer beneficios en la hidrodinámica del embalse y favorecer los ecosistemas que lo componen. Una comparación entre la operación actual y una situación donde se reduce el hydropeaking, del comportamiento de distintas variables hidrodinámicas, como el perfil de temperatura en un punto cercano al muro, la capacidad de mezcla, la energía potencial interna y la temperatura del caudal effluente, permite establecer que la operación que existe actualmente es desfavorable para el medio ambiente.

Se compararan escenarios donde se incorporan restricciones ambientales que suprimen la operación hydropeaking con escenarios donde se mantuvo este tipo de operación. El efecto conjunto de las restricciones ambientales de caudal ecológico y rampa máxima fuerzan una operación menos brusca y por lo tanto mucho menos variable de la central, ayudando a mantener un régimen más natural aguas abajo del muro, y de esta manera disminuir los valores del indicador hidrológico diario Richard-Baker (R-B). Además, se desprende de los resultados que una hidrología más favorable, es decir con mayor disponibilidad del recurso hídrico, entrega mejores valores del indicador R-B producto del aumento de la disponibilidad de agua para todo el sistema. Se debe tener cuidado con el uso de este indicador en periodos de sequía, puesto que la operación de la central tiende a ser nula cuando se opera con hydropeaking, o a mantenerse en el caudal mínimo impuesto cuando se opera con las restricciones ambientales, lo cual entrega valores del indicador distorsionados.

La incorporación de las restricciones ambientales tiene un costo asociado tanto para la central Rapel como para todo el sistema de generación eléctrica. Este costo fue calculado para cada escenario disponible y la comparación de estos permite cuantificar la pérdida económica producto de la incorporación de las restricciones ambientales. Sin embargo, como no es posible cuantificar el beneficio ambiental que producen estas restricciones en términos económicos, el análisis económico es más bien una referencia de lo que costaría la protección de los ecosistemas en el embalse. En base a los resultados es posible establecer que la pérdida tanto para el sistema como para la central Rapel es mínima, y más aún cuando se compara con las variaciones de los costos cuando se tiene una mejoría en las condiciones hidrológicas.

Sobre los perfiles de temperatura en un punto cercano al muro se tiene que un mejor escenario hidrológico determina una condición menos estratificada del embalse en el periodo estival dado que la mezcla de calor vertical y la energía interna se ven favorecidas por

el aumento de la operación de la central producto del aumento de la disponibilidad del recurso. La operación hydropeaking, al tener una variación más marcada del caudal y por lo tanto de la velocidad, entrega mayor energía cinética causando una estratificación menos estable que los escenarios donde se agregan las restricciones ambientales. Estos resultados permiten corroborar lo obtenido por Ibarra (2013) y agregar que el proceso de desestratificación ocurre antes cuando se opera con hydropeaking. Luego, es claro que la operación hydropeaking promueve un embalse menos estratificado. Existen otros factores que inciden en la estratificación del lago como la ubicación de la extracción y la cota superficial del embalse, y si bien estos no tienen relación con las restricciones ambientales incorporadas, actúan de manera paralela y pueden confundir el análisis de las variables hidrodinámicas.

La capacidad de mezcla del embalse presenta valores mayores cuando se opera con hydropeaking, en términos generales, dado la operación característica de pulsos que le entregan al embalse mayor cantidad de energía para la mezcla. Sin embargo existen periodos donde el factor de mezcla es mayor para los escenarios con restricciones ambientales, lo cual es producto de la operación nula que puede ocurrir por largos periodos de tiempo en un embalse operado con hydropeaking. Cuando esto sucede no se le entrega energía al embalse y por lo tanto el factor de mezcla disminuye. Es justamente en el periodo estival donde la mezcla vertical es más importante dada la estratificación del embalse, por lo que las restricciones ambientales son favorables en cuanto a la mezcla vertical.

La temperatura de la zona de extracción aumenta en promedio cuando se opera con hydropeaking, para todos los escenarios hidrológicos, dado que el transporte de calor vertical se ve favorecido por este tipo de operación. Existen casos donde esto no ocurre y se debe a que la cota superficial del embalse influencia la temperatura de la zona de extracción. Cuando el embalse se encuentra en un nivel bajo, la mezcla inducida por la operación del embalse en la zona de extracción está más cerca de la superficie del embalse y por lo tanto las temperaturas del perfil aumentan más rápido.

Los espectros de densidad de potencia permiten analizar los periodos dominantes tanto de la operación de la central como de la energía potencial interna del embalse. Se desprende de los resultados que la energía potencial interna en la zona cercana al muro sigue un comportamiento similar a la operación del embalse, respetando periodos dominantes que se presentan en la forma de operar el embalse. Luego, al operar mediante hydropeaking se tiene que la energía potencial del embalse sigue los ciclos de la demanda energética, donde se tiene un periodo dominante de 24 horas y se pueden identificar también periodos de 12, 8 y 6 horas, los cuales no están presentes cuando se consideran las restricciones ambientales. La amplitud de la energía potencial es mayor para los escenarios con hydropeaking dado que la operación varía de manera abrupta, pero esto no determina que la energía potencial interna sea mayor.

Al analizar el periodo de evaluación completo mediante el espectro de wavelet se observa

que el periodo de 24 horas es el que predomina para los escenarios con y sin restricciones ambientales, para todos los escenarios hidrológicos. Sin embargo, este periodo es dominante sólo en la época estival dado que el embalse se encuentra estratificado y por lo tanto las variaciones de energía potencial interna son más marcadas. En base a los análisis espectrales, es posible determinar la relación directa que tiene la operación de la central con la energía interna del embalse, sobre todo en el periodo estival.

La operación hydropeaking entrega perfiles de temperatura en el embalse que varían bruscamente en el transcurso de un día, lo cual no ocurre cuando se agregan las restricciones ambientales. Además, cuando se opera con hydropeaking se tienen variaciones de la mezcla vertical que son más frecuentes y abruptas que en los escenarios con restricciones ambientales. Al analizar los espectros de potencia y wavelet se nota que la amplitud de las variaciones de la energía potencial interna del embalse son mayores para los escenarios con hydropeaking. Luego, es posible concluir que la incorporación de las restricciones ambientales permite suavizar las variaciones de las variables ambientales, promoviendo un hábitat más ameno para los ecosistemas.

Finalmente, es posible concluir que la operación hydropeaking tiene efectos que pueden ser positivos sobre el embalse, como la desestratificación temprana del embalse, una estratificación más inestable y una mayor capacidad de transporte de calor vertical. Sin embargo, existen también efectos que son negativos, como el empeoramiento de los indicadores hidrológicos intradiarios, la disminución de la capacidad de mezcla en el periodo estival, la alteración del régimen natural de variación de la energía potencial interna y los cambios bruscos de los perfiles de temperatura y la capacidad de mezcla. El problema que se presenta es como cuantificar estos efectos en términos económicos, con el objetivo de poder comparar el beneficio (o el costo) de las restricciones ambientales con el costo del sistema de aplicar dichas restricciones. Una alternativa es aplicar una optimización multi-objetivo donde se busque minimizar los costos en conjunto con minimizar los daños al medio ambiente. Se deja propuesto este análisis económico-ambiental, que permita determinar si el uso de las restricciones es justificado.

Como trabajo futuro se propone ahondar en las áreas que se dejaron de lado en este trabajo. Primero, la utilización de las FCF obtenidas de los datos del CDEC no se deberían aplicar directamente cuando se trabaja con escenarios hidrológicos sintéticos, y lo correcto sería trabajar con el modelo SEEDS para obtener las FCF que corresponden para cada escenario. Luego, se pueden incorporar los cortes por mantención o fallas de las centrales para acercar las decisiones del modelo a la realidad. Finalmente, se propone correr el modelo buscando modificar los parámetros que reduzcan las variables auxiliares de energía no servida y afluentes ficticios a valores nulos para todo el periodo de evaluación con tal de obtener costos del sistema que sean completamente representativos.

Los escenarios descritos en este trabajo fueron escogidos en base a los costos de los escenarios definidos por Olivares *et al.* (2015) para Pangué, y no necesariamente son la

mejor opción para el embalse Rapel. Por ello se propone evaluar distintas combinaciones de restricciones sobre el embalse para determinar aquella que sea más beneficiosa en términos ambientales. Además, se propone extender el uso de restricciones a más de un embalse del sistema, con el objetivo de observar como aumentan los costos del sistema y cuáles son los beneficios que se obtienen en los distintos embalses donde se apliquen dichas restricciones.

Queda también propuesto el análisis a futuro de este tipo de restricciones. Sería interesante estudiar el efecto de las restricciones ambientales en distintos escenarios de cambio climático, incluyendo un estudio del efecto en un plazo de 30 o más años. Las decisiones que se tomen hoy en día sobre la operación de la matriz energética del SIC pueden tener consecuencias ambientales en el largo plazo, que no se alcanzan a dimensionar en el presente estudio.

# Capítulo 7

## Bibliografía

- ANTENUCCI, J. (1996). Hidrobiological modelling of rapel reservoir, central chile. *Department of Environmental Engineering, The University of Western Australia* .
- ARTIOLI, Y., BENDORICCHIO, G. & PALMERI, L. (2005). Defining and modelling the coastal zone affected by the po river (italy). *Ecological Modelling* **184**(1), 55–68.
- BAKER, D. B., RICHARDS, R. P., LOFTUS, T. T. & KRAMER, J. W. (2004). A new flashiness index: Characteristics and applications to midwestern rivers and streams.
- BAXTER, R. (1977). Environmental effects of dams and impoundments. *Annual Review of Ecology and Systematics* , 255–283.
- BENAVIDES, C. (2008). Herramienta computacional para modelo de pre-despacho económico de carga. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica. Universidad de Chile .
- BRANDT, S. A. (2000). Classification of geomorphological effects downstream of dams. *Catena* **40**(4), 375–401.
- BUNN, S. E. & ARTHINGTON, A. H. (2002). Basic principles and ecological consequences of altered flow regimes for aquatic biodiversity. *Environmental management* **30**(4), 492–507.
- CAISSIE, D. (2006). The thermal regime of rivers: a review. *Freshwater Biology* **51**(8), 1389–1406.
- CARLING, P. (1988). Channel change and sediment transport in regulated u. k. rivers. *Regulated Rivers: Research & Management* **2**(3), 369–387.
- CASAMITJANA, X., SERRA, T., COLOMER, J., BASERBA, C. & PÉREZ-LOSADA, J. (2003). Effects of the water withdrawal in the stratification patterns of a reservoir. *Hydrobiologia* **504**(1-3), 21–28.
- CDEC-SIC (2015). Cierre anual 2015 .
- CONTRERAS, M., VILLAGRAN, H. & SALAZAR, C. (1994). Hydrodynamic characteristics of rapel reservoir. *Medio Ambiente* **12**, 41–49.
- DE LA FUENTE, A. (2003). Modelación hidrodinámica del sistema ambiental del Embalse Rapel. Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil. Universidad de Chile .

- DE LA FUENTE, A. & NIÑO, Y. (2008). Pseudo 2d ecosystem model for a dendritic reservoir. *Ecological Modelling* **213**(3), 389–401.
- GARCÍA, A., JORDE, K., HABIT, E., CAAMAÑO, D. & PARRA, O. (2011). Downstream environmental effects of dam operations: changes in habitat quality for native fish species. *River Research and Applications* **27**(3), 312–327.
- GRAF, W. L. (2006). Downstream hydrologic and geomorphic effects of large dams on american rivers. *Geomorphology* **79**(3), 336–360.
- GRAY, L. J. & WARD, J. V. (1982). Effects of sediment releases from a reservoir on stream macroinvertebrates. *Hydrobiologia* **96**(2), 177–184.
- GUZMÁN, C. (2013). Incorporación de consideraciones ambientales en la operación horaria del Embalse Rapel. Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil. Universidad de Chile .
- HALLERAKER, J., SALTVEIT, S., HARBY, A., ARNEKLEIV, J., FJELDSTAD, H. & KOHLER, B. (2003). Factors influencing stranding of wild juvenile brown trout (*salmo trutta*) during rapid and frequent flow decreases in an artificial stream. *River Research and Applications* **19**(5-6), 589–603.
- HARPMAN, D. A. (1999). Assessing the short-run economic cost of environmental constraints on hydropower operations at glen canyon dam. *Land Economics* , 390–401.
- HODGES, B. & DALLIMORE, C. (2006). Estuary, lake and coastal ocean model: Elcom. *Science Manual. Centre of Water Research. University of Western Australia* .
- IBARRA, G. (2013). Efecto de la operación hydropeaking en la hidrodinámica de un embalse estratificado: Embalse Rapel, Chile Central. Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil. Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Mención Recursos y Medio Ambiente Hídrico. Universidad de Chile .
- IMBERGER, J. (1985). The diurnal mixed layer1. *Limnology and oceanography* **30**(4), 737–770.
- KRAUSE, C. W., NEWCOMB, T. J. & ORTH, D. J. (2005). Thermal habitat assessment of alternative flow scenarios in a tailwater fishery. *River Research and Applications* **21**(6), 581–593.
- MARTÍNEZ, G., CONTRERAS, M. & VILA, I. (2003). Modelos conceptuales de abundancia de fitoplancton asociados a la heterogeneidad espacial en el embalse rapel (chile central). *Revista chilena de historia natural* **76**(2), 255–266.
- MOOG, O. (1993). Quantification of daily peak hydropower effects on aquatic fauna and management to minimize environmental impacts. *Regulated Rivers: Research & Management* **8**(1-2), 5–14.

- OLIVARES, M. A. (2008). *Optimal hydropower reservoir operation with environmental requirements*. Ph.D. thesis, University of California Davis.
- OLIVARES, M. A., HAAS, J., PALMA-BEHNKE, R. & BENAVIDES, C. (2015). A framework to identify pareto-efficient subdaily environmental flow constraints on hydropower reservoirs using a grid-wide power dispatch model. *Water Resources Research* **51**(5), 3664–3680.
- PEREIRA, M. V. & PINTO, L. M. (1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming* **52**(1-3), 359–375.
- PÉREZ-DÍAZ, J. I., MILLAN, R., GARCIA, D., GUISANDEZ, I. & WILHELMI, J. (2012). Contribution of re-regulation reservoirs considering pumping capability to environmentally friendly hydropower operation. *Energy* **48**(1), 144–152.
- PÉREZ-DÍAZ, J. I. & WILHELMI, J. R. (2010). Assessment of the economic impact of environmental constraints on short-term hydropower plant operation. *Energy Policy* **38**(12), 7960–7970.
- POFF, N. L., ALLAN, J. D., BAIN, M. B., KARR, J. R., PRESTEGAARD, K. L., RICHTER, B. D., SPARKS, R. E. & STROMBERG, J. C. (1997). The natural flow regime. *BioScience* , 769–784.
- POFF, N. L. & ZIMMERMAN, J. K. (2010). Ecological responses to altered flow regimes: a literature review to inform the science and management of environmental flows. *Freshwater Biology* **55**(1), 194–205.
- QUINTERO, A. (2014). Impacto económico y operacional de sistemas de almacenamiento de energía frente a un escenario de alta penetración eólica en el SIC-Chile, utilizando un modelo de coordinación hidrotérmico. Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil. Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Mención Recursos y Medio Ambiente Hídrico. Universidad de Chile .
- RICHTER, B. D., BAUMGARTNER, J. V., POWELL, J. & BRAUN, D. P. (1996). A method for assessing hydrologic alteration within ecosystems. *Conservation biology* , 1163–1174.
- ROSSEL, V. (2014). Estudio de la relación entre caudal ecológico, operación hydropeaking y calidad del agua del embalse Rapel. Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil. Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Mención Recursos y Medio Ambiente Hídrico. Universidad de Chile .
- RUEDA, F. J., SCHLADOW, S. G. & PÁLMARSSON, S. Ó. (2003). Basin-scale internal wave dynamics during a winter cooling period in a large lake. *Journal of Geophysical Research: Oceans* **108**(C3).

- SALTVEIT, S., HALLERAKER, J., ARNEKLEIV, J. & HARBY, A. (2001). Field experiments on stranding in juvenile atlantic salmon (*salmo salar*) and brown trout (*salmo trutta*) during rapid flow decreases caused by hydropeaking. *Regulated Rivers Research & Management* **17**(4-5), 609–622.
- SCHMID, M., HUNZIKER, S. & WÜEST, A. (2014). Lake surface temperatures in a changing climate: a global sensitivity analysis. *Climatic change* **124**(1-2), 301–315.
- TROLLE, D., HAMILTON, D. P., HIPSEY, M. R., BOLDING, K., BRUGGEMAN, J., MOOIJ, W. M., JANSE, J. H., NIELSEN, A., JEPPESEN, E., ELLIOTT, J. A. *et al.* (2012). A community-based framework for aquatic ecosystem models. *Hydrobiologia* **683**(1), 25–34.
- TRONCOSO, C. (2010). Herramienta docente para estudios de coordinación hidrotérmica. Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Electricista. Tesis para optar al Título de Magister en Ciencias de la Ingeniería Mención: Ingeniería Eléctrica. Universidad de Chile .
- TUHTAN, J. A., NOACK, M. & WIEPRECHT, S. (2012). Estimating stranding risk due to hydropeaking for juvenile european grayling considering river morphology. *KSCE Journal of Civil Engineering* **16**(2), 197–206.
- VILA, I., CONTRERAS, M., MONTECINO, V., PIZARRO, J. & ADAMS, D. D. (2000). Rapel: A 30 years temperate reservoir. eutrophication or contamination? *Ergebnisse der Limnologie* **55**, 31–44.
- WAHL, B. & PEETERS, F. (2014). Effect of climatic changes on stratification and deep-water renewal in lake constance assessed by sensitivity studies with a 3d hydrodynamic model. *Limnol. Oceanogr* **59**(3), 1035–1052.
- WÜEST, A. & LORKE, A. (2003). Small-scale hydrodynamics in lakes. *Annual Review of Fluid Mechanics* **35**(1), 373–412.