



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

**ANÁLISIS CONCEPTUAL DEL EFECTO DE UN CONTRAEMBALSE COMO  
MEDIDA DE MITIGACIÓN DE LAS FLUCTUACIONES INTRADIARIAS DE CAUDAL  
INDUCIDAS POR LA OPERACIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE  
EMBALSE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

NICOLÁS REINALDO ESCOBAR RAMÍREZ

PROFESOR GUÍA:

MARCELO OLIVARES ALVEAL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

JAMES MCPHEE TORRES

RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE

2016

## **RESUMEN DE MEMORIA PARA OPTAR AL**

**TITULO DE:** Ingeniero Civil.

**POR:** Nicolás Reinaldo Escobar Ramírez.

**FECHA:** 04/03/2016

**PROFESOR GUÍA:** Marcelo Olivares A.

### **ANÁLISIS CONCEPTUAL DEL EFECTO DE UN CONTRAEMBALSE COMO MEDIDA DE MITIGACIÓN DE LAS FLUCTUACIONES INTRADIARIAS DE CAUDAL INDUCIDAS POR LA OPERACIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE EMBALSE**

En sistemas hidrotérmicos la rápida respuesta de las centrales hidroeléctricas de embalse a variaciones de potencia es importante para la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico, esta capacidad se puede traducir en una operación de generación fluctuante (“*hydropeaking*”). Este tipo de esquema de generación tiene un impacto directo sobre los caudales turbinados, induciendo fluctuaciones de caudales a nivel.

Para mitigar los efectos del *hydropeaking* sobre el cauce del río aguas abajo existen diversas medidas que es posible tomar, las más comunes son imponer restricciones de caudal mínimo y/o una rampa máxima de caudales entregados al río. En el presente trabajo de título se estudiará además la incorporación de una re-regulación de los caudales turbinados mediante la incorporación de un contraembalse ubicado aguas debajo de la central.

Para analizar el efecto de las restricciones y la incorporación de un contraembalse se implementan dos modelos de optimización a un nivel horario para un día, el primero consiste en una maximización de los ingresos por venta de electricidad de la empresa considerando el precio de la energía en el mercado *spot*. El segundo modelo de optimización es una minimización de la suma de rampas absolutas, también con las restricciones del primer modelo mencionado.

Las restricciones de operación producen una reducción significativa de los beneficios percibidos por la central debido a que la obliga a tener una operación sub-óptima. Por otro lado, la incorporación de un contraembalse, produce un mejoramiento de los ingresos, incluso llegando a mitigar cualquier reducción de ingresos.

En cuanto a los índices de alteración hidrológica, la incorporación de un contraembalse ayuda a mejorar significativamente estos índices para restricciones de caudales mínimos, y para rampas máximas su efecto es menor para escenarios restrictivos. Se observa que con restricciones altamente restrictivas el contraembalse mitiga las pérdidas inducidas y mejora los índices de alteración hidrológica, en tanto que para restricciones más relajadas su efecto no es tan notorio.

*LABOR OMNIA VINCIT*

## Tabla de Contenido

1. Introducción.....	1
2. Revisión Bibliográfica .....	5
2.1. Impactos ambientales del <i>hydropeaking</i> .....	6
2.2. Indicadores de alteración hidrológica .....	7
2.3. Restricciones operacionales para mitigación del <i>hydropeaking</i> .....	8
3. Modelo operacional del sistema embalse-contraembalse.....	11
3.2.1. Modelo de optimización para minimizar rampas absolutas .....	16
4. Resultados modelación .....	17
4.1. Parámetros del modelo .....	17
4.2. Caso sin contraembalse ni restricciones de operación .....	18
4.3. Caso con contraembalse.....	23
4.3.1. Restricción de caudal mínimo.....	23
4.3.2. Restricción de rampas máximas.....	41
4.3.3. Restricciones combinadas .....	53
5. Aplicación de modelo de minimización de rampas absolutas a central Pangué .....	64
6. Discusiones y conclusiones .....	69
Bibliografía .....	74

## Índice de Tablas

Tabla 1: Indicadores de alteración hidrológica – Volumen 50% - Contraembalse 1 hora de TRH - Caudal mínimo 10%.....	38
Tabla 2: Indicadores de alteración hidrológica – Volumen 80% - Contraembalse 1 hora de TRH - Caudal mínimo 10%.....	40
Tabla 3: Indicadores de alteración hidrológica - Volumen 50% - Contraembalse 2 horas de TRH – Rampa máxima 10%.....	50
Tabla 4: Indicadores de alteración hidrológica – Volumen 80% - Contraembalse 2 horas de TRH – Rampa máxima 10%.....	52
Tabla 5: Indicadores de alteración hidrológica – Caudal mínimo 10% - Rampa máxima 5% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 TRH.....	60
Tabla 6: Indicadores de alteración hidrológica – Caudal mínimo 30% - Rampa máxima 5% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 TRH.....	61
Tabla 7: Indicadores de alteración hidrológica – Caudal mínimo 10% - Rampa máxima 10% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 TRH.....	62
Tabla 8: Indicadores de alteración hidrológica – Caudal mínimo 30% - Rampa máxima 10% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 TRH.....	63

## Índice de Figuras

Figura 1: Esquema conceptual sin contraembalse .....	11
Figura 2: Esquema conceptual con contraembalse.....	12
Figura 3: Precio Energía .....	17
Figura 4: Ingresos sin contraembalse ni restricciones de operación .....	18
Figura 5: Caudal turbinado – Volumen 20% - Caso sin restricciones ni contraembalse	19
Figura 6: Caudal turbinado – Volumen 50% - Caso sin restricciones ni contraembalse	20
Figura 7: Caudal turbinado – Volumen 80% - Caso sin restricciones ni contraembalse	20
Figura 8: Caudal turbinado – Volumen 100% - Caso sin restricciones ni contraembalse .....	21
Figura 9: Indicadores de alteración hidrológica – caso sin restricciones.....	22
Figura 10: Efecto de restricción de caudal mínimo en los ingresos con un volumen disponible de 20% .....	25
Figura 11: Efecto de restricción de caudal mínimo en los ingresos con un volumen disponible de 50% .....	27
Figura 12: Efecto de restricción de caudal mínimo en las ingresos con un volumen disponible de 80% .....	28
Figura 13: Índices de alteración hidrológica – Restricción de caudal mínimo e Volumen 20% .....	30
Figura 14: Series de Caudales para Explicar Comportamiento del R-B Index .....	31
Figura 15: Índices de alteración hidrológica – Restricción de caudal mínimo – Volumen 50% .....	33
Figura 16: Índices de alteración hidrológica – Restricción de caudal mínimo – Volumen 80% .....	35
Figura 17: Serie de caudales – Volumen 50% - Contraembalse 1 hora de TRH – Caudal mínimo 10% .....	37
Figura 18: Serie de caudales – Volumen 50% - Contraembalse de 5 horas de TRH – Caudal mínimo 10% .....	39
Figura 19: Serie de caudales – Volumen 80% - Contraembalse 0.5 horas de TRH – Caudal mínimo 10% .....	40

Figura 20: Serie de caudales – Volumen 80% - Contraembalse 3.5 horas de TRH – Caudal mínimo 10% .....	41
Figura 21: Efecto de restricción de rampa máxima en los ingresos con un volumen disponible de 20% .....	42
Figura 22: Efecto de restricción de rampa máxima en los ingresos con un volumen disponible de 50% .....	43
Figura 23: Efecto de restricción de rampa máxima en los ingresos con un volumen disponible de 80% .....	44
Figura 24: Índices de alteración hidrológica - Restricción de rampas máximas y volumen 20% .....	45
Figura 25: Índices de alteración hidrológica – Restricción de rampas máximas – Volumen 50% .....	47
Figura 26: Índices de alteración hidrológica – Restricción de rampas máximas – Volumen 80% .....	48
Figura 27: Serie de caudales – Volumen 50% - Contraembalse 2 horas de TRH – Rampa máxima 10%.....	50
Figura 28: Serie de caudales – Volumen 50% - Contraembalse 5 horas de TRH – Rampa máxima 10%.....	51
Figura 29: Serie de caudales – Volumen 80% - Contraembalse 2 horas de TRH – Rampa máxima 10%.....	52
Figura 30: Serie de caudales – Volumen 80% - Contraembalse 3.5 horas de TRH – Rampa máxima 10% .....	53
Figura 31: Efecto de restricción de rampa máxima, caudal mínimo 10% y volumen disponible 50% sobre los ingresos .....	54
Figura 32: Efecto de restricción de rampa absoluta, caudal mínimo 30% y volumen disponible 50% sobre los ingresos .....	55
Figura 33: Índices de alteración hidrológica – Restricción de rampas máximas – Caudal mínimo 10% - Volumen disponible 50%.....	56
Figura 34: Índices de alteración hidrológica – Restricción de rampas máximas – Caudal mínimo 30% - Volumen disponible 50%.....	58
Figura 35: Serie de caudales – Caudal mínimo 10% - Rampa máxima 5% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 hora TRH .....	60
Figura 36: Serie de caudales – Caudal mínimo 30% - Rampa máxima 5% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 hora de TRH .....	61

Figura 37: Serie de caudales – Caudal mínimo 10% - Rampa máxima 10% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 hora de TRH .....	62
Figura 38: Serie de caudales – Caudal mínimo 30% - Rampa máxima 10% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 hora de TRH .....	63
Figura 39: Ubicación estación DGA Río Biobío Ante Junta Pangué .....	64
Figura 40: Caudales estación DGA Río Biobío Ante Junta Pangué y Generación real de central Pangué, mes de febrero 2015 .....	65
Figura 41: Resultados modelo de minimización de rampas absolutas aplicado a central Pangué – Febrero 2015 – Contraembalse TRH=0.5 horas .....	66
Figura 42: Resultados modelo de minimización de rampas absolutas aplicado a central Pangué – Febrero 2015 – Contraembalse TRH=2 horas .....	66
Figura 43: Índice CDV de resultados modelo de minimización de rampas absolutas aplicado a central Pangué – Febrero .....	67
Figura 44: Índice R-B Index de resultados modelo de minimización de rampas absolutas aplicado a central Pangué – Febrero 2015 .....	68
Figura 45: Reducción de ingresos por operación a caudal constante. ....	70
Figura 46: Ingresos para el caso sin restricciones y operación a caudal constante .....	71
Figura 47: Pérdidas inducidas por restricciones: Caudal Mínimo 10% versus Rampa Máxima 10% y Operación Constante .....	72
Figura 48: Indicador R-B Index – Caudal mínimo 10% - Rampa máxima 10% .....	72

## 1. Introducción

En el presente trabajo de título se realiza un análisis conceptual del efecto de un contraembalse como medida de mitigación de las fluctuaciones intradiarias de caudal inducidas por la operación de una central hidroeléctrica de embalse. En este contexto, en este primer acápite se presenta la motivación, objetivos y metodología del presente trabajo.

En el sistema eléctrico existen variaciones de la potencia, generada y demandada, en escalas de tiempo cortas. Esto implica la necesidad de una compensación por otras plantas generadoras de la red, en particular unidades de respuesta rápida como es el caso de centrales hidroeléctricas (Carvalho et al., 2011; Haas, 2015; Olivares, 2015). Esta compensación implica fluctuaciones de los caudales turbinados por las centrales hidroeléctricas como respuesta a los cambios de potencia en el sistema. Hoy en día existe una alta penetración de energías renovables, por ejemplo eólica y solar, de naturaleza fluctuante en escalas de tiempo cortas (Agencia Internacional de Energía, 2014) que eventualmente producirán una mayor variación en la red eléctrica, resultando en altas fluctuaciones en la operación de centrales hidroeléctricas de embalse (Haas et al., 2015).

Las fluctuaciones intradiarias de caudales inducidas por el funcionamiento de una central hidroeléctrica de embalse afectan enormemente a los ecosistemas (Bruno et al., 2009; Hunter, 1992; Poff y Zimmerman, 2010; Richter et al., 1997; Saltveit et al., 2001 ; Tuhtan et al, 2012). Estos impactos incluyen el varamiento de especies (Petts, 1985), interrupción del ciclo de vida (Scheidegger y Bain, 1995), hilos para las especies nativas (Stanford et al., 1996), el cambio en las estructuras de la tela de vegetación y de los alimentos (Wootton et al., 1996), entre otros. Los llamados Indicadores de Alteración Hidrológica (IHA) (Richter et al., 1996) son utilizados para medir las alteraciones en el régimen hidrológico de un río. Cabe destacar que un cierto nivel de variabilidad de los flujos es normal y saludable para un río (Lundquist y Cayan, 2002;. Poff et al., 1997). En este sentido es importante destacar la escala de tiempo en la que esta variabilidad es saludable, puesto que fluctuaciones intradiarias puede generar efectos negativos sobre el medioambiente del río, mientras que fluctuaciones estacionales son naturales y positivas para los regímenes hidrológicos. En el presente trabajo se estudiarán las variaciones a una escala intradiaria.

Entre los posibles indicadores de alteración intradiaria se encuentran: Reversal NREVS, Porcentaje del flujo total (PTF), Coefficient of diel variation (CDV), descritos por Zimmerman (2010) y R-B Index (Baker et al., 2004), aplicado a los caudales descargados al curso de agua.

Considerando entonces que la operación fluctuante a escala intradiaria de una central hidroeléctrica involucra beneficios al sistema eléctrico, pero costos en términos de alteración hidrológica intradiaria, es interesante identificar soluciones de compromiso (tradeoffs) entre estos criterios.

Dado el efecto directo que tiene una central hidroeléctrica de embalse sobre los caudales aguas abajo se hace necesario evaluar posibles mitigaciones al impacto ambiental de las fluctuaciones de caudales inducidas por su funcionamiento. La primera alternativa es aplicar restricciones operacionales a la central hidroeléctrica, tales como caudales mínimos y límites de variación entre caudales consecutivos (rampas máximas) (Haas, 2015). Sin embargo este enfoque implica un costo sobre el sistema eléctrico, ya que puede provocar un funcionamiento en un punto sub óptimo por las restricciones impuestas. En ese sentido la implementación de contra embalses presenta una interesante propuesta para la mitigación del impacto ambiental debido a estas fluctuaciones, sin afectar el desempeño del sistema eléctrico. Este enfoque permite un grado de independencia entre los caudales turbinados y los caudales restituidos al curso de agua, de esta manera los primeros pueden seguir siendo fluctuantes y respondiendo al sistema eléctrico, y los segundos permitirían descargas al río más estables. Es por ello que se propone el estudio de esta interacción mediante un análisis conceptual entre un embalse y un contraembalse.

Así, el objetivo general de este trabajo es realizar un análisis conceptual, mediante el uso de un modelo operacional simple a escala horaria, del desempeño de un contraembalse como medida de mitigación de las fluctuaciones intradiarias de caudal inducidas por la operación de una central hidroeléctrica de embalse.

Para lograr lo anterior, se proponen los siguientes objetivos específicos:

- Contar con un herramienta computacional que permita la implementación de un modelo de un sistema de embalse de generación y un contraembalse a escala intradiaria.
- Identificar escenarios relevantes, tanto de caudal afluente como de restricciones operacionales.
- Estudiar los *tradeoffs* mediante diferentes indicadores de alteración hidrológica de las fluctuaciones intradiarias de caudal inducidas por la operación de centrales hidroeléctricas (*hydropeaking*).
- Análisis del impacto ambiental, operacional y económico bajo los diferentes escenarios. Identificación de ventajas y desventajas de los distintos escenarios. Identificación de soluciones de compromiso (*tradeoffs*) entre los distintos impactos.

La metodología de trabajo incluye las siguientes actividades:

## **Implementación de modelo conceptual**

Para el análisis conceptual se realiza la formulación de un modelo de optimización y su implementación en el software GAMS, que represente la operación de un sistema embalse con generación hidroeléctrica y un contraembalse, con énfasis en la interacción existente en este tipo de configuraciones.

Este programa considera restricciones de caudales mínimos de entrega al cauce principal y rampas máximas de subida y bajada para los caudales descargados al río, con el fin de que el contraembalse regule los caudales.

Dado que la operación de los embalses hidroeléctricos está controlada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), un desafío de la modelación es la adecuada representación de los forzantes sistémicos mediante una condición de borde para un embalse (precios de venta de la energía, demanda asociada a una porción del sistema, etc.). Tal representación tiene incidencia en la definición de la función objetivo del modelo, que toma la forma de maximización de ingresos. En el presente trabajo se considera esta forzante mediante los precios de la energía, los cuales son una respuesta a la demanda y oferta de energía en el mercado *spot*.

## **Cálculos de índices de impacto ambiental**

Utilizando las series de caudales turbinados y restituidos al río desde el contraembalse, prescritos por el modelo, se calculan índices de impacto de alteración hidrológica, debido a la fluctuación intradiaria inducida por la operación de la central hidroeléctrica de embalse. Los indicadores de alteración intradiaria que se utilizarán son: Porcentaje del flujo total (PTF), Coefficient of diel variation (CDV), descritos por Zimmerman (2010) y R-B Index (Baker et al., 2004), aplicado a los caudales descargados al curso de agua.

## **Cálculo de costos y beneficios por restricciones operacionales y por operación de un contraembalse**

Mediante la comparación entre un caso base y la operación con restricciones de un contraembalse se analiza el beneficio económico inducido por la introducción del mismo y los costos económicos por las restricciones operacionales sobre el sistema. Cabe señalar que en el alcance de este trabajo no se considera el costo económico del contraembalse como obra civil. Estos costos serán estimados mediante la reducción de ingresos que experimenta la generadora por las restricciones de operación impuestas.

## Análisis de resultados

Dados los resultados obtenidos, se analizan los diferentes escenarios, con sus respectivos indicadores económicos y de impacto ambiental, para luego discutir una posible configuración óptima dentro de los casos simulados, para una mitigación del impacto ambiental de las fluctuaciones inducidas por la operación de una central hidroeléctrica de embalse.

El resto del informe está organizado en 5 capítulos, cuyo contenido se describe a continuación:

- **Revisión Bibliográfica:** En este capítulo se presenta una extensa revisión de la literatura relacionada al presente trabajo de título. Se estudian tres aspectos importantes para el desarrollo del presente informe: impactos ambientales inducidos por la operación tipo *hydropeaking*, indicadores de alteración hidrológica usados para medir la variación de los caudales en un día, y por último, los efectos de restricciones operacionales, tales como caudal mínimo y rampas máximas, sobre la operación de la central
- **Modelo operacional:** En este capítulo se presenta el modelo implementado, tanto el modelo conceptual como los modelos de optimización desarrollados, los cuales son el de maximización de utilidades de la empresa y el de minimización de rampas absolutas.
- **Resultados caso conceptual:** En este capítulo se presentan los resultados de los modelos de optimización para diferentes escenarios de caudal mínimo, rampa máxima, volumen disponible para turbinar y capacidad de contraembalse. Además, se realiza el análisis del efecto de estas combinaciones sobre los ingresos de la central y sobre los indicadores de alteración hidrológica analizados.
- **Aplicación de modelo a central Pangue:** En este capítulo se presentan los resultados del modelo de minimización de rampas absolutas aplicado a un caso real de sistema eléctrico chileno, la central Pangue. Se analiza el efecto sobre los indicadores de alteración hidrológica ante la incorporación de un contraembalse.
- **Discusiones:** En este capítulo se realiza una discusión de los hallazgos encontrados y además del trabajo futuro.

## 2. Revisión Bibliográfica

Las fluctuaciones de potencia en periodos cortos de tiempo que demanda el sistema eléctrico implica la necesidad de unidades de respuesta rápida en el mismo. En este sentido, las centrales hidroeléctricas tienen la capacidad de responder rápidamente a estos cambios y compensarlos (Carvalho et al., 2011). Lo anterior produce un esquema operacional de estas centrales altamente fluctuante, también llamado *hydropeaking*.

Por otro lado, las centrales hidroeléctricas de embalse permiten la regulación de los caudales naturales de un río, provocando cambios importantes en el régimen hidrológico del cauce. En particular, aguas abajo del punto de descarga de los caudales turbinados, existen impactos ambientales potencialmente considerables debido a la fluctuación intradiaria inducida por la operación de una central hidroeléctrica (Hunter, 1992).

Adicionalmente, existe un mayor interés por la instalación de energías renovables, que tiene como consecuencia un rápido incremento de la penetración de las mismas en los sistemas eléctricos del mundo (International Energy Agency, 2014). Dadas las características fluctuantes de algunas de estas fuentes de energía, como por ejemplo las plantas eólicas y fotovoltaicas, existirá una mayor necesidad de compensación de fluctuaciones de potencia eléctrica por parte de unidades de respuesta rápida, en particular de las centrales hidroeléctricas, acrecentando la operación tipo *hydropeaking* en Chile (Haas et al., 2014).

En el presente acápite se presentará una revisión de los temas más relevantes para la comprensión del presente trabajo de título, que incluyen los impactos ambientales producidos por el *hydropeaking*, indicadores de alteración hidrológica, y medidas operacionales de mitigación de impactos ambientales.

Mediante la revisión bibliográfica es posible identificar los impactos ambientales significativos que se producen por las fluctuaciones intradiarias de caudal inducidas por la operación de una central hidroeléctrica de embalse sobre el cauce del río. Estos impactos consideran tanto al medio biótico y al abiótico, y en diversas escalas de tiempo, en particular a escala horaria que es el objeto de estudio en el presente trabajo de titulación.

Además, se identifican los indicadores de alteración hidrológica que permiten tener un índice que caracterice el impacto sobre el régimen del río, en particular se detallan los recomendados para una escala diaria.

Por último, se describe algunas medidas operacionales que permitan disminuir los impactos sobre el régimen del río. En el presente trabajo de título se evaluarán todas las

medidas operacionales descritas: caudal mínimo, rampas de subida y bajada, y regulación mediante la operación de un contraembalse.

Para el presente trabajo, se abordarán las restricciones de caudales mínimos, rampas máximas y la incorporación de un contraembalse. Además del análisis económico se realizará un análisis de los índices de alteración hidrológica, haciendo un análisis más completo al considerar criterios ambientales y económicos. Actualmente el autor del presente trabajo de título no tiene información acerca de un trabajo previo que realice un análisis de los indicadores de alteración hidrológica al incorporar un contraembalse.

## **2.1. Impactos ambientales del *hydropеaking***

Las alteraciones producidas por el funcionamiento de una central hidroeléctrica de embalse, en particular por cambios repentinos en el caudal descargado aguas debajo del embalse, generan impactos tanto a los ecosistemas existentes (Moog, 1993), a la calidad de los suelos (Richter, 1996) y a cambios en la temperatura en el río (García, 2011).

La alteración del régimen hidrológico del río afecta los ecosistemas ribereños del río, en particular a la cantidad de hábitat, su calidad y la disponibilidad de alimento (Valentin et al., 1996; Scruton et al., 2005).

Entre los impactos asociados la fauna acuática, Moog (1993) describió que existen invertebrados que no se encuentran adaptados a altas velocidades asociadas a aumentos repentinos de caudales, lo que produce un arrastre de esto y también de sus huevos y crías. Este mismo fenómeno de arrastre provoca una disminución de los invertebrados bentónicos y peces, dado el arrastre de alimentos.

En cuanto al hábitat de la fauna acuática, los aumentos de caudal provocan cambios en la morfología del río aguas abajo del embalse, acumulación de sedimento y/o erosión del lecho, lo que conlleva un cambio en la composición de los sedimentos. Así también, Moog (1993) describe que una gran cantidad de sedimento en suspensión, debido al arrastre, provoca la muerte de peces dado que se les obstruyen de las agallas o también provoca la movilidad de la fauna ictica.

Por otro lado, Moog (1993) también describe los impactos sobre la fauna acuática por bajas repentinas del caudal en el río. Existe varamiento y muerte de especies por lechos que se secan rápidamente, provocados por la asfixia en los animales al perder su hábitat natural. También existen especies que demandan una alta cantidad de oxígeno disuelto en el río, y que se ven afectadas en el caso de que

el caudal sea muy bajo y/o no exista suficiente vegetación en las riberas del cauce que permitan aireación del agua. Así mismo, pueden existir interferencias en las especies por sus mecanismos de alimentación, que en algunos casos son inducidos por el flujo.

En cuanto al hábitat, las disminuciones repentinas de caudales pueden provocar una severa reducción del espacio donde conviven las especies, lo que provoca una disminución en la población. Además, el depósito de sedimentos provoca cambios en la heterogeneidad de los mismos, lo que afecta de manera directa en la disminución de invertebrados bénticos, huevos de pez y crías.

Finalmente, Moog (1993) describe que las disminuciones de caudales disminuye la disponibilidad de alimento proveniente de los productores primarios por el secamiento de las riberas del río.

Otros autores han señalado que el funcionamiento de una central hidroeléctrica de embalse afecta enormemente a los ecosistemas debido a las fluctuaciones de caudales turbinados (Bruno et al., 2009; Hunter, 1992; Poff y Zimmerman, 2010; Richter et al., 1997; Saltveit et al., 2001 ; Tuhtan et al, 2012). Los impactos ambientales más importantes descritos por estos autores son varamiento de especies acuáticas debido a las fluctuaciones en la altura de escurrimiento del cauce (Petts, 1985), interrupción del ciclo de vida debido al arrastre y a los cambios sedimentológicos y de disponibilidad de alimentos (Scheidegger y Bain, 1995), hilos para las especies nativas (Stanford et al., 1996), importantes cambios en las estructuras de la tela de vegetación y de los alimentos (Wootton et al., 1996), entre otros.

## **2.2. Indicadores de alteración hidrológica**

Para lograr estimar los impactos ambientales generados por las fluctuaciones intradiarias de caudales inducidas por la operación de una central hidroeléctrica de embalse se han propuesto algunos indicadores de alteración hidrológica intradiaria (IHA) (Zimmerman et al., 2010).

El objetivo de estos indicadores es caracterizar y cuantificar el grado de alteración hidrológica intradiaria.

Se considera que entre mayor sea el valor del indicador de alteración hidrológica mayores impactos ambientales son asociados a estas fluctuaciones.

- Porcentaje total de flujo (PTF)

Este indicador fue propuesto por Lundquist and Cayan (2002) y corresponde a la razón entre la máxima diferencia de caudales en 24 horas y la suma de los caudales del día.

$$PTF = \frac{Q_{max} - Q_{min}}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

Donde  $Q_{max}$  es el máximo caudal del día,  $Q_{min}$  es el mínimo caudal del día y  $\sum_{i=1}^n Q_i$  es la descarga total del día.

- Richards- Bakers (R-B Index)

Este indicador fue propuesto por Baker et al. (2004), y representa la razón entre la suma de las variaciones absoluta y la descarga total del día, en un periodo de 24 horas.

$$R - B Index = \frac{\sum_{i=1}^n 0.5 * (|Q_{i+1} - Q_i| + |Q_i - Q_{i-1}|)}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

- Coeficiente de variación (CDV)

Este indicador fue propuesto por McKinney et al. (2001) y corresponde a la desviación estándar de los caudales en 24 horas normalizada por el promedio de los mismos.

### 2.3. Restricciones operacionales para mitigación del *hydropeaking*

En la literatura existen diversas investigaciones relacionadas al efecto de implementar restricciones operacionales a una central hidroeléctrica de embalse con el objeto de mitigar los efectos ambientales de las fluctuaciones de caudales. Harpman (1999) desarrolla un modelo económico de maximización de utilidades basado en los precios del mercado de la energía, y analiza los efectos económicos de restricciones de caudales mínimos y rampas máximas para la presa del cañón de Glen en Colorado, Estados Unidos. En este estudio se observa que estas restricciones producen una importante disminución de las utilidades de la generadora, además se constata que la serie de caudales presenta una forma más deseable al disminuir las variaciones y el rango de operación de la central.

Niu and Insley (2010) también realizan un análisis económico de los efectos de la restricción de rampas máximas mediante un modelo de programación no lineal, donde se pudo observar que las ganancias se veían disminuidas entre un 2% hasta un 8%. Este mismo orden de magnitud en la disminución de ganancias se encuentra en el estudio de Perez-Diaz & Wilhemi (2010). Además se pudo observar que esta restricción provoca un aumento de la generación de la central, y por ende una disminución de las emisiones de gases invernadero por parte de central termoeléctrica, dado que la mayor generación hidroeléctrica desplaza generación térmica. En este sentido se observa que al imponer rampas más restrictivas la disminución de ganancias inducida presenta una pendiente menor a la pendiente de los beneficios por reducir las emisiones atmosféricas. Esto es un indicio de que la restricción de rampas máxima no solo tiene un efecto positivo sobre el cauce sino que también produce un beneficio mayor que la pérdida de ganancias sobre la generadora (Perez-Diaz & Wilhemi, 2010).

Kotchen (2006) implementa un modelo económico considerando tres tipos de costos y beneficios: costos en producción eléctrica, beneficios de la calidad del aire y beneficios de la pesca recreacional. El autor estima que los beneficios en calidad del aire y pesca recreacional son mayores a los costos en producción eléctrica al imponer restricciones de operación a la central.

Richter and Thomas (2007) plantea como una solución para mitigar el impacto económico de las restricciones la construcción de un contraembalse con fines de mitigación de impactos ambientales para re-regulación de los caudales turbinados por la central. En este sentido, Olivares (2008) realiza un análisis económico de tres posibles medidas de mitigación de los impactos producidos por el *hydropeaking*.

Como primera restricción Olivares (2008) analiza el impacto de restricciones para el caso sin contra embalse, como resultado se observa una disminución de las ganancias de la central hidroeléctrica en comparación a una operación sin ninguna restricción operacional, ya que la central se ve obligada a turbinar en horarios donde el precio de la energía es muy bajo, habiendo menos disponibilidad para horarios en donde el precio es mayor.

Asimismo, Olivares (2008) restringe la operación de la central mediante rampas máximas de bajada y de subida. Se obtuvieron resultados similares al de imponer caudales mínimos, disminuyendo las ganancias de la central en comparación con una situación donde no existe ninguna restricción operacional.

Luego, se modeló el caso en que los caudales turbinados se regularan nuevamente, mediante un contraembalse. Se pudo observar que ante las mismas restricciones operacionales anteriormente descritas se obtenían menores pérdidas con la introducción de un contraembalse. Esto se debe a que la central tiene una mayor flexibilidad para responder al precio del sistema, ya que puede turbinar caudales sin respetar directamente las restricciones porque estos serán posteriormente regulados por el contraembalse y luego descargados al cauce.

Más recientemente, Pérez-Díaz et al. (2012) desarrollan un modelo de optimización de maximización de ganancias al vender la energía en el mercado *spot* de la energía en España. Consideran una central hidroeléctrica de embalse, un contraembalse y un sistema de bombeo que permite recircular el agua desde el contraembalse hacia el embalse principal. Como principales resultados se observa una notable contribución del contraembalse para reducir las pérdidas inducidas por las restricciones de operación con objetivos ambientales impuestas, además al agregar la capacidad de bombeo al contraembalse se obtiene que es capaz de eliminar cualquier reducción en las ganancias inducida por la restricciones, e inclusive aumentarlas al aprovechar las variaciones del precio de la energía en el mercado *spot*.

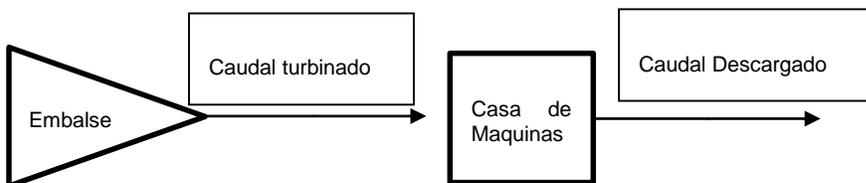
### 3. Modelo operacional del sistema embalse-contraembalse

En el presente acápite se presentará el modelo conceptual para el caso base, que es una situación sin contraembalse, y para el caso con contraembalse. Luego, se presenta el modelo de optimización para los mismos casos. Este modelo de optimización se resolvió mediante el uso del *software General Algebraic Modeling System (GAMS)*. El modelo considera etapas horarias en un horizonte diario.

El esquema conceptual sin contraembalse (Figura 1) considera una central hidroeléctrica de embalse donde el precio de la energía viene dado desde un tomador de decisión superior, por ejemplo en el caso de Chile el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), y la generación hidroeléctrica está limitada por la capacidad de caudal turbinable y las restricciones de caudales mínimos y rampas máxima de caudal descargado al río.

Además, se considera que la central tiene un volumen total diario de generación asignado, esto es equivalente a suponer que el tomador de decisión superior le asigna una cuota de generación en base a un volumen total diario. En este caso, los caudales turbinados son iguales a los caudales descargados al cauce.

**Figura 1: Esquema conceptual sin contraembalse**

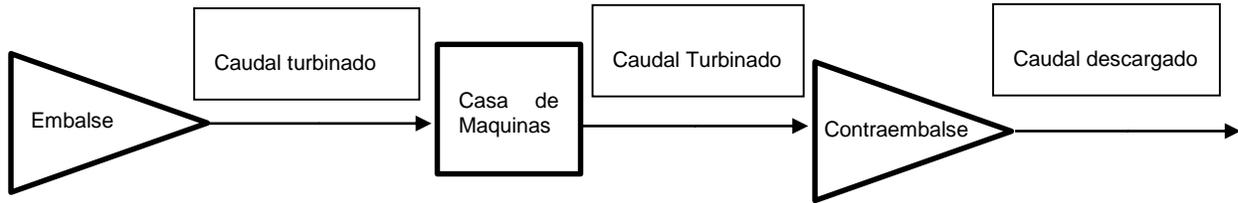


El modelo conceptual con contraembalse (Figura 2) considera una central hidroeléctrica de embalse donde el precio de la energía viene dado desde un tomador de decisión superior, por ejemplo en el caso de Chile el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), y la generación hidroeléctrica está limitada por la capacidad de caudal turbinable y las restricciones de caudales mínimos y rampas máxima del caudal descargado al río.

Además, se considera que la central tiene un volumen total diario de generación asignado, esto es equivalente a suponer que el tomador de decisión superior le asigna una cuota de generación en base a un volumen total diario.

No obstante, a diferencia del caso anterior, los caudales turbinados no son iguales a los caudales descargados al cauce, y por lo tanto permite que la central opere de forma diferente.

**Figura 2: Esquema conceptual con contraembalse**



Luego de la formulación de los modelos conceptuales se implementa un modelo de optimización, el cual considera una maximización de utilidades de la central hidroeléctrica y considera la interacción que existe entre el sistema embalse-contraembalse. A continuación se describe en detalle el modelo de optimización sin contraembalse y con contraembalse

Para la formulación de optimización sin contraembalse se utiliza lo propuesto por Olivares (2008):

- Función objetivo: Como función objetivo se define la utilidad de la central generadora durante veinticuatro horas:

$$z = \sum_{t=1}^{24} p_t \cdot E_t \quad (1)$$

Donde  $p_t$  es el precio de la energía en el tiempo  $t$  y  $E_t$  es la energía generada en el periodo  $t$  que depende de los caudales turbinados y parámetros propios de la central hidroeléctrica:

$$E_t = \eta \cdot \gamma \cdot h \cdot R_t \quad t = 1,2,3 \dots 24 \quad (2)$$

Donde  $\eta$  es la eficiencia de generación,  $\gamma$  es el peso específico del agua,  $h$  es la altura de carga de la turbina y  $R_t$  es el caudal turbinado y descargado por la turbina en el periodo de tiempo  $t$ .

- Restricciones: A continuación se describen las restricciones del problema de optimización.

$$0 \leq R_t \leq R_{max} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \quad (3)$$

Donde  $R_{max}$  es el máximo caudal turbinable, que es equivalente a la capacidad de la turbina.

$$\sum_{t=1}^{24} R_t \leq R_{TOT} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \quad (4)$$

Donde  $R_{TOT}$  esta dado por el volumen diario turbinable disponible, que es definido exogenamente.

$$R_t \geq Q_{MIN} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \quad (6)$$

Donde  $Q_{min}$  es el caudal mínimo de descarga hacia el cauce.

$$\begin{aligned} R_{t+1} - R_t &\leq \Delta Q^{UP} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \\ R_t - R_{t+1} &\leq \Delta Q^{DOWN} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \end{aligned} \quad (7)$$

Donde  $\Delta Q^{UP}$  y  $\Delta Q^{DOWN}$  son las rampas máximas de subida y bajada, respectivamente.

De esta forma el problema de optimización es:

$$\begin{aligned} \max z &= \sum_{t=1}^{24} p_t \cdot \eta \cdot \gamma \cdot h \cdot R_t \\ \text{s. a.} \quad 0 &\leq R_t \leq R_{max} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \\ \sum_{t=1}^{24} R_t &\leq R_{TOT} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \\ R_t &\geq Q_{MIN} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \\ R_{t+1} - R_t &\leq \Delta Q^{UP} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \\ R_t - R_{t+1} &\leq \Delta Q^{DOWN} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \end{aligned}$$

Además, la formulación de optimización con contraembalse se basa en el modelo propuesto por Olivares (2008), con algunas modificaciones. A continuación, se describe el modelo modificado.

- Función objetivo: Como función objetivo se define el ingreso de la central generadora durante veinticuatro horas:

$$z = \sum_{t=1}^{24} p_t \cdot E_t \quad (8)$$

Donde  $p_t$  es el precio de la energía en el tiempo  $t$  y  $E_t$  es la energía generada en el periodo  $t$  que depende de los caudales turbinados y parámetros propios de la central hidroeléctrica:

$$E_t = \eta \cdot \gamma \cdot h \cdot R_t \quad t = 1,2,3 \dots 24 \quad (9)$$

Donde  $\eta$  es la eficiencia de generación,  $\gamma$  es el peso específico del agua,  $h$  es la altura de carga de la turbina y  $R_t$  es el caudal turbinado en el periodo de tiempo  $t$ .

- Restricciones: A continuación se describen las restricciones del problema de optimización.

$$0 \leq R_t \leq R_{max} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \quad (10)$$

Donde  $R_{max}$  es el máximo caudal turbinable, que es equivalente a la capacidad de la turbina.

$$\sum_{t=1}^{24} R_t \leq R_{TOT} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \quad (11)$$

Donde  $R_{TOT}$  esta dado por el volumen diario turbinable disponible, que es dado por un tomador de decisión externo.

$$Q_t \geq Q_{MIN} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \quad (12)$$

Donde  $Q_t$  es el caudal descargado por el contraembalse al río y  $Q_{min}$  es el caudal mínimo de descarga hacia el cauce.

$$\begin{aligned} Q_{t+1} - Q_t &\leq \Delta Q^{UP} & t = 1,2,3 \dots 24 \\ Q_t - Q_{t+1} &\leq \Delta Q^{DOWN} & t = 1,2,3 \dots 24 \end{aligned} \quad (13)$$

Donde  $\Delta Q^{UP}$  y  $\Delta Q^{DOWN}$  son las rampas máximas de subida y bajada, respectivamente.

Además, se agrega una restricción que es el balance hídrico en el contraembalse:

$$S_{t+1} = S_t + (R_t - Q_t) \cdot \Delta t \quad \Delta t = 3600 \text{ s} \quad t = 1,2,3 \dots 24 \quad (14)$$

Donde  $S_t$  es el volumen del contraembalse al inicio del tiempo  $t$ . Este volumen estará limitado por la capacidad física del contraembalse:

$$0 \leq S_t \leq S_{CAP} \quad (15)$$

Donde  $S_{CAP}$  es la capacidad del contraembalse.

Por último, para asegurar continuidad temporal del problema se impone que el almacenamiento inicial sea igual al final, en un periodo de un día.

$$S_{24} + (R_{24} - Q_{24}) \cdot \Delta t = S_1 \quad \Delta t = 3600 \text{ s} \quad (16)$$

De esta forma el problema de optimización es:

$$\begin{aligned} \max z &= \sum_{t=1}^{24} p_t \cdot \eta \cdot \gamma \cdot h \cdot R_t \\ 0 \leq R_t &\leq R_{max} & t = 1,2,3 \dots 24 \\ \sum_{t=1}^{24} R_t &\leq R_{TOT} & t = 1,2,3 \dots 24 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Q_t &\geq Q_{MIN} & t = 1,2,3 \dots 24 \\
Q_{t+1} - Q_t &\leq \Delta Q^{UP} & t = 1,2,3 \dots 24 \\
Q_t - Q_{t+1} &\leq \Delta Q^{DOWN} & t = 1,2,3 \dots 24 \\
S_{t+1} &= S_t + (R_t - S_t) \cdot \Delta t & \Delta t = 3600 \text{ s} & t = 1,2,3 \dots 24 \\
0 &\leq S_t \leq S_{CAP} \\
S_{24} + (R_{24} - Q_{24}) \cdot \Delta t &= S_1 & \Delta t = 3600 \text{ s}
\end{aligned}$$

### 3.2.1. Modelo de optimización para minimizar rampas absolutas

El problema descrito en el acápite anterior tiene como complejidad la existencia de óptimos alternos, esto significa que existe más de una serie de caudales entregados al cauce que cumple con las restricciones impuestas. Esto no ocurre con los caudales turbinados, ya que esta serie está forzada directamente por el precio de la energía.

Para encontrar la serie de caudales entregados que minimice los índices de alteración hidrológica se decide plantear un segundo modelo optimización que utiliza la serie de caudales obtenidas del modelo de optimización con contraembalse. Dado que los indicadores tienen una fuerte relación con las rampas absolutas se decide plantear como función objetivo la minimización de la suma de las rampas absolutas. De esta forma el problema de optimización planteado es:

$$\begin{aligned}
\min z &= \sum_{t=1}^{23} |Q_{t+1} - Q_t| \\
0 &\leq R_t \leq R_{max} & t = 1,2,3 \dots 24 \\
\sum_{t=1}^{24} R_t &\leq R_{TOT} & t = 1,2,3 \dots 24 \\
Q_t &\geq Q_{MIN} & t = 1,2,3 \dots 24 \\
Q_{t+1} - Q_t &\leq \Delta Q^{UP} & t = 1,2,3 \dots 24 \\
Q_t - Q_{t+1} &\leq \Delta Q^{DOWN} & t = 1,2,3 \dots 24 \\
S_{t+1} &= S_t + (R_t - S_t) \cdot \Delta t & \Delta t = 3600 \text{ s} & t = 1,2,3 \dots 24 \\
0 &\leq S_t \leq S_{CAP} \\
S_{24} + (R_{24} - Q_{24}) \cdot \Delta t &= S_1 & \Delta t = 3600 \text{ s}
\end{aligned}$$

En este modelo los caudales turbinados ya no son variables de decisión, sino que datos de entrada provenientes del primer modelo de optimización. Esto permite desacoplar la operación de la central de la operación del contraembalse, ya que con el modelo de optimización de utilidades se encuentra la serie óptima de caudales turbinados que permite que el modelo de minimización de rampas absolutas sea factible, y así encontrar la operación del contraembalse, esto es la serie de caudales entregados y el volumen del contraembalse hora a hora.

## 4. Resultados modelación

### 4.1. Parámetros del modelo

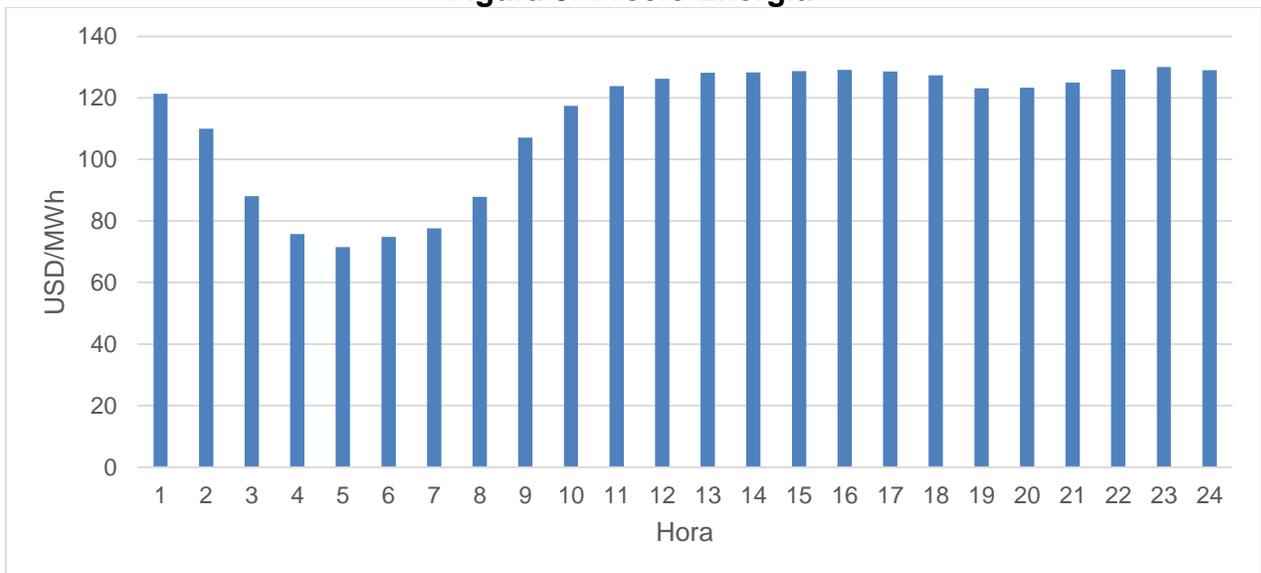
Para los parámetros de la central hidroeléctrica se escogen las principales características de la central Ralco, ubicada en Alto Biobío, Región del Biobío, Chile. Así, los parámetros utilizados son:

$$\begin{aligned}\gamma &= 9800 \frac{N}{m^3} \\ h &= 200 \text{ m.} \\ R_{max} &= 450 \frac{m^3}{s}\end{aligned}$$

Además, se toma una eficiencia conjunta de  $\eta = 0.8$ .

Por otro lado, el precio de la energía se considera como el costo marginal promedio horario del mes de enero 2015, en la barra Charrúa 220kv del Sistema Interconectado Central de Chile. Estos costos marginales son iguales a los precios de la energía en el mercado *spot* de la electricidad. Estos precios se presentan en la Figura 3: Precio Energía.

**Figura 3: Precio Energía**

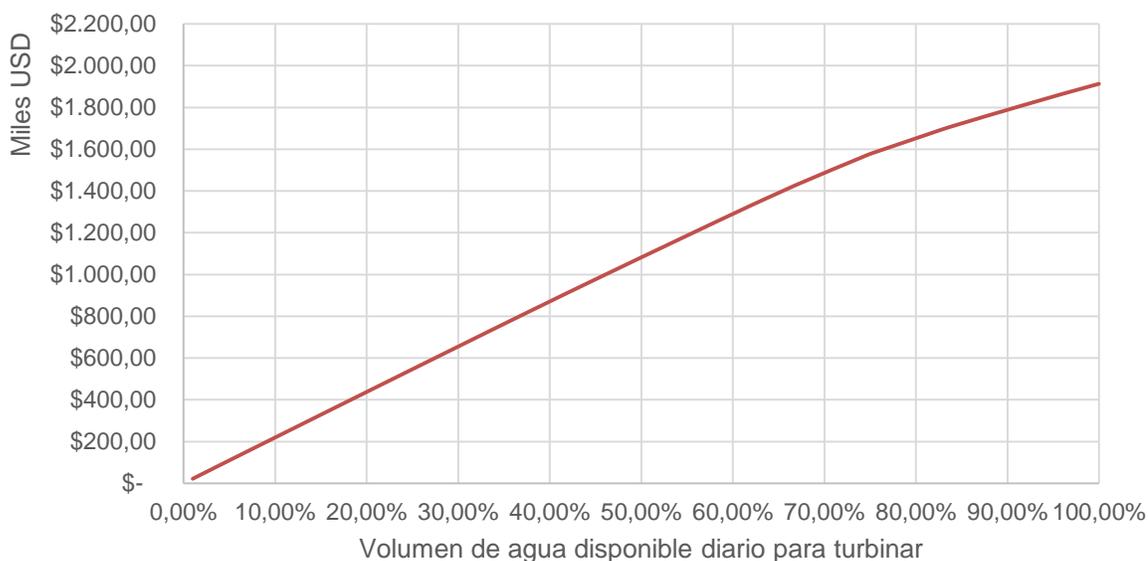


Para resolver los problemas de optimización, se utiliza el software GAMS, y se definen distintos escenarios con diferentes restricciones, capacidad del contraembalse Y volúmenes disponibles para turbinar.

#### 4.2. Caso sin contraembalse ni restricciones de operación

En primer lugar se analiza el caso sin contraembalse y sin restricciones de operación. Esto representa el mejor escenario desde el punto de vista de la generadora, puesto que sus ingresos por venta de la generación sólo dependerán del agua disponible para turbinar. El gráfico de los ingresos en función del volumen de agua disponible diario para turbinar se presentan en la Figura 4.

**Figura 4: Ingresos sin contraembalse ni restricciones de operación**



El volumen de agua disponible diario para turbinar se expresa en porcentaje. Esto significa que para un nivel de 100%, la central tiene disponible el volumen suficiente para operar las 24 horas con el máximo caudal turbinable, y para un nivel de 0% no tiene agua disponible para generación.

La curva comienza en 0 USD de ingresos, que es el caso cuando no existe generación por falta del recurso hídrico, y llega hasta un ingreso aproximado de 1.9 millones de USD cuando turbinar a máxima capacidad todas las horas del día.

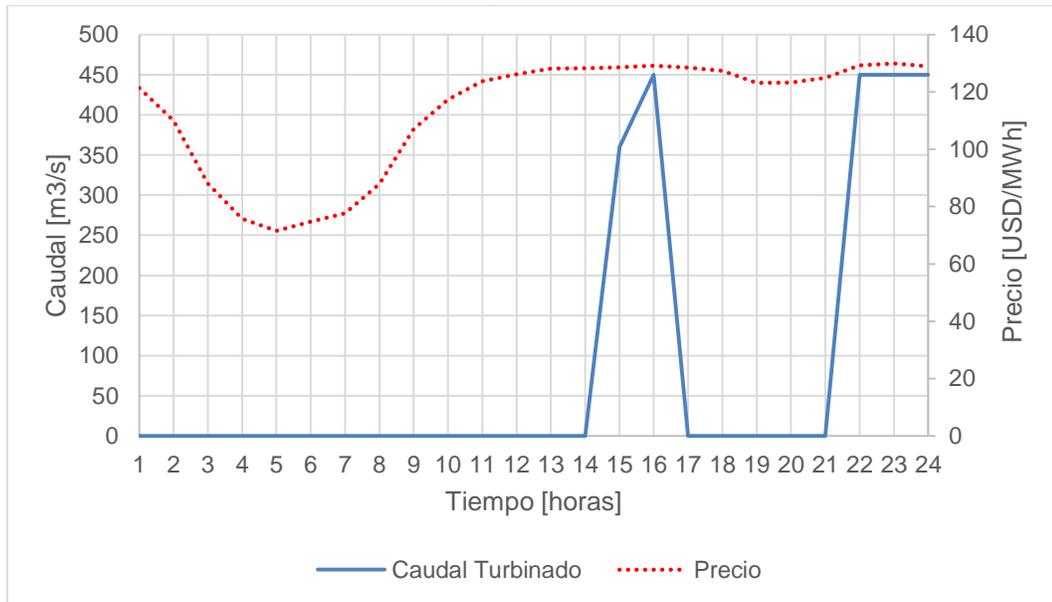
Se observa una mayor pendiente cuando hay poca agua disponible para turbinar, es decir existe escasez del recurso hídrico, esto significa que cada unidad de agua se considera

más valiosa cuando hay escasez, y va perdiendo valor a medida que es más abundante, esto explica la disminución de la pendiente de la curva al aumentar la disponibilidad hídrica. Este resultado es coincidente con lo expuesto por Olivares (2008).

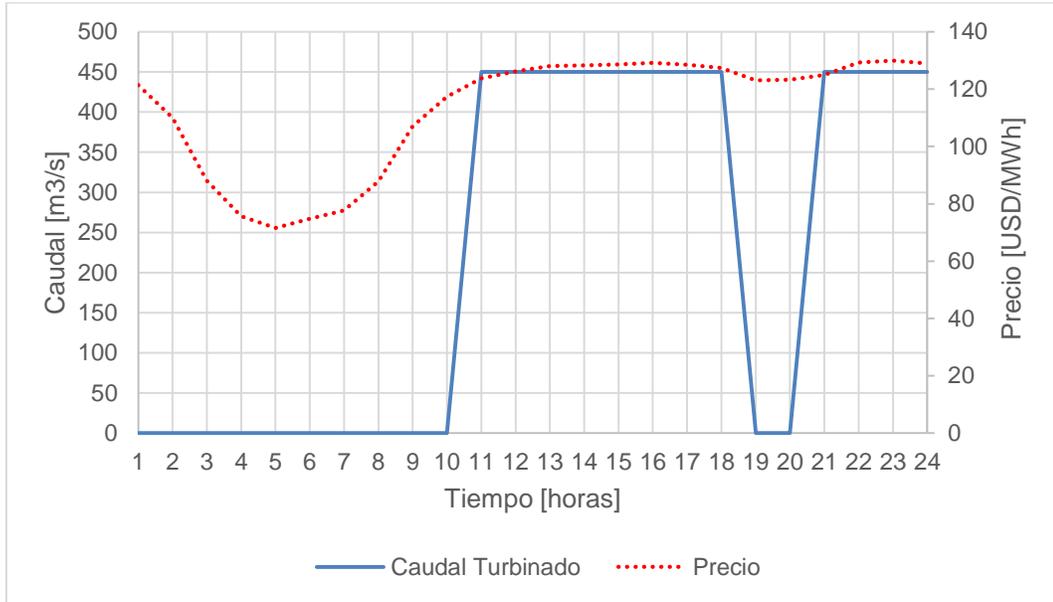
En relación a las descargas de caudal al cauce, estas serán iguales a los caudales turbinados dado que no existen restricciones ni un contraembalse.

En cuanto a la serie de caudales turbinados, se aprecia que responden directamente al precio del mercado, ya que se turbinan lo máximo posible en la hora del precio más alto, luego turbinan lo máximo posible en la siguiente hora de mayor precio, y así sucesivamente. Este fenómeno se presenta en la Figura 5, Figura 6, Figura 7 y Figura 8, donde se muestran los caudales turbinados para 4 volúmenes diarios disponibles para turbinar.

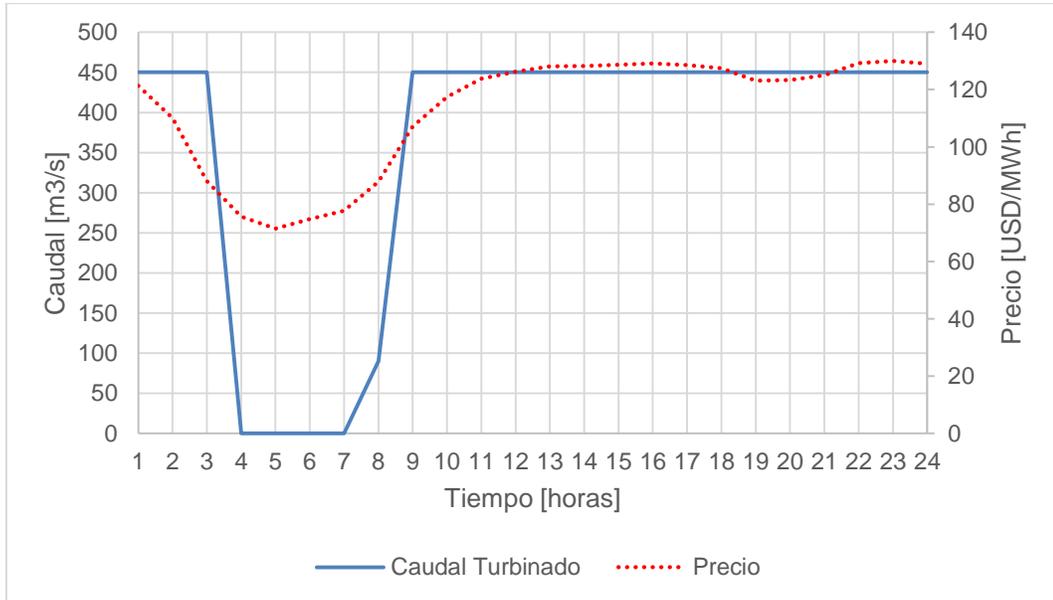
**Figura 5: Caudal turbinado – Volumen 20% - Caso sin restricciones ni contraembalse**



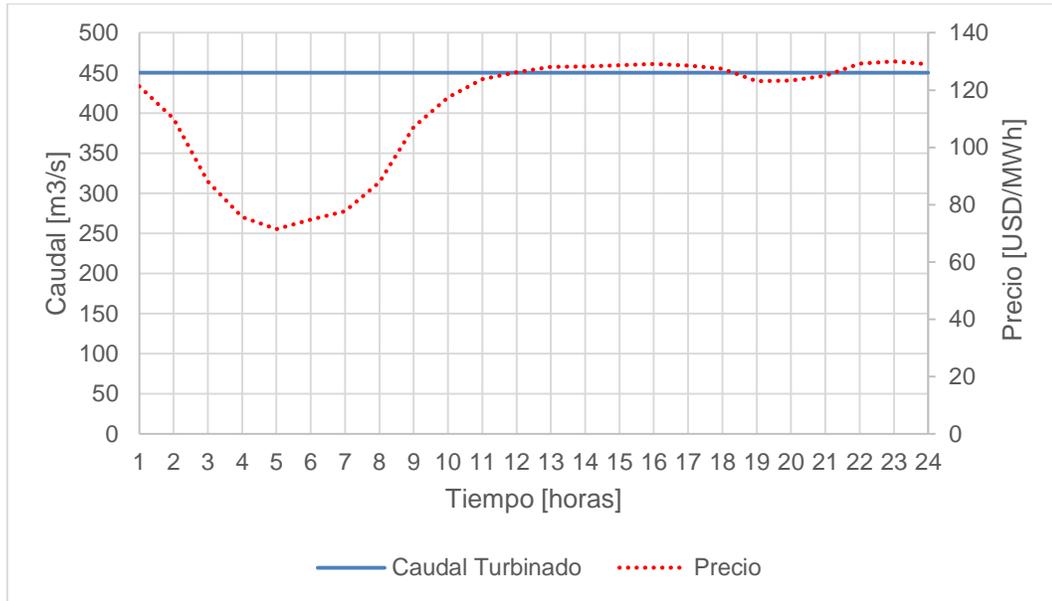
**Figura 6: Caudal turbinado – Volumen 50% - Caso sin restricciones ni contraembalse**



**Figura 7: Caudal turbinado – Volumen 80% - Caso sin restricciones ni contraembalse**



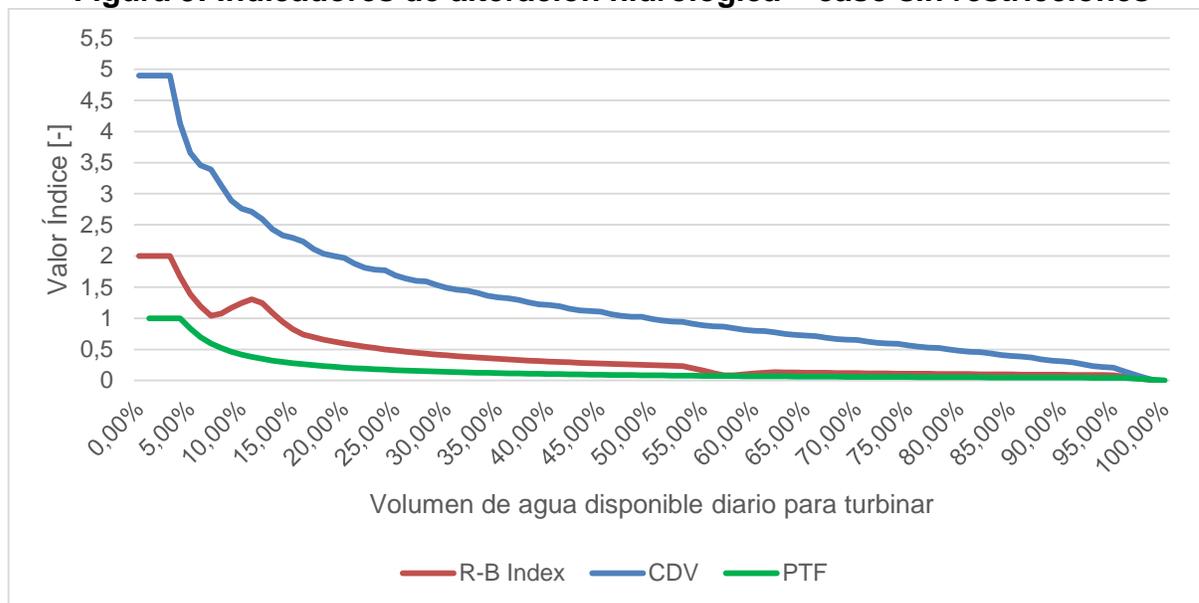
**Figura 8: Caudal turbinado – Volumen 100% - Caso sin restricciones ni contraembalse**



La central opera a capacidad en las horas de mayor precio de la energía, y evita generar en las horas de los menores precios.

Además, se puede ver que a medida que el recurso hídrico es más abundante, la serie de caudales turbinado se vuelve menos variable, hasta llegar a una variabilidad nula cuando existe un volumen de 100%. Este fenómeno también se aprecia al estimar los índices de alteración hidrológica (Figura 9), donde éstos decrecen hasta llegar a cero a medida que aumenta el volumen disponible para turbinar. Esto ocurre porque al aumentar la disponibilidad del recurso hídrico la central turbinar de manera más uniforme, disminuyendo la variabilidad de los caudales turbinados.

**Figura 9: Indicadores de alteración hidrológica – caso sin restricciones**



Se aprecia un descenso rápido en todos los indicadores de alteración hidrológicos, por ejemplo en el caso de R-B Index y PTF para un volumen sobre 60% se tienen un valor muy cercano a cero. El caso del indicador CDV es similar, aunque valores mayores a los anteriores índices y un comportamiento monotamente decreciente.

Para el caso del R-B Index se aprecian algunos cambios abruptos en la curva, esto indica una alta sensibilidad de éste indicador ante cambios en las series de caudales.

### **4.3. Caso con contraembalse**

En el presente acápite se presentan los resultados obtenidos del modelo de optimización con contraembalse. Se investigan diferentes configuraciones de restricciones de operación y capacidad del contraembalse, con el fin de analizar la respuesta del sistema ante estas forzantes.

La restricción de caudal mínimo se representa en términos de porcentaje, esto significa que un 0% implica que no hay restricción de caudal mínimo, y un 100% implica que el caudal mínimo debe ser igual al 100% del caudal máximo turbinable.

Las capacidades del contraembalse se presentan en términos de tiempo de retención hidráulico (horas) esto es el tiempo que se tarda en llenar la capacidad del contraembalse con el caudal máximo turbinable.

Por último, las rampas se representan en porcentaje, donde 0% significa que no se permite ninguna subida ni bajada de caudales, y un 100% representa una variación de los caudales de una hora a otra igual al máximo caudal turbinable de la central, es decir valores altos de este porcentaje implica una situación menos restrictiva.

#### **4.3.1. Restricción de caudal mínimo**

##### **4.3.1.1. *Análisis de ingresos por venta***

En el presente acápite se estudia el efecto de la restricción de caudal mínimo de entrega al cauce con la incorporación de un contraembalse sobre los ingresos percibidos por la central generadora. Para esto se analizan diferentes configuraciones entre la restricción de caudal mínimo, volumen diario disponible para turbinar y capacidad del contraembalse. En este caso no se considera restricción de rampas máximas de subida ni de bajada. Se considera como situación base el caso sin contraembalse.

Se presentan los escenarios con volúmenes diarios disponibles para turbinar de 20%, 50% y 80% (Figura 10, Figura 11 y Figura 12, respectivamente), con el fin de considerar diferentes niveles de disponibilidad hídrica.

En primer lugar, se analiza el efecto de la restricción de caudal mínimo sobre los ingresos de la central hidroeléctrica para diferentes niveles de capacidad del contraembalse.

En la Figura 10 se detalla el comportamiento de los ingresos ante diferentes restricciones de caudales mínimos y capacidades de contraembalse para un volumen disponible de un 20%, es decir una situación de escasez hídrica.

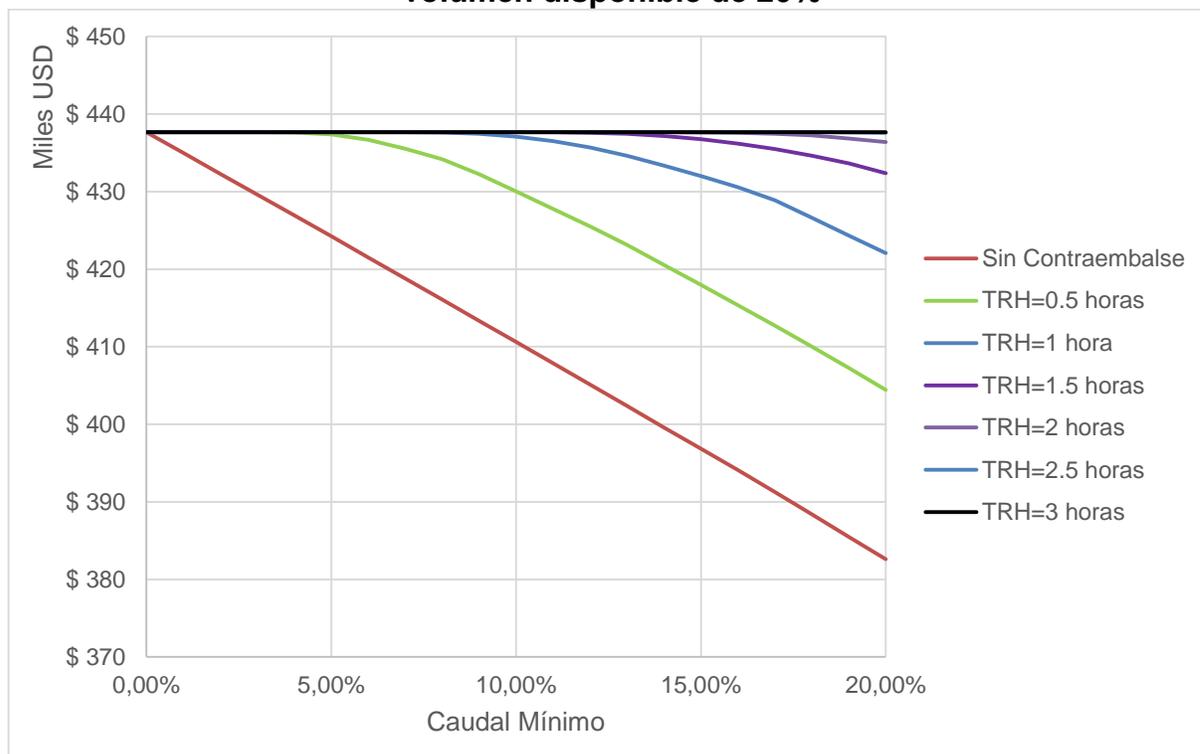
Se aprecia que para el caso en que no existe contraembalse existe una fuerte pendiente que disminuyen los ingresos desde 437,654 USD hasta 382,620 USD, que es cuando se tiene la máxima restricción de caudal mínimo física posible. Esto significa una reducción de un 13% de los ingresos. El efecto del contraembalse es notorio, ya que disminuye las perdidas considerablemente a medida que su capacidad aumenta, incluso llegando a la situación en que no existen perdidas inducidas por la restricción de caudal mínimo, es decir el contraembalse permite una independencia de los caudales turbinados de la central de la restricción. Esto ocurre aproximadamente con un contraembalse con una retención hidráulica de 3 horas.

Inclusive, un contraembalse pequeño, de 30 minutos de retención hidráulica, es capaz de independizar completamente los caudales turbinados para cumplir la restricción hasta para un caudal mínimo de alrededor de un 5%. Para el caso de 1 hora de retención hidráulica se tiene una independización hasta para una restricción de caudal mínimo de un 10%.

En cuanto al caudal mínimo más restrictivo, un 20%, cuando no existe un contraembalse se tiene una disminución de ingresos de 13%, con la incorporación de un contraembalse con un tiempo de retención hidráulica de 30 minutos disminuye a 8%, con un tiempo de retención hidráulica de 1 hora disminuye a 3,4%, con un tiempo de retención hidráulica de 2 horas disminuye a 0,3%, hasta que finalmente con un tiempo de retención hidráulico de aproximadamente 3 horas no existen pérdidas por las restricciones de caudal mínimo.

En consecuencia, se ve una notoria reducción de las pérdidas de la empresa generadora, inclusive con tiempos de retención hidráulica pequeños.

**Figura 10: Efecto de restricción de caudal mínimo en los ingresos con un volumen disponible de 20%**



Además, es interesante el análisis del comportamiento de las pendientes del gráfico, en el caso sin contraembalse se puede apreciar una fuerte pendiente, lo que se interpreta como una alta sensibilidad ante restricciones de caudales mínimos, a medida que la capacidad del contraembalse aumenta se aprecian pendientes más suaves, lo que representa la capacidad para regular la restricción impuesta. Además, se puede apreciar que para una capacidad de contraembalse específico su pendiente aumenta con la restricción, lo cual significa que para restricciones bajas los ingresos no son afectados tan fuertemente, pero a medida que el contraembalse pierde su capacidad de regulación los ingresos se ven más afectados en cada aumento de la restricción de caudal mínimo.

En la Figura 11 se detalla el comportamiento para un volumen de un 50%. Al igual que en el caso de volumen de un 20% se observa una fuerte pendiente para el caso en que no existe contraembalse, sin embargo menor que para el caso con 20%. Esto indica que la cantidad de agua disponible es por si solo una variable que amortigua los efectos de restricción de caudal mínimo sobre los ingresos de la central.

Los ingresos disminuyen desde 1,081,875 USD hasta 956,550 USD cuando se tiene la máxima restricción física de caudal mínimo posible (50%), esto significa una reducción de un 11.6% de los ingresos. Nuevamente, el contraembalse disminuye las pérdidas considerablemente a medida que su capacidad aumenta, incluso llegando a la situación en que no existen pérdidas por restricciones de caudal mínimo. Es decir, el contraembalse es capaz de regular completamente los caudales turbinados de la central

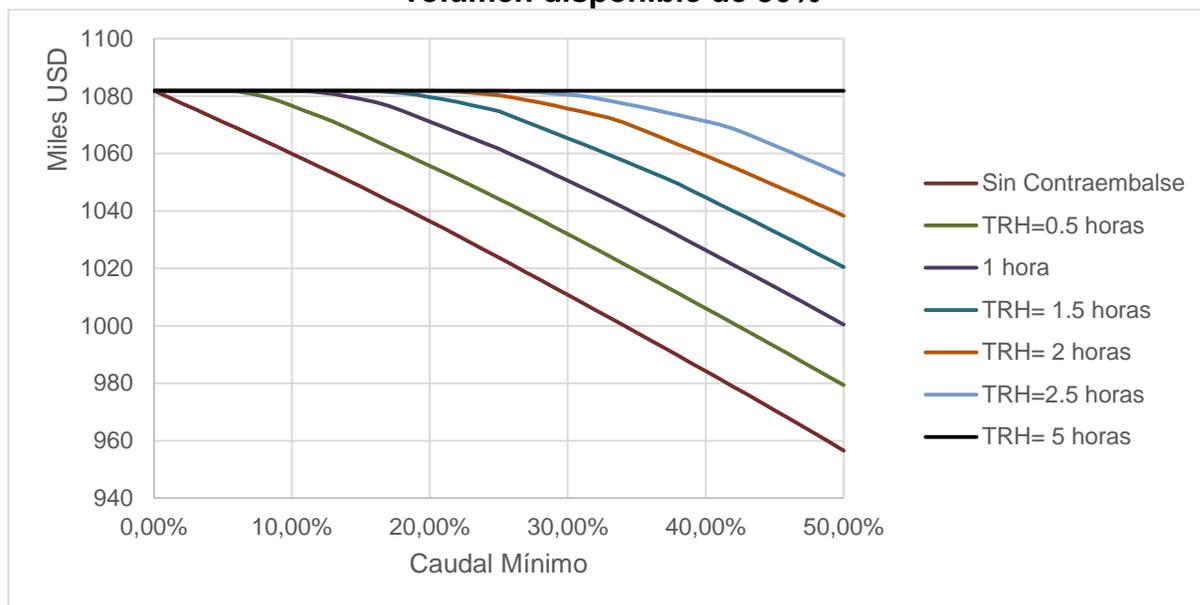
con un contraembalse con una retención hidráulica de 5 horas. Lo anterior significa una independización de la operación de la central de las restricciones impuestas.

Inclusive, un contraembalse pequeño, de 30 minutos de retención hidráulica, se tiene que es capaz de regular completamente los caudales turbinados para cumplir la restricción hasta para un caudal mínimo de alrededor de un 10%. Para el caso de 1 hora de retención hidráulica se tiene una regulación hasta una restricción de caudal mínimo de un 15%.

En cuanto al caudal mínimo más restrictivo, un 50% (Figura 11), como se menciona anteriormente, cuando no existe un contraembalse se tiene una disminución de ingreso de 11.5%, con la incorporación de un contraembalse con un tiempo de retención hidráulica de 30 minutos disminuye a 10%, con un tiempo de retención hidráulica de 1 hora disminuye a 7.5%, con un tiempo de retención hidráulica de 3 horas disminuye a 1,4%, hasta que finalmente con un tiempo de retención hidráulico de aproximadamente 5 horas no existen pérdidas por las restricciones de caudal mínimo.

El tiempo de retención hidráulico necesario para regular completamente los caudales turbinados sin generar reducciones en los ingresos de la empresa para la mayor restricción de caudal mínimo es de 5 horas, esto es casi el doble de la capacidad necesaria para un volumen de un 20%. Esto se explica porque el volumen total turbinado es menor, y por tanto el contraembalse no necesita ser tan grande para regular los caudales turbinados. Además, con un volumen de un 50% se tiene una variación de los caudales mayor, dado que el máxima ingreso se obtiene con la serie de caudales de la Figura 6, lo que obliga al contraembalse a tener una mayor capacidad para realizar una completa regulación.

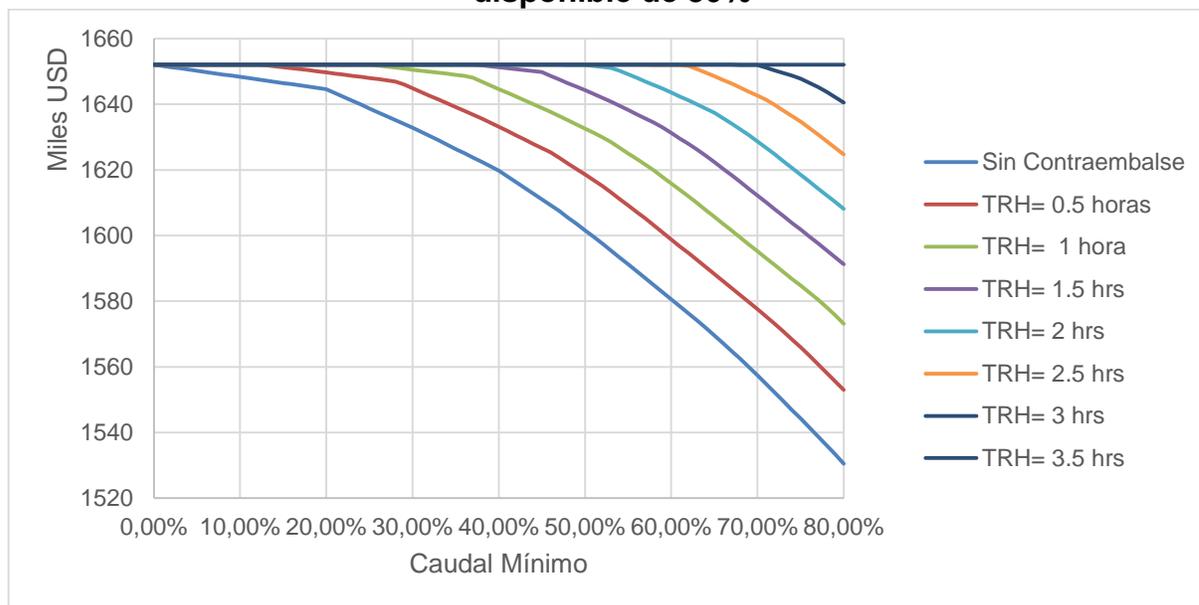
**Figura 11: Efecto de restricción de caudal mínimo en los ingresos con un volumen disponible de 50%**



Finalmente para un volumen disponible de 80% (Figura 12), se observa el mismo comportamiento de los casos anteriores, pero con pendientes menores. La reducción de los ingresos en el caso sin contraembalse y con la máxima restricción posible es de 5,8%, pérdidas que se atenúan con la incorporación de contraembalse. También se ve que inclusive con un contraembalse de 30 minutos de retención hidráulica se amortiguan las pérdidas inducidas por la restricción de caudal mínimo.

Además, para cada capacidad de contraembalse se aprecia que las pendientes tienen un comportamiento más pronunciado respecto a los otros casos. Esto quiere decir que para pequeñas restricciones de caudal mínimo el contraembalse atenúa notoriamente las pérdidas inducidas, sin embargo para grandes imposiciones de caudal mínimo la pendiente aumenta rápidamente y el contraembalse pierde su capacidad de amortiguar los efectos de la restricción sobre los ingresos.

**Figura 12: Efecto de restricción de caudal mínimo en las ingresos con un volumen disponible de 80%**



#### 4.3.1.2. **Análisis de indicadores de alteración hidrológica**

A continuación se analizan los indicadores de alteración hidrológica para diferentes niveles de restricción de caudal mínimo y volúmenes del contraembalse. Se estiman los siguientes índices: coeficiente de variación (CDV), indicador de Richard-Bakers (R-B Index) y porcentaje total de flujo (PTF). Estos índices se calcularán para la serie de caudales turbinados y entregados, los primeros se representarán con líneas segmentadas y los segundos con línea continua.

En la Figura 13 se presentan los índices de alteración hidrológica en función de la magnitud de la restricción para un volumen de agua disponible de un 20%. Se puede apreciar que los indicadores CDV, R-B Index y PTF, en términos generales, tienen un comportamiento monotono.

Como primer análisis se estudia el índice CDV. En cuanto al índice para los caudales turbinados, este aumenta a medida que la capacidad del contraembalse se incrementa y disminuye con restricciones de caudales mínimos mayores, esto sucede porque se le da más flexibilidad a la operación de la central con el aumento de la capacidad del contraembalse, y permite una mayor regulación de los caudales entregados al cauce. Además, el índice se estabiliza para un contraembalse de 3 horas de retención hidráulica, para los caudales turbinados. Esto se explica porque la introducción de un contraembalse cada vez más grande provoca una acentuación en la operación tipo *hydropeaking*, al independizar la decisión de operación de las restricciones. Es por ello que se provoca un aumento del coeficiente para los caudales turbinados a medida que se independiza la operación de las restricciones. El tiempo de retención hidráulico mencionado es

consistente con la capacidad del contraembalse necesaria para mitigar totalmente las pérdidas inducidas por la restricción de caudal mínimo, tal como se muestra en la Figura 10.

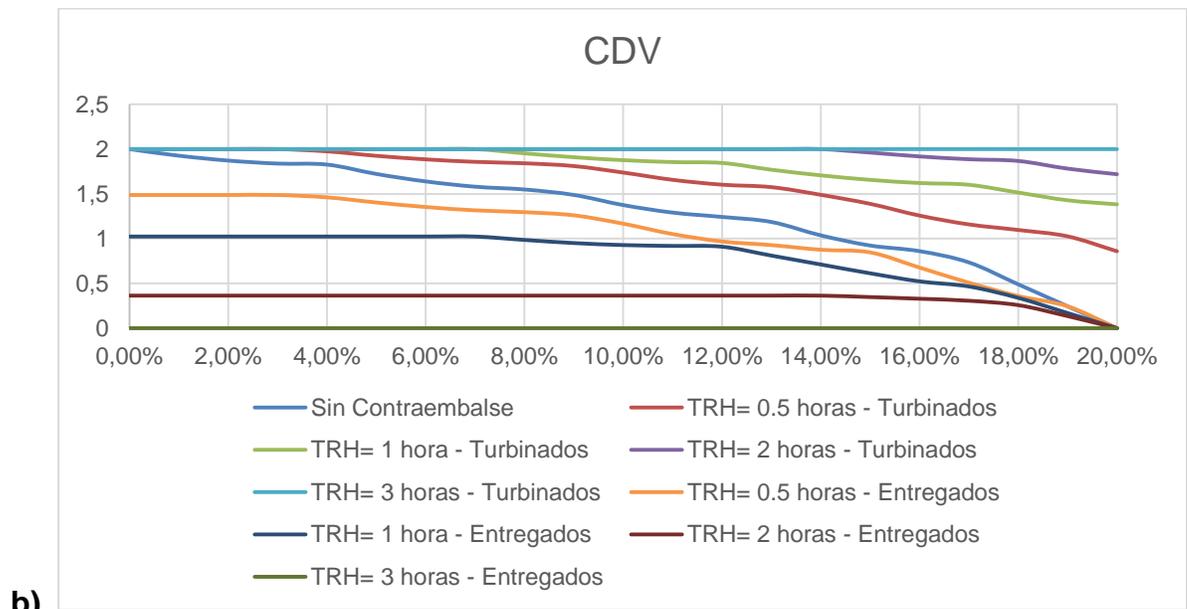
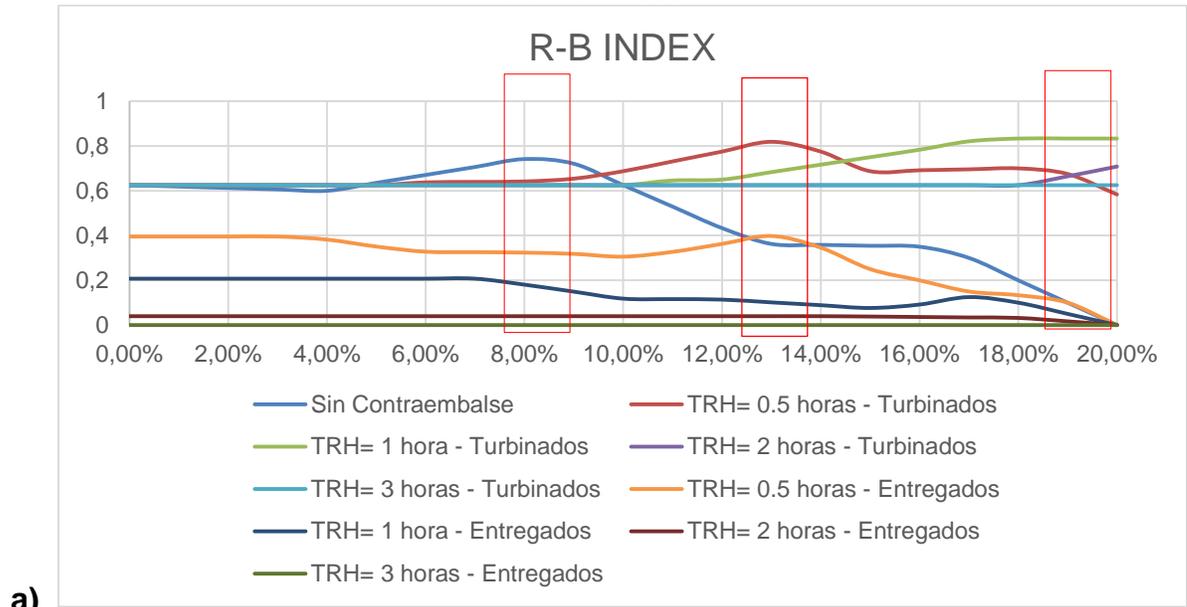
Para el caso de los caudales entregados, se tiene que el índice decrece monótonamente, y siempre menor a los de los caudales turbinados, lo que indica el buen funcionamiento del modelo de optimización de minimización de rampas absolutas. Además, se tiene el mismo tiempo de retención hidráulica para los caudales entregados, 3 horas, esto indica que la capacidad del contraembalse necesaria para entregar un caudal constante es igual a la capacidad necesaria para mitigar todas las pérdidas inducidas por las restricciones de caudal mínimo.

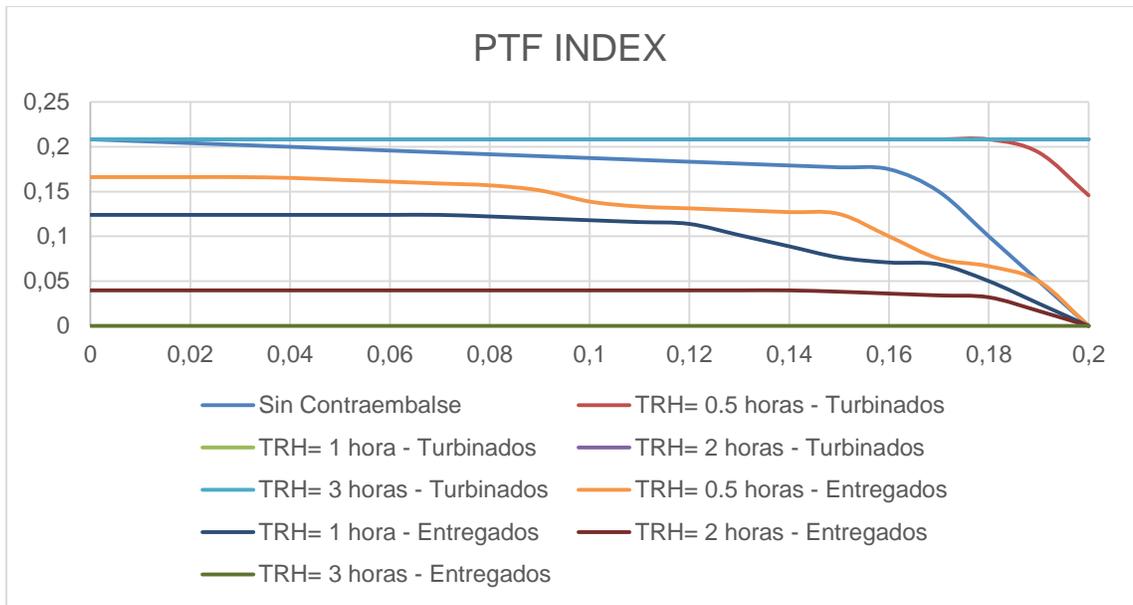
También es interesante analizar que con un contraembalse con una capacidad equivalente a 1 hora de retención hidráulica el índice disminuye alrededor de un 50% para una restricción de caudal mínimo de 0%, y que este índice es equivalente al que se obtiene en la situación sin contraembalse y un caudal mínimo de restricción de un 15%, es decir, la sola incorporación de un contraembalse de 1 hora de retención hidráulica produce el efecto sobre el índice CDV de los caudales entregados equivalente a una situación sin contraembalse y una restricción de caudal mínimo de un 15%. También se observa que la incorporación del contraembalse permite índices del caudal turbinado mayor a la situación sin contraembalse, lo que es concordante con la disminución de las pérdidas que son inducidas por la incorporación de caudales mínimos.

Respecto al índice R-B Index, se nota una tendencia similar en los caudales entregados que el índice CDV, esto es una disminución monótona del indicador. No obstante, en cuanto a los caudales turbinados, se observa el comportamiento contrario, un aumento del índice cuando disminuye la capacidad del contraembalse. Esto implica un aumento de las subidas y bajadas de la serie de caudales, que repercute directamente sobre el índice R-B Index, no así sobre el CDV. Además, se aprecian varios cruces entre las curvas. Para explicar estos comportamientos se eligen 3 casos, que se marcan en el gráfico Figura 13 con un cuadro rojo, el análisis de estos casos se realiza después de la figura mencionada.

El PTF de los caudales turbinados se muestra indiferente ante aumento en la capacidad del contraembalse, esto se debe a que el máximo caudal turbinado será la capacidad máxima de la turbina y el mínimo será cero, que es en la hora de menor precio cuando la central no genera, por lo que existe un punto en el cual no sigue aumentando la diferencia entre el caudal máximo y el mínimo.

**Figura 13: Índices de alteración hidrológica – Restricción de caudal mínimo e Volumen 20%**

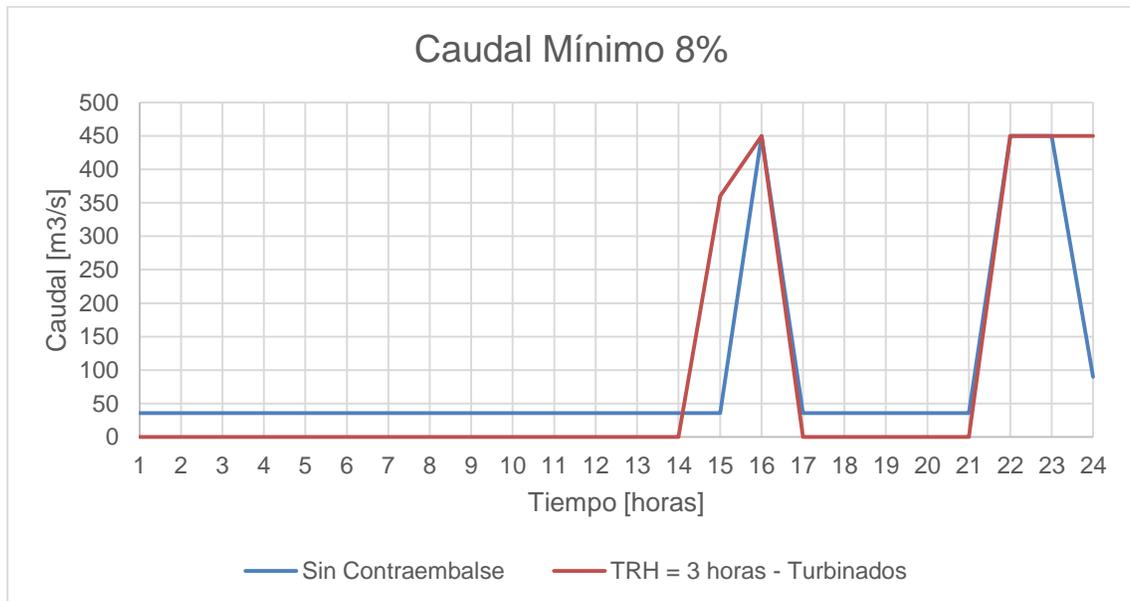




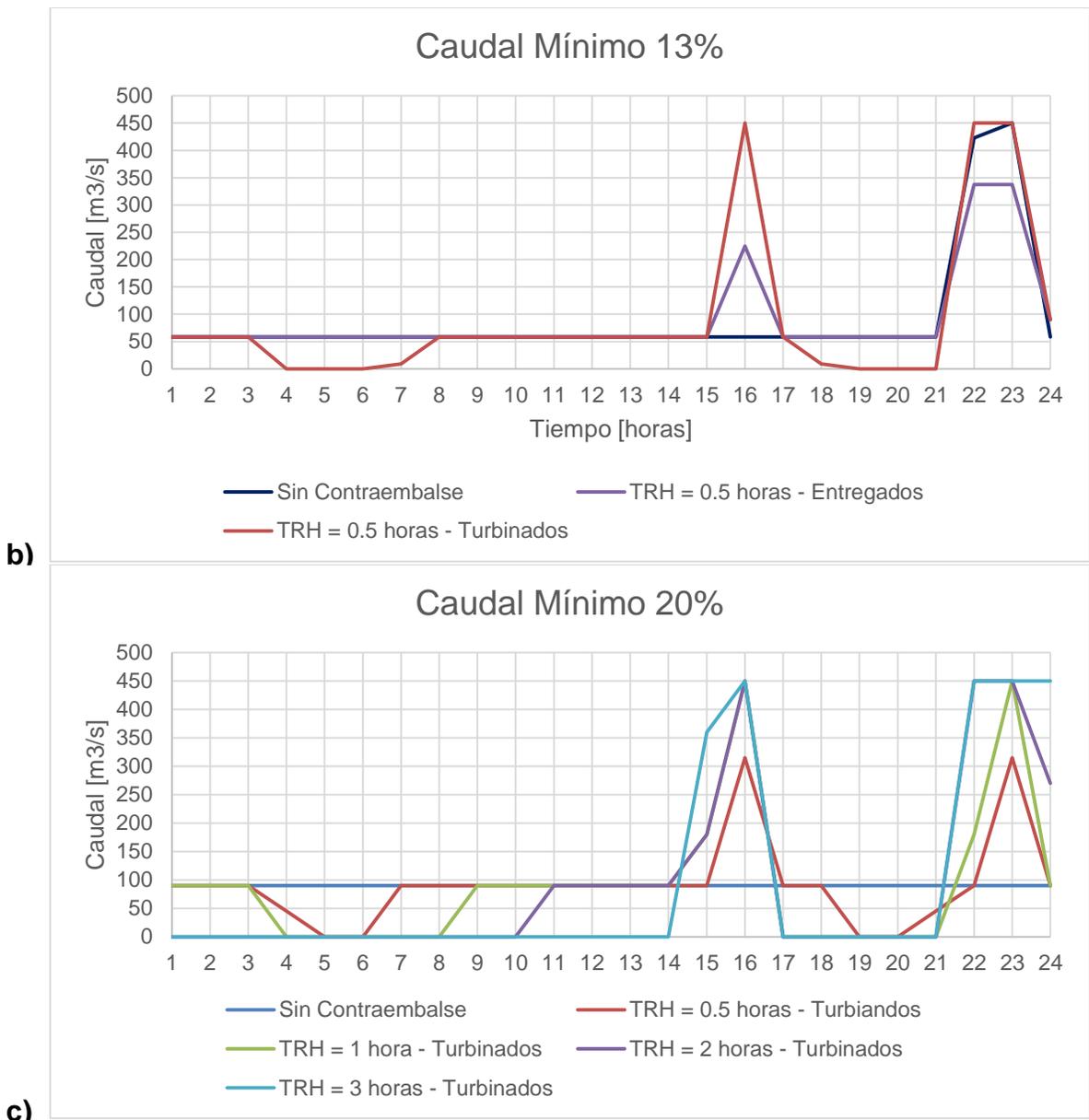
c)

Para comprender el comportamiento del R-B Index en los cuadros rojos mostrados es necesario analizar la serie de caudales turbinados y entregados. En la Figura 14 se muestran los casos tomados. Se aprecia que en algunos casos el índice empeora con la incorporación de un contraembalse, esto ocurre porque el contraembalse permite una operación más fluctuante que el caso sin contraembalse, y es incapaz de hacer una regulación mejor que un caso sin él. No obstante, no hay que olvidar que la reducción de pérdidas es menor con la incorporación del contraembalse. También se aprecia que el R-B Index es altamente sensible, inclusive con series de caudales similares.

**Figura 14: Series de Caudales para Explicar Comportamiento del R-B Index**

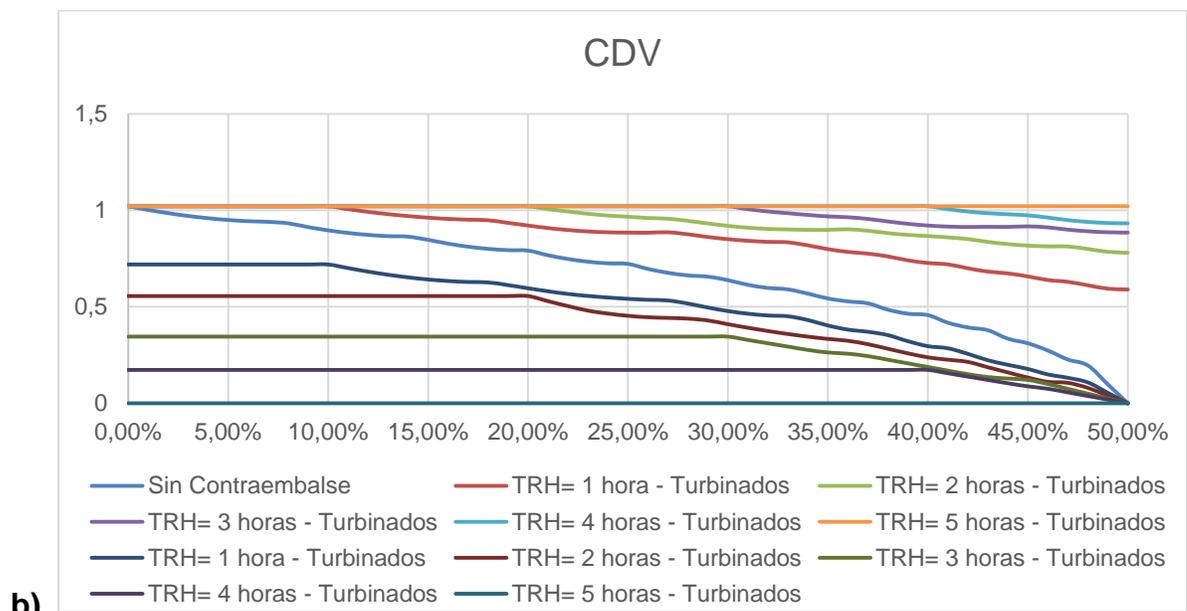
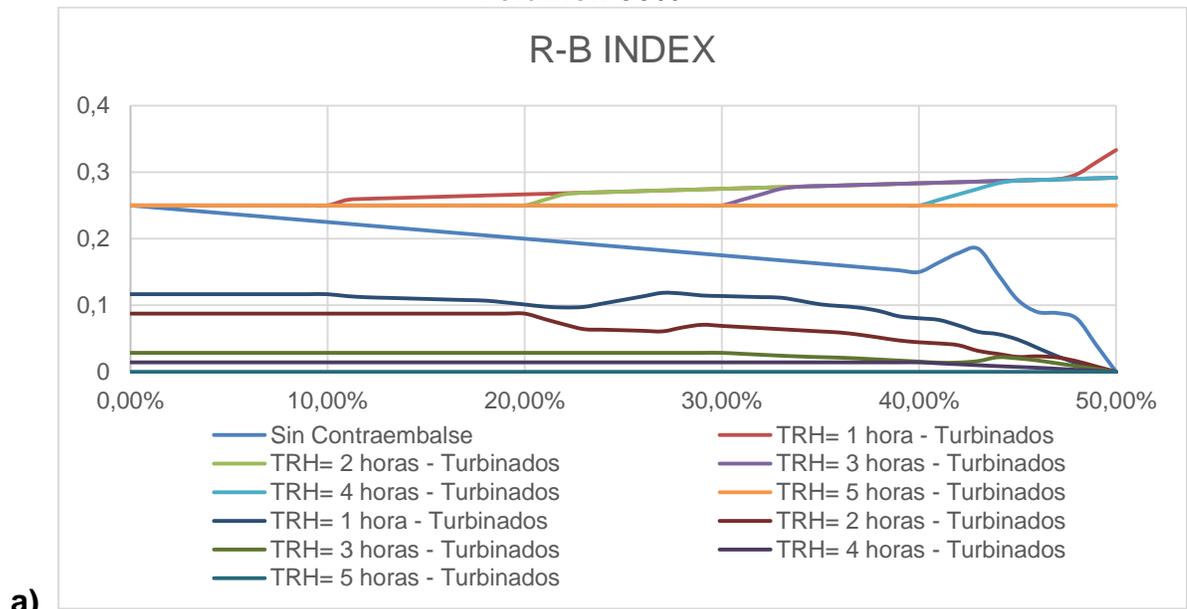


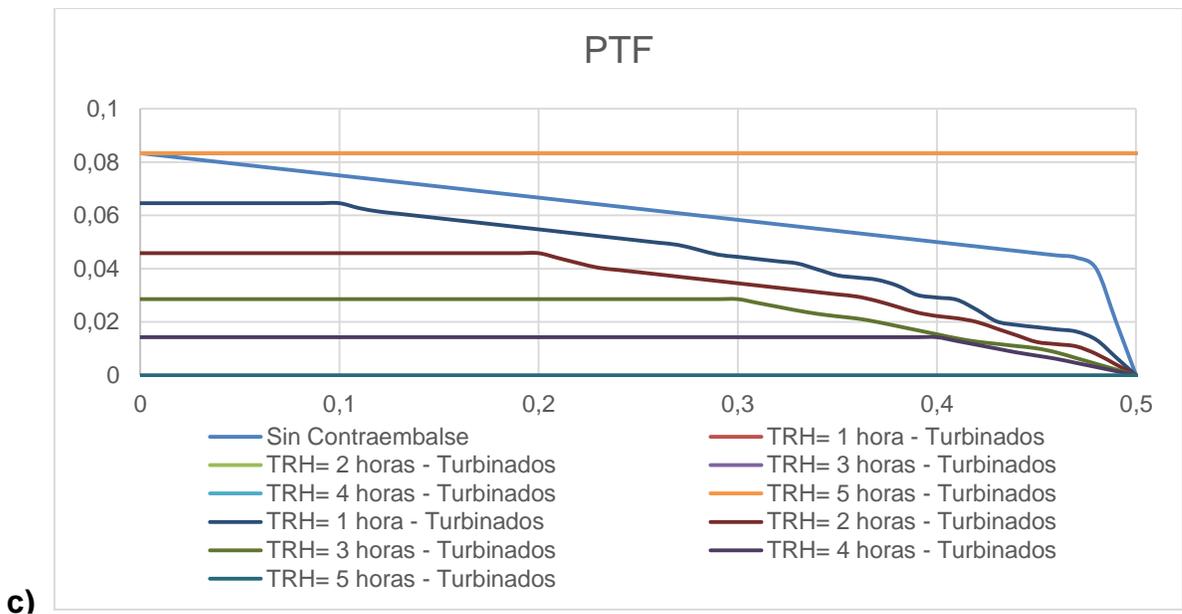
a)



Al aumentar el agua disponible hasta un 50% (Figura 15) se observa en general que los indicadores disminuyen, inclusive los índices asociados a los caudales turbinados, esto indica que, al igual como sucede con los ingresos, el aumento de la disponibilidad hídrica produce una disminución de los indicadores de alteración hidrológica. En cuanto al comportamiento de los índices, se comportan de la misma forma los indicadores CDV, R-B Index y PTF que lo analizado anteriormente.

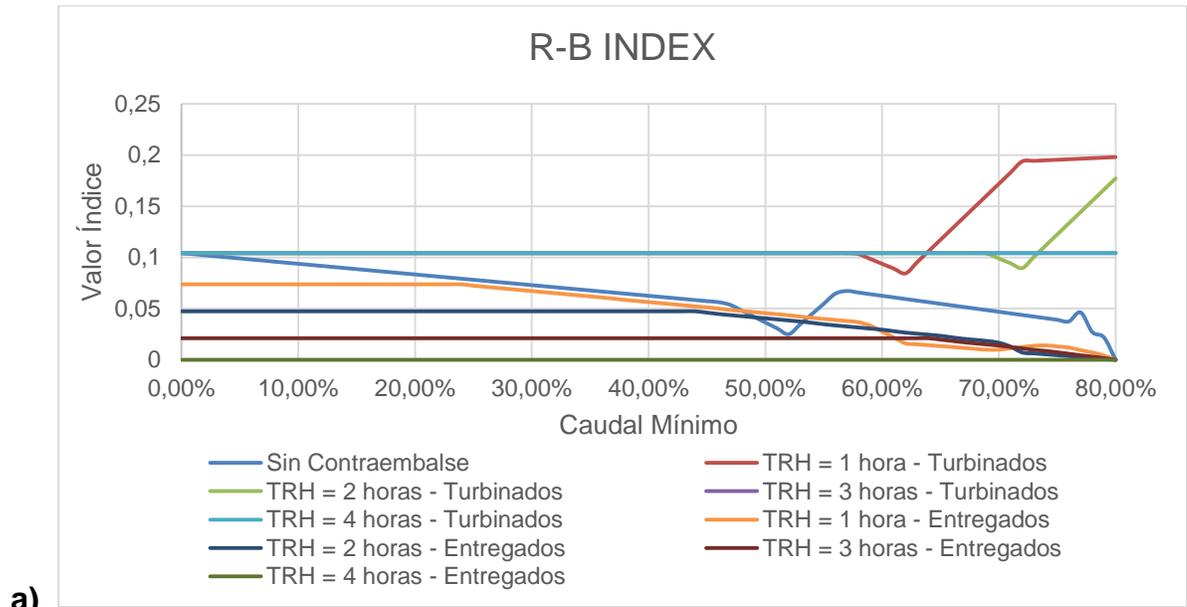
**Figura 15: Índices de alteración hidrológica – Restricción de caudal mínimo – Volumen 50%**



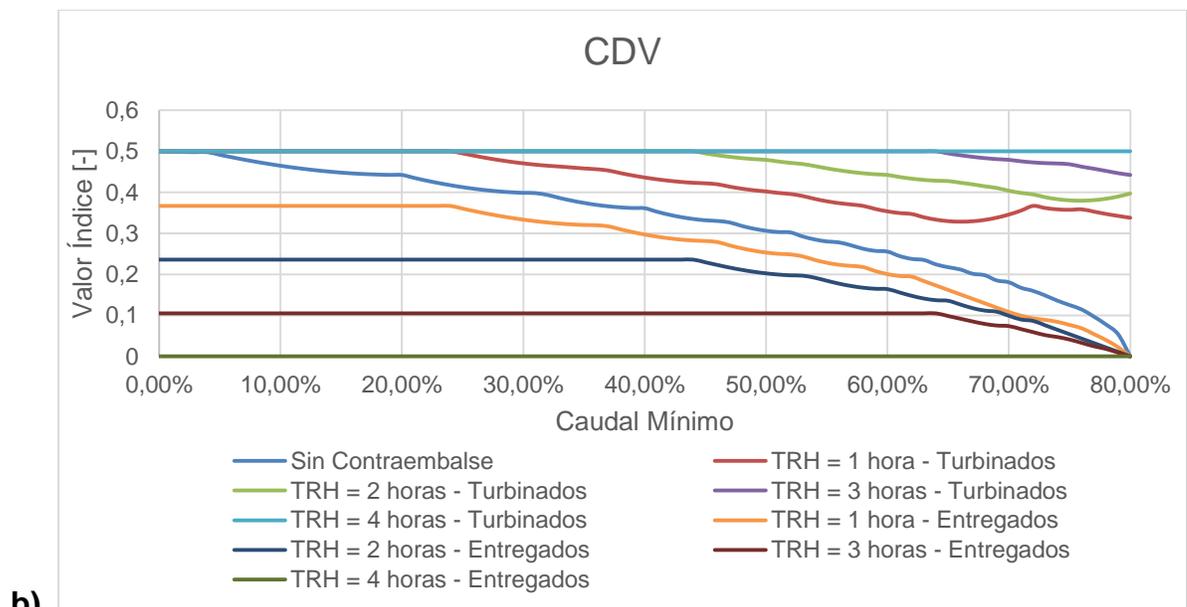


Finalmente en la Figura 16 se analiza el caso cuando se tiene un volumen disponible para turbinar de un 80%, se puede apreciar que en términos generales disminuyen los índices en comparación a los casos anteriores, por lo que sigue la tendencia de que la abundancia hídrica disminuye por si sola los indicadores de alteración hidrológica. El comportamiento de los índices es igual al descrito anteriormente. Además, es interesante el comportamiento extraño que tiene el índice R-B Index para restricciones de caudal mínimo mayores a 60%, al analizar la serie de caudales se aprecia que al aumentar el caudal mínimo la central reacciona turbinando una mayor cantidad de tiempo el caudal mínimo, por lo que induce una baja drástica a las 19 horas, debido al bajo precio a esa hora, esta rampa produce un aumento del índice. Así mismo, se aprecia que en algunos casos la introducción de un contraembalse tiene el indicador mayor al caso sin embalse. Esto se debe a que la introducción de un contraembalse permite una flexibilización de los caudales turbinados, por ende aumenta su índice, esta flexibilización produce que un aumento del índice para los caudales entregados debido a que el contraembalse no es capaz de regular mejor que la restricción por si sola. A pesar de que el contraembalse entrega indicadores mayores a la situación sin contraembalse, no se debe olvidar que al mismo tiempo se está mitigando la reducción de ingresos de la central.

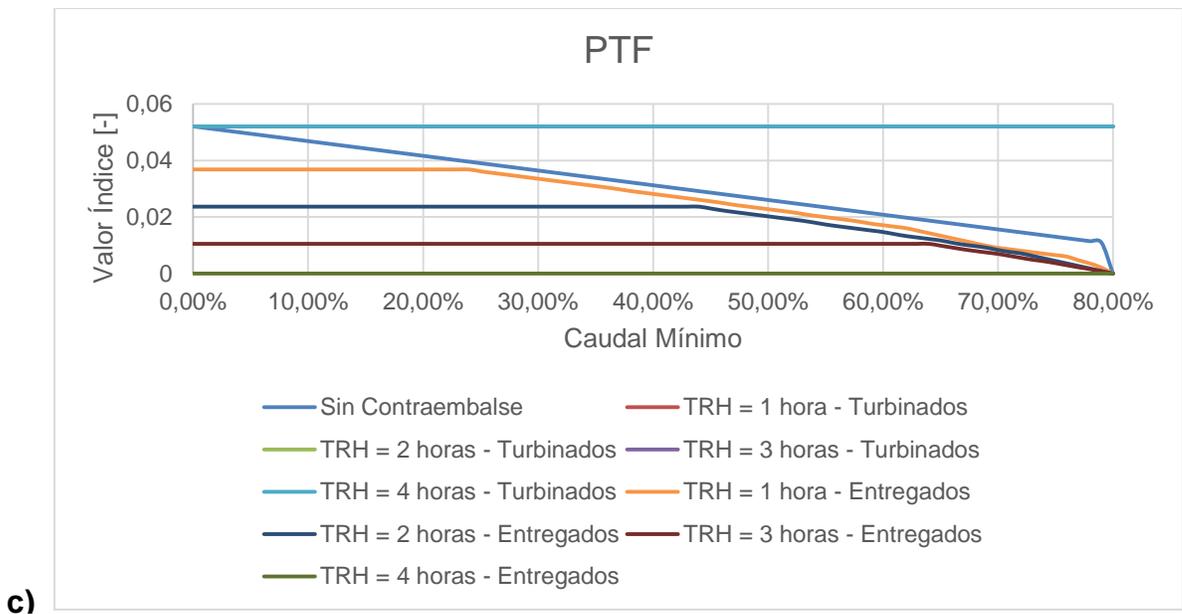
**Figura 16: Índices de alteración hidrológica – Restricción de caudal mínimo – Volumen 80%**



a)



b)



#### 4.3.1.3. Análisis de series de caudales

En los puntos anteriores se analizó el efecto sobre los ingresos de la central hidroeléctrica, dado diferentes niveles de la capacidad de contraembalse y restricciones de caudales mínimos, y los indicadores de alteración hidrológica respectivos. En el presente acápite se analizará lo que sucede con los caudales restituidos al cauce, que son obtenidos mediante la optimización del modelo de minimización de rampas absolutas. De esta forma se analizará cualitativamente las series de caudales mediante algunos casos específicos, y de forma cuantitativa a través del análisis de los indicadores de alteración hidrológica.

Para el análisis cualitativo se presentan 4 casos (Figura 17, Figura 18, Figura 19 y Figura 20). Se comparan casos con la capacidad del contraembalse necesaria para evitar reducciones en los ingresos y casos en que la capacidad del contraembalse sea lo suficientemente grande como para regular completamente el caudal y entregar un caudal constante.

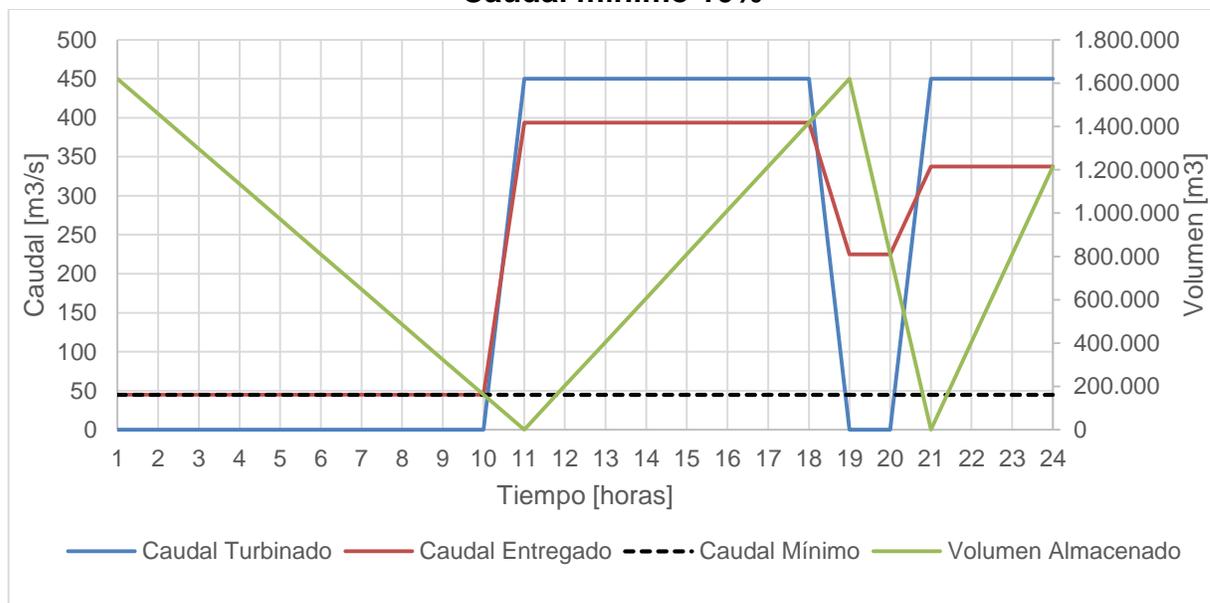
En la Figura 17 se presenta la serie de caudales turbinados, entregados y volumen del contraembalse para una restricción de caudal mínimo de 10%, un volumen de agua disponible de 50% y un contraembalse de 1 hora de tiempo de retención hidráulica, donde de acuerdo a la Figura 11 no existirían reducciones en los ingresos.

Se observa que los caudales turbinados tienen una mayor libertad con la incorporación de un contraembalse, ya que no respetan necesariamente la restricción de caudal mínimo impuesta. Además, el modelo de minimización de rampas absolutas intenta disminuir la

variabilidad de los caudales entregados, esto se observa entre las 19 y 20 horas donde el objetivo no fue solo respetar el caudal mínimo sino que encontrar una serie de caudales que no presente subidas y bajadas muy bruscas de las entregas.

En cuanto a la operación del contraembalse, este es usado de forma óptima, ya que alcanza su máxima capacidad, y también se vacía. Es interesante notar que en las horas de menor precio, entre las 1 y 11 horas, el contraembalse responde vaciándose a la misma tasa de la restricción de caudal mínimo, esto es a un 10% de la capacidad de la turbina. Algo similar ocurre en entre las 19 y 21 horas, donde el contraembalse se vacía con una tasa significativa para amortiguar la no generación de la central.

**Figura 17: Serie de caudales – Volumen 50% - Contraembalse 1 hora de TRH – Caudal mínimo 10%**



Los indicadores de alteración hidrológica para los caudales turbinados y entregados se presentan en la Tabla 1. Se puede observar una disminución para tres de los cuatro indicadores. Se considera que la disminución de los índices CDV, R-B Index y PTF representan la mejoría de los caudales entregados versus los caudales turbinados.

En el caso del indicador R-B Index se aprecia la mayor disminución porcentual, alrededor del 50%, lo que se explica por la función objetivo que se escoge para el modelo de optimización de minimización de rampas absolutas.

Para el indicador CDV, que es un indicador de la dispersión de los caudales entregados, también se puede apreciar una disminución de alrededor de un 30%, lo que se puede apreciar en la forma que tienen las series de caudales turbinados versus entregados.

Finalmente para el caso del indicador PTF, se nota una disminución de alrededor de un 20%, eso se explica porque los caudales turbinados no deben respetar la restricción de caudal mínimo, aumentando el rango de operación. Caso contrario ocurre con los caudales entregados, donde las entregas están limitadas por la restricción, por lo tanto disminuye la diferencia entre el máximo caudal y mínimo, cuestión que es capturada por el índice PTF, en consecuencia disminuye.

**Tabla 1: Indicadores de alteración hidrológica – Volumen 50% - Contraembalse 1 hora de TRH - Caudal mínimo 10%**

Caso	CDV	R-B Index	PTF
Caudales turbinados	1.022	0.250	0.083
Caudales entregados	0.719	0.117	0.065
Diferencia [%]	30%	53%	22%

Como segundo caso se analiza las mismas restricciones anteriores pero con la capacidad del contraembalse necesaria para entregar un caudal constante al cauce, esto ocurre para un tiempo de retención hidráulica de 5 horas. Esta serie se presenta en la Figura 18, donde es interesante notar que el umbral para el cual la capacidad del contraembalse mitiga toda reducción de ingresos es mucho menor al necesario para mantener un caudal constante. En el caso de los caudales turbinados, estos son exactamente iguales que para un contraembalse de 1 hora de tiempo de retención hidráulica, sin embargo se necesita una capacidad 5 veces mayor para lograr un caudal uniforme durante el día.

En este caso, el contraembalse opera vaciándose durante las horas de menor precio de la energía para suplir la no existencia de caudal turbinado, y llenándose durante las horas de mayor generación. Además, debe llenarse al final del día para tener el agua embalsada suficiente como para la entrega de las primeras horas del día. Este comportamiento es similar al caso anterior, sin embargo existe una diferencia del comportamiento entre las 19 y 21 horas, y esto se debe a que es necesario que el volumen al final del día sea lo suficientemente grande como para entregar agua en periodos en donde no existe ningún de entrega por parte de la central.

En cuanto a los indicadores de alteración hidrológica, los de los caudales turbinados serán iguales a los de la Tabla 1, en tanto que los indicadores para la serie de caudales entregados serán iguales a cero, puesto que no existe variación.

**Figura 18: Serie de caudales – Volumen 50% - Contraembalse de 5 horas de TRH – Caudal mínimo 10%**

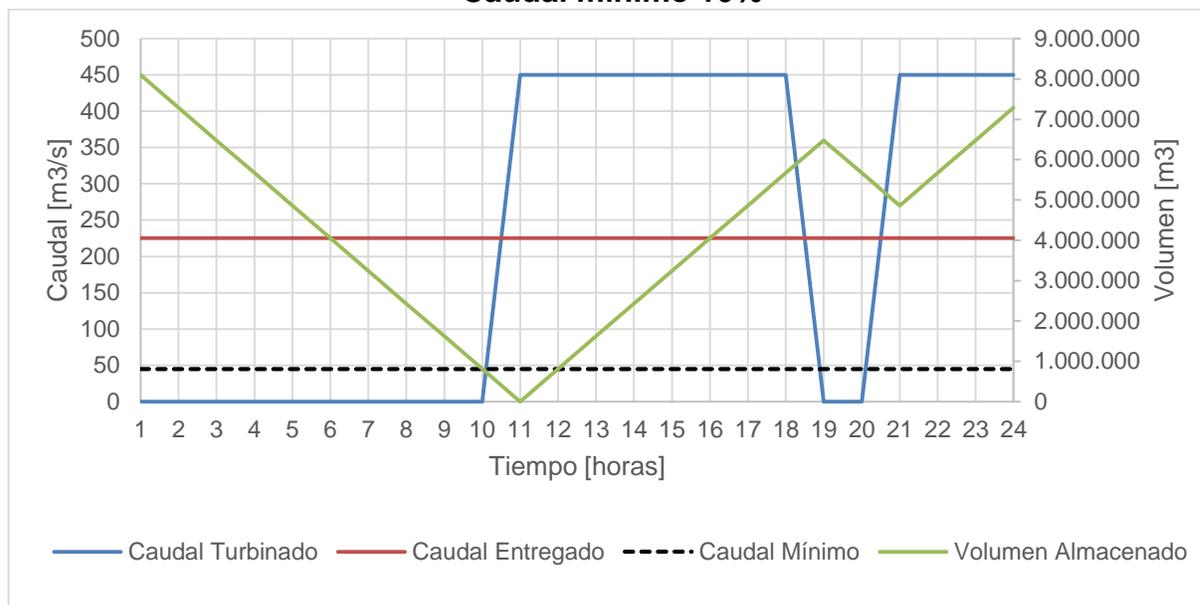
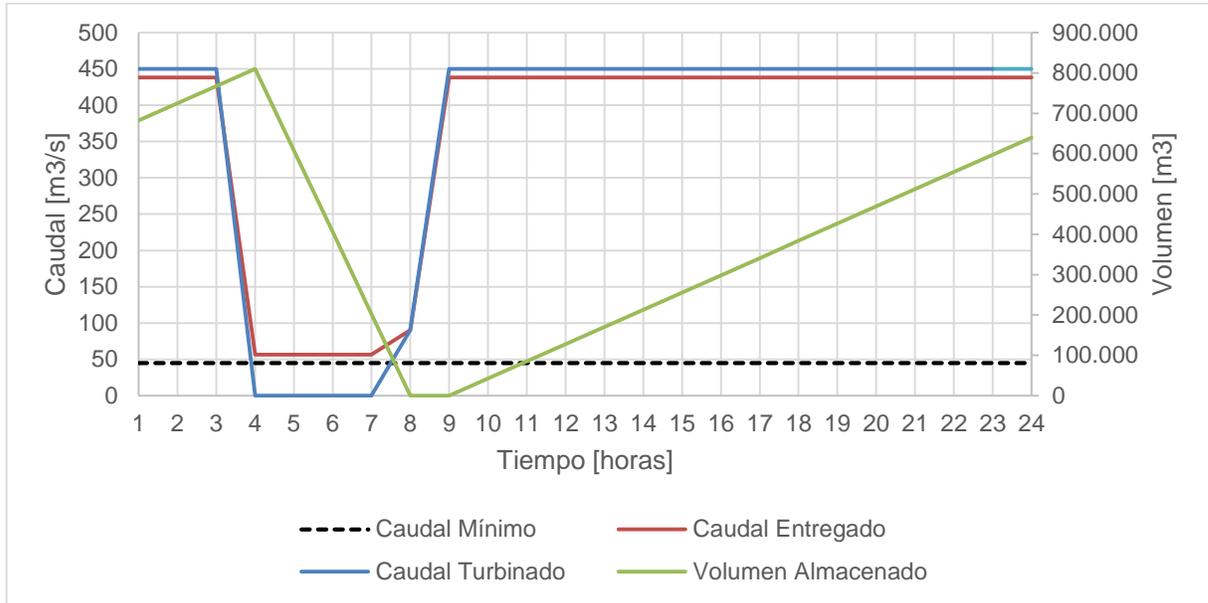


Figura 19 muestra un caso similar al anterior pero con un volumen disponible mayor para el día. Se observa que se necesita un contraembalse con un tiempo de retención hidráulica de 30 minutos para impedir disminuciones en los ingresos.

En este caso la respuesta del modelo de optimización es llenar el contraembalse en las horas en que la central turbinada al 100% entregando un caudal levemente menor al turbinado, para luego entregar el agua almacenada y suplir la no turbinación en las horas de menor precio. Además, el caudal mínimo de entrega que arroja el modelo es mayor al caudal mínimo de la restricción, y esto responde al objetivo de minimizar la suma de las rampas absoluta del segundo modelo de optimización. De esta forma, la pendiente con la que el contraembalse se vacía es igual a al caudal entregado.

**Figura 19: Serie de caudales – Volumen 80% - Contraembalse 0.5 horas de TRH – Caudal mínimo 10%**



En cuanto a los indicadores de alteración hidrológica, estos se presentan en la Tabla 2: Indicadores de alteración hidrológica – Volumen 80% - Contraembalse 1 hora de TRH - Caudal mínimo 10%, se puede apreciar una disminución de un 15% en cada uno, esto es una reducción menor al caso anterior, este hecho indica que el aumento en la disponibilidad hídrica ayuda a reducir las fluctuaciones horarias de los caudales, lo que es coincidente con lo mostrado en el caso que no existe contraembalse.

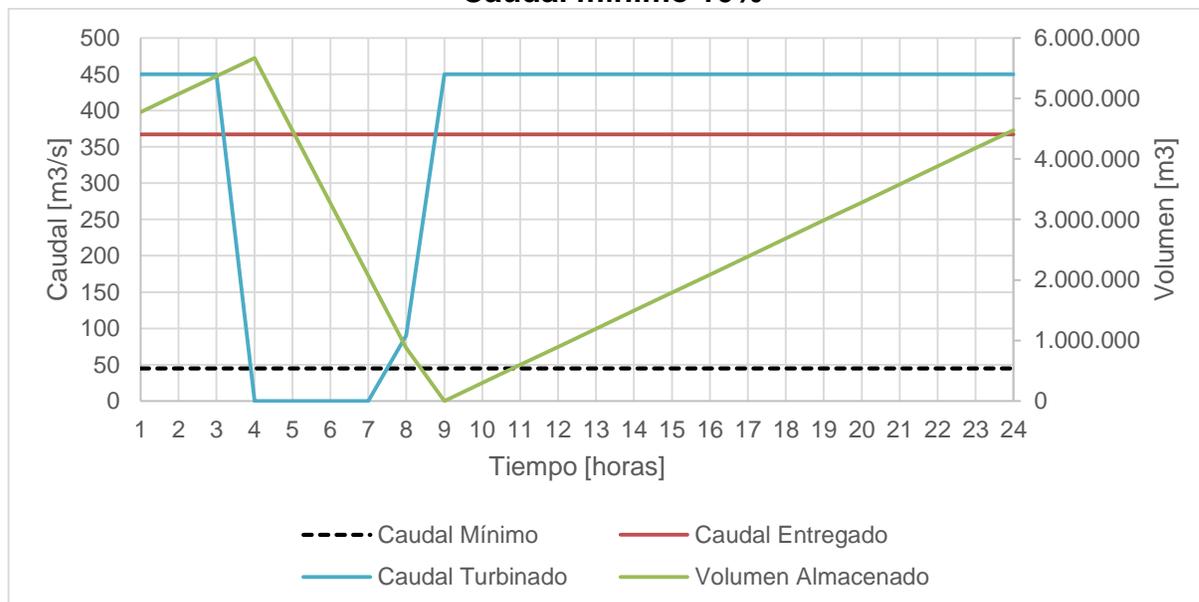
**Tabla 2: Indicadores de alteración hidrológica – Volumen 80% - Contraembalse 1 hora de TRH - Caudal mínimo 10%**

Caso	CDV	R-B Index	PTF
Caudales turbinados	0.457	0.100	0.050
Caudales entregados	0.388	0.085	0.043

Para las mismas restricciones anteriores, se muestra la serie de caudales en la Figura 20 para la capacidad de contraembalse necesaria para obtener un caudal de descarga uniforme, lo cual ocurre para un tiempo de retención hidráulico de aproximadamente a 3.5 horas. Esta capacidad de contraembalse es considerablemente menor al caso que se tenía con un volumen disponible para turbinar de un 50%, a pesar de que en el presente trabajo no se muestra por temas de extensión, se observa algo similar para volúmenes considerablemente bajos. Lo anterior indica que la capacidad del contraembalse necesaria para obtener un caudal uniforme de descarga es mayor para volúmenes disponibles para turbinar intermedios y menor para cuando existe escasez o abundancia hídrica.

La forma de la serie de caudales sigue el mismo comportamiento del caso con un volumen disponible para turbinar de un 50%, al igual que la operación del contraembalse.

**Figura 20: Serie de caudales – Volumen 80% - Contraembalse 3.5 horas de TRH – Caudal mínimo 10%**



### 4.3.2. Restricción de rampas máximas

#### 4.3.2.1. Análisis de los ingresos

Se realiza un análisis análogo a los ingresos al realizado para una restricción de caudal mínimo. Se estudian los escenarios para tres volúmenes diarios disponibles para turbinar diferentes: 20%, 50% y 80% (Figura 21, Figura 22 y Figura 23, respectivamente), con el fin de considerar diferentes niveles de disponibilidad hídrica.

El caso más restrictivo es una rampa máxima de 0%, que es equivalente a exigir un caudal constante. Esta situación es exactamente igual al caso de la máxima restricción de caudal mínimo posible, es por ello que las pérdidas y el efecto de mitigación del contraembalse será el mismo que lo expuesto en el capítulo anterior de restricción de caudal mínimo para la situación más restrictiva.

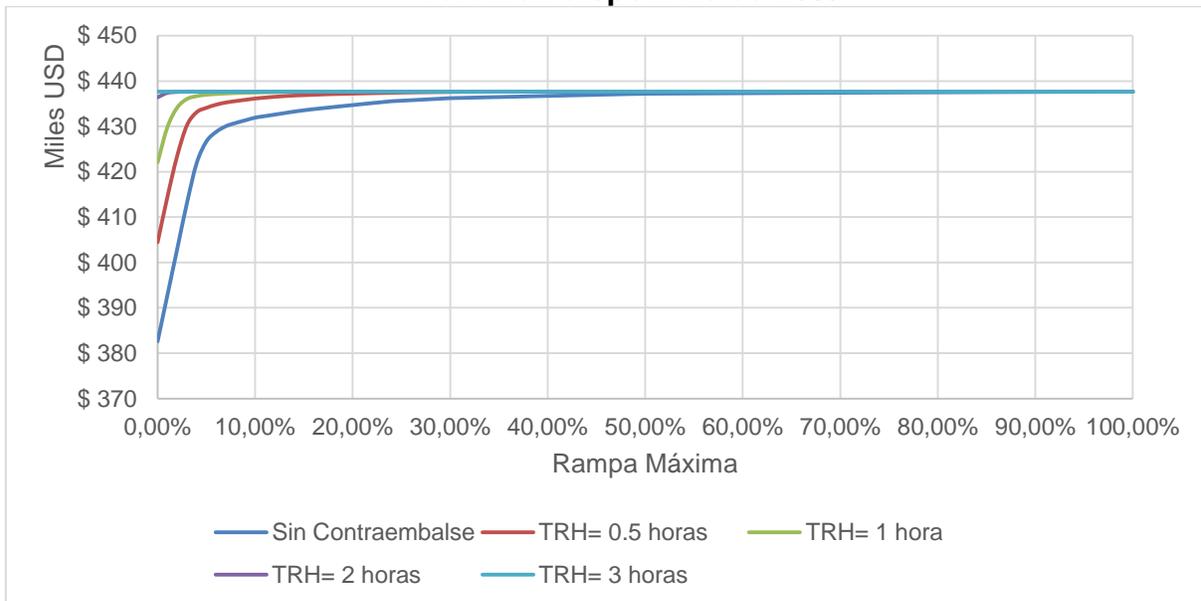
En primer lugar se analiza el caso con un volumen disponible de 20% (Figura 21) para diferentes niveles de restricción de rampas máximas, cabe señalar que no se considera ningún tipo de caudal mínimo como restricción. Tal como se señaló anteriormente el caso más restrictivo se comporta de la misma forma que el caso más restrictivo de caudal mínimo. Sin embargo el comportamiento de la pendiente del gráfico es diferente, se

puede apreciar una alta pendiente para rampas restrictivas, esto es menores a 5%, y luego ésta pendiente disminuye considerablemente.

Lo anterior indica que para un volumen de un 20% la restricción de rampa máxima no produce grandes pérdidas para restricciones mayores a 5%. Esto sucede porque la cantidad de agua disponible es escasa, y el caso sin restricción solo puede turbinar por alrededor de 4 horas a máxima capacidad, por lo tanto si la rampa no es tan restrictiva la central de todas maneras no turbinara en horas de precio bajo, y alcanzará la máxima turbinación en una o dos horas, esto es suficiente como para que las pérdidas no sean tan notorias. Caso diferente sucede para caudales mínimo, donde se le impone a la central turbinar en horas donde el precio es el más bajo.

La incorporación de un contraembalse amortigua de manera considerable la reducción de ingresos inducido por la restricción de rampa máxima. Por ejemplo un contraembalse pequeño, de 30 minutos de tiempo de retención hidráulica, es capaz de mitigar cualquier reducción de ingresos para restricciones de rampa máxima mayores a 20%. Para el caso de un contraembalse de 1 hora de tiempo de retención hidráulica es capaz de mitigar las pérdidas inducidas para rampas máximas mayores a 5%.

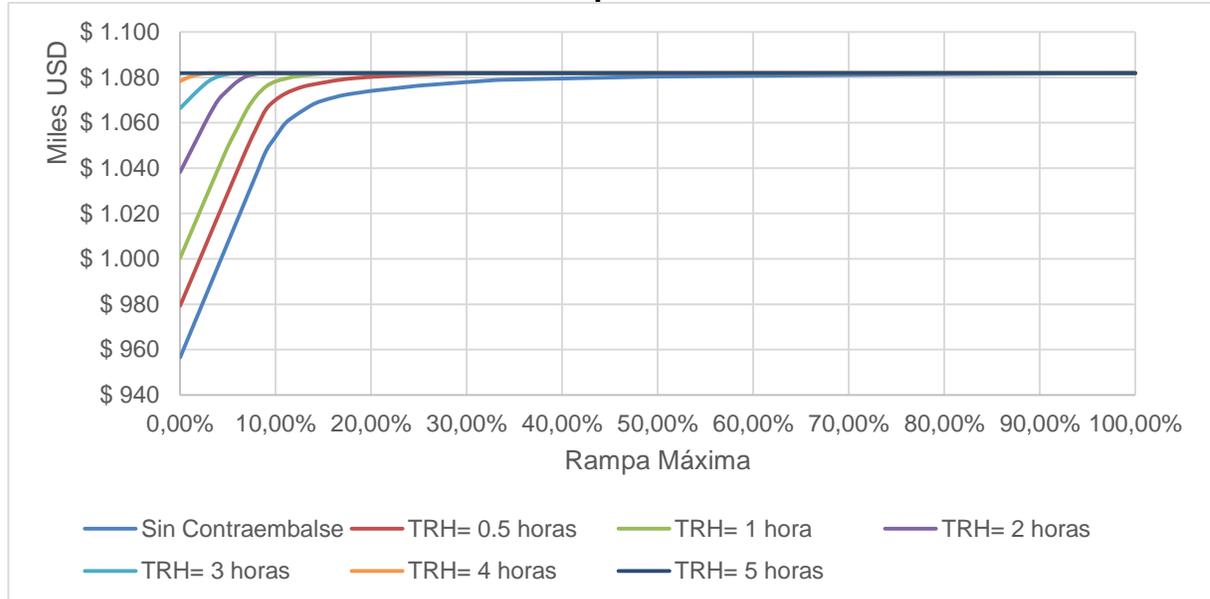
**Figura 21: Efecto de restricción de rampa máxima en los ingresos con un volumen disponible de 20%**



Para el caso de un volumen disponible de un 50% (Figura 22) se aprecia un comportamiento similar que para un volumen de 20%, pero con una alta sensibilidad hasta restricciones mayores, del orden de 15%, esto indica que a medida que existe más abundancia hídrica rampas máximas restrictivas inducen pérdidas, porque a la central no se le permite hacer *hydropeaking* libremente. Además, se puede apreciar que alrededor de una rampa de 50% los efectos sobre los ingresos son casi imperceptibles, en el caso

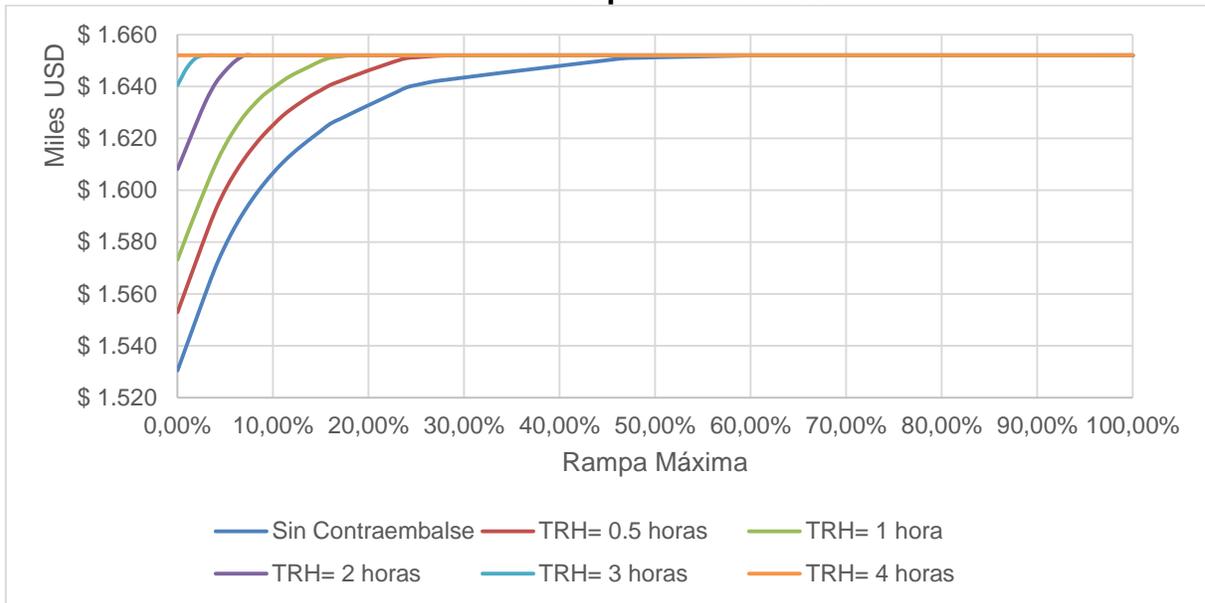
de un volumen disponible de 20% esto ocurre aproximadamente para la misma restricción.

**Figura 22: Efecto de restricción de rampa máxima en los ingresos con un volumen disponible de 50%**



Por último se analiza el caso con un volumen disponible de 80% (Figura 23), en este escenario se tiene que la pendiente es menos aguda que en los casos anteriores, por lo que se tiene que es menos sensible a disminuciones en los ingresos que lo descrito anteriormente, esto se debe a que la mayor disponibilidad hídrica permite que exista menos variabilidad de la serie de caudales. La introducción de un contraembalse genera una mitigación importante para restricciones menores a un 30%, y tal como en los casos anteriores se tiene que para una rampa sobre 50% la diferencia entre la situación con contraembalse y sin él no sea tan notoria. Esto indica que la restricción de rampa máxima tiene un efecto importante sobre los ingresos hasta un nivel de aproximadamente un 50%, esto puede deberse a que para rampas mayores a 50% se generan operaciones similares al caso sin restricción.

**Figura 23: Efecto de restricción de rampa máxima en los ingresos con un volumen disponible de 80%**



#### 4.3.2.2. *Análisis de indicadores de alteración hidrológica*

A continuación se analizan los indicadores de alteración hidrológica para diferentes niveles de restricción de rampas máxima. Se estiman los mismos índices que los calculados para restricciones de caudal mínimo, estos son: CDV, R-B Index y PTF. Estos índices se calcularán para la serie de caudales turbinados y entregados, los primeros se representarán con líneas segmentadas y los segundos con líneas continuas.

En la Figura 24 se presentan los índices de alteración hidrológica para un volumen de agua disponible de un 20%. En primer lugar se aprecia que los correspondientes a la serie de caudales turbinados son mayores que los de la serie de caudales entregados, esto indica el buen funcionamiento del modelo de optimización de minimización de rampas absolutas.

Al igual que para restricción de caudal mínimo los índices CDV, R-B Index y PTF se comportan de manera estable, decreciendo a medida que la rampa máxima es más restrictiva. Es importante señalar, que a diferencia de los caudales mínimos, un porcentaje alto de rampa máxima es una situación poco restrictiva, ya que permite mayor variación de una hora a la siguiente de los caudales.

En cuanto a la incorporación de un contraembalse se puede apreciar que para una capacidad de 1 hora de tiempo de retención hidráulica los índices no mejoran significativamente versus el caso sin contraembalse, al menos hasta una restricción de un 20%, esto indica que una restricción de rampas absolutas con un contraembalse de

una hora no mejora necesariamente los indicadores, aunque no se debe olvidar que sí mitiga las pérdidas inducidas por la restricción. La situación anterior mejora con un contraembalse de 2 horas, donde se aprecia que mejora considerablemente los indicadores.

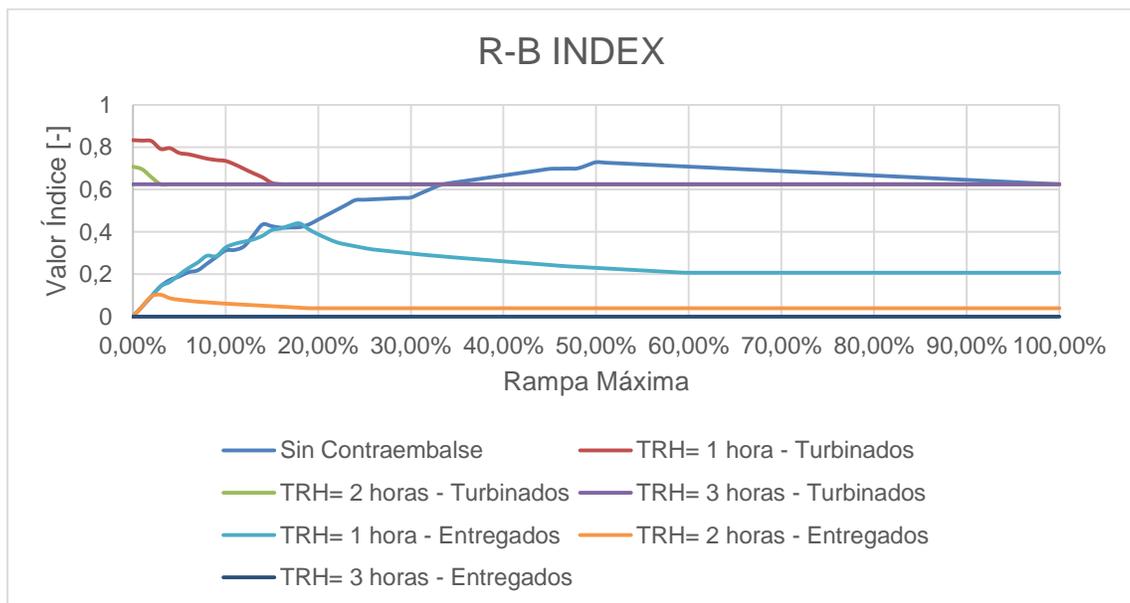
En general los índices se comportan de la misma forma que lo hacen para restricción de caudal mínimo, sin embargo para el caso de R-B Index se aprecia que para una restricción de rampa mayor a 50% se generan escenarios en donde la situación sin contraembalse tiene mejor indicador R-B Index que sin ningún tipo de restricción, es decir una rampa de 100%.

De este análisis se puede desprender que restricciones de rampa menores a 20% tienen un efecto sobre los índices sin contraembalse similares a la incorporación de un contraembalse de una hora, pero con una mayor reducción de ingresos.

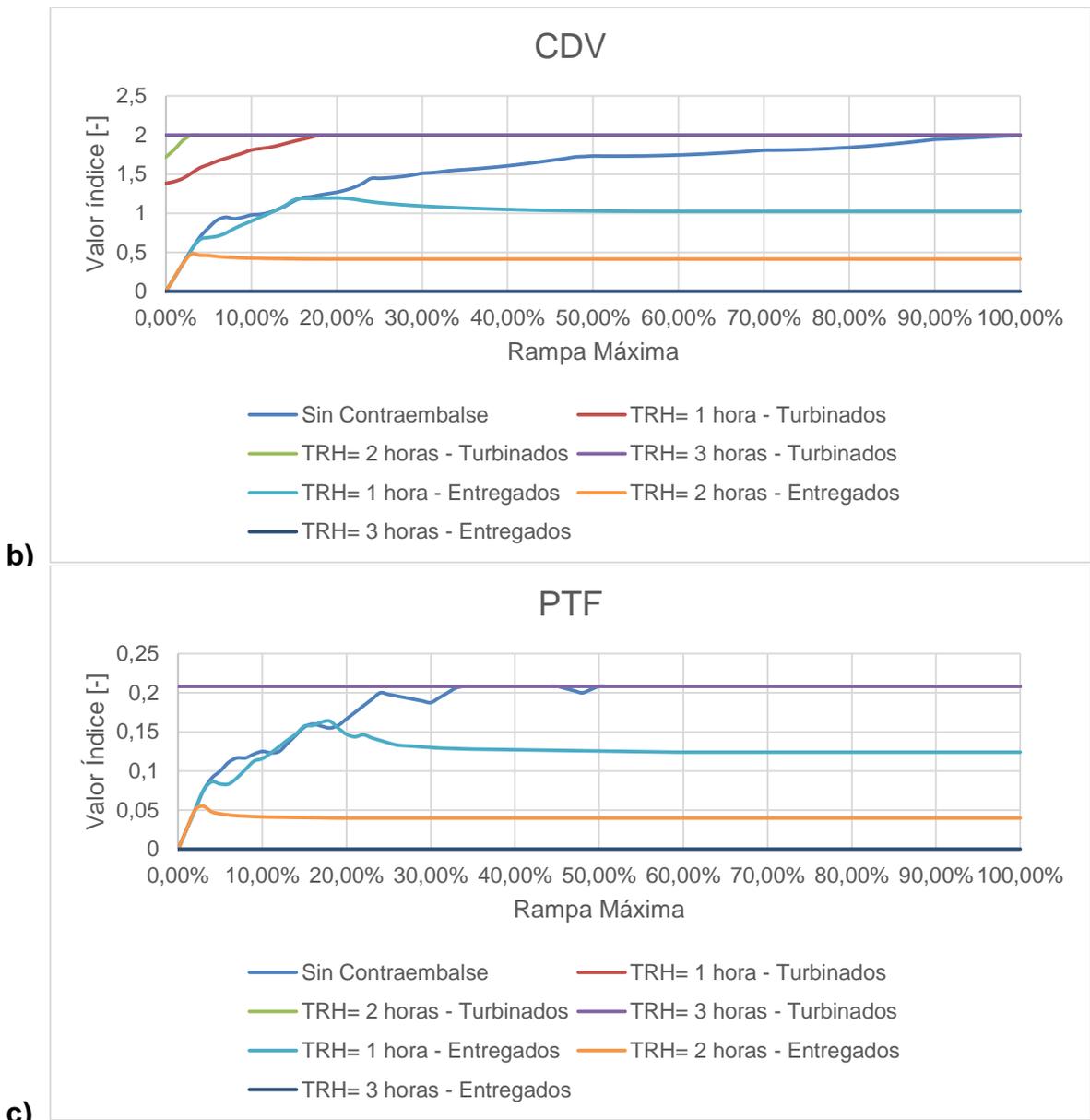
Si se analiza el R-B Index se puede apreciar que la incorporación de un contraembalse y sin restricciones produce el mismo indicador que una restricción de rampa máxima de un 10% sin contraembalse, además se debe considerar que la primera situación no genera reducción de ingresos a la generadora.

Para el caso más restrictivo y menos restrictivo el análisis es exactamente el mismo al realizado para la restricción de caudal mínimo, puesto que impone el mismo tipo de restricción.

**Figura 24: Índices de alteración hidrológica - Restricción de rampas máximas y volumen 20%**

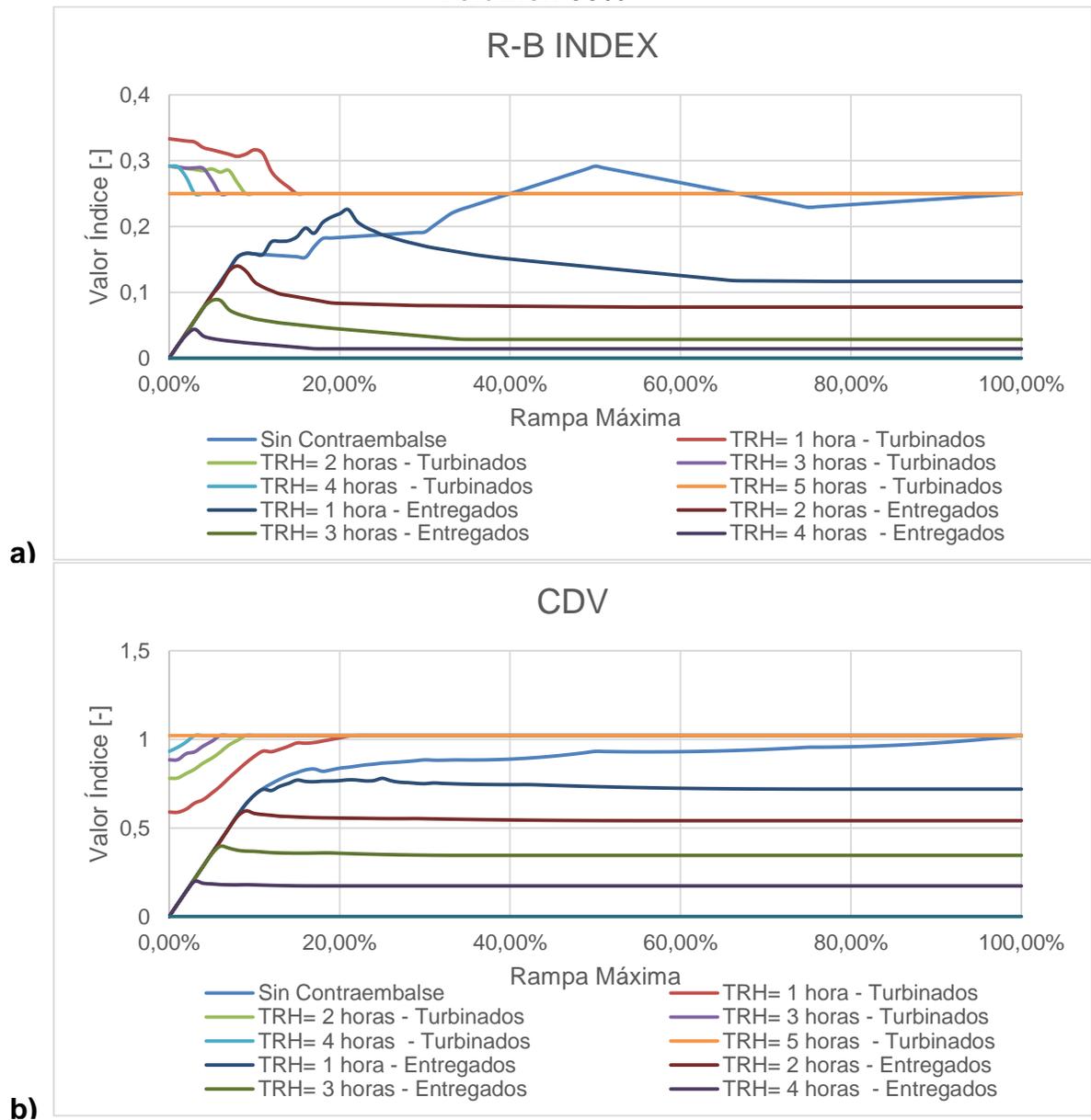


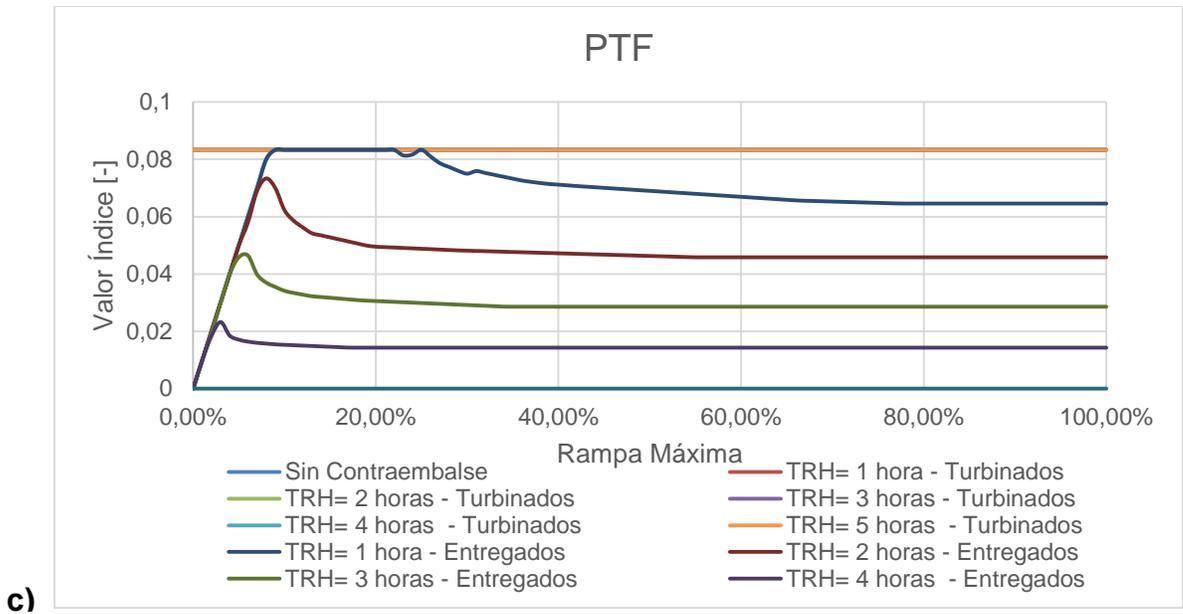
a)



Se aprecia lo mismo que ya se ha analizado anteriormente, además se vuelve a ver que para rampas máximas restrictivas un contraembalse de una hora no mejora significativamente la situación sin contraembalse. Si se analiza el indicador R-B Index se puede apreciar que la incorporación de un contraembalse de 1 hora de retención hidráulica y sin restricciones, es equivalente a imponer una restricción de rampa máxima de alrededor de un 10%.

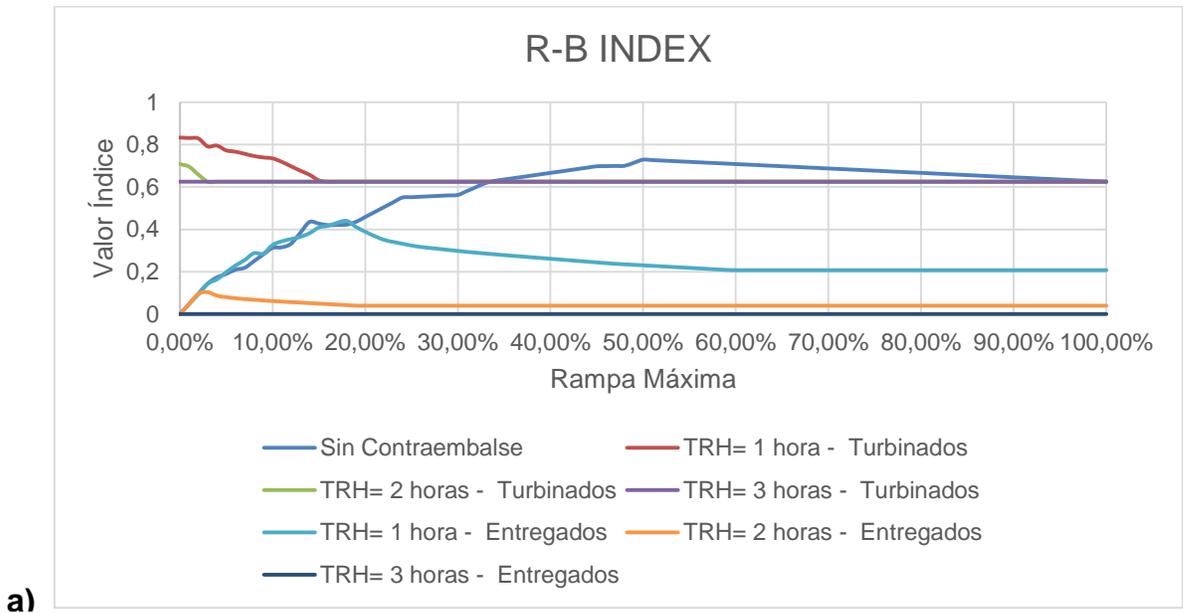
**Figura 25: Índices de alteración hidrológica – Restricción de rampas máximas – Volumen 50%**

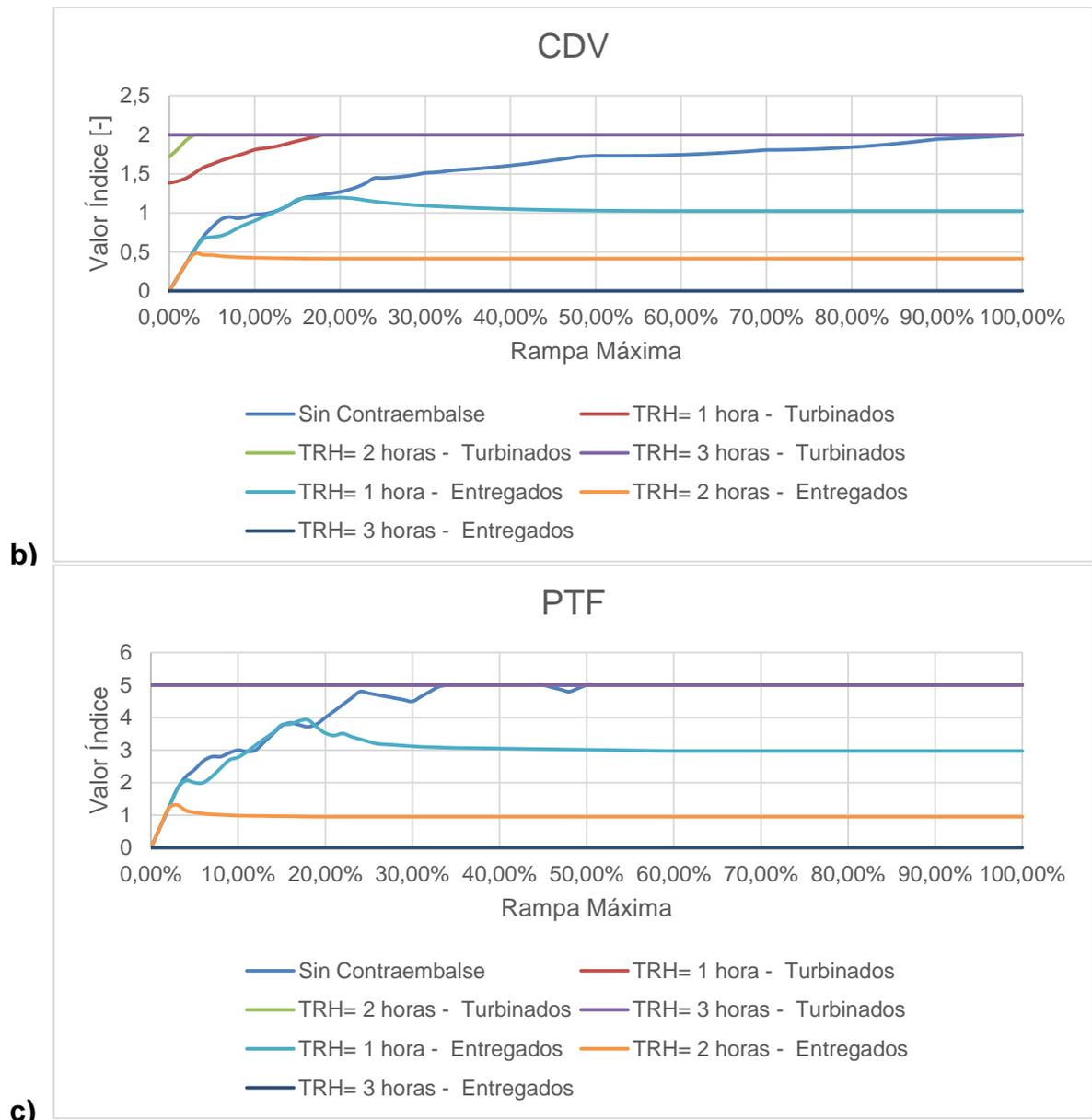




Finalmente para un volumen disponible de 80% (Figura 26) el comportamiento es similar al caso de para un volumen de 50%.

**Figura 26: Índices de alteración hidrológica – Restricción de rampas máximas – Volumen 80%**





#### 4.3.2.3. Análisis de series de caudales

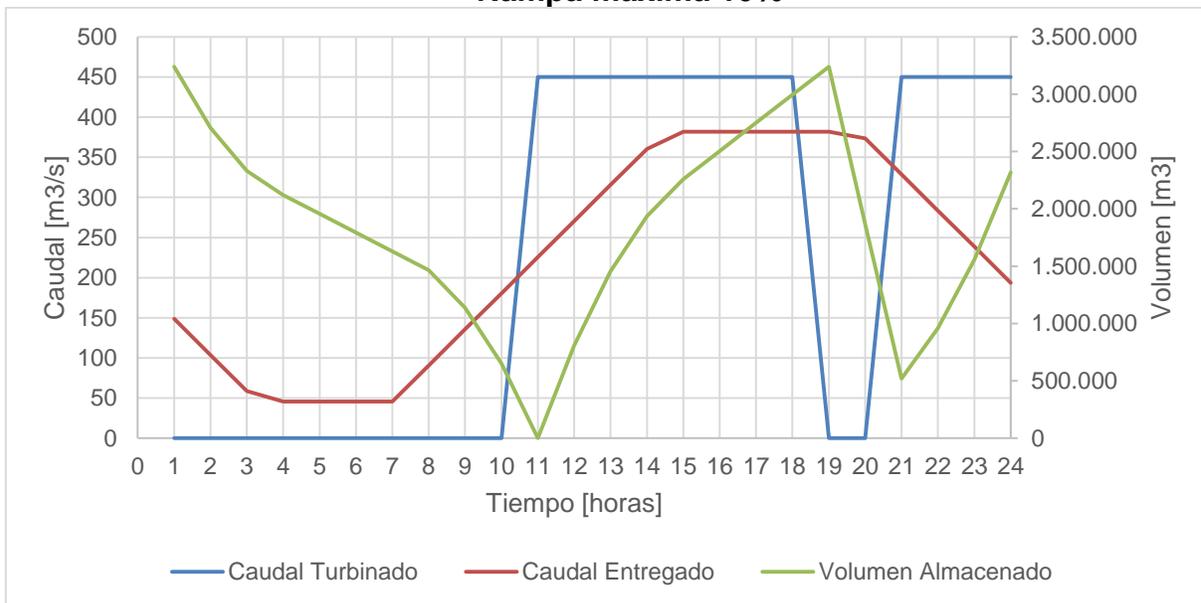
Para analizar la serie de caudales y el efecto del contraembalse se utiliza la metodología usada en 4.3.1.3, esto es el análisis de 4 casos con una rampa máxima de un 10% y diferentes niveles de volumen disponible.

En la Figura 27 se presenta el escenario con un volumen disponible de 50%, un contraembalse de 2 horas de tiempo de retención hidráulico y una rampa máxima de un 10%. Este caso es la capacidad del contraembalse necesaria para, dada la restricción de rampa máxima, se mitigue totalmente cualquier reducción de ingresos inducidos. Se puede apreciar que los caudales turbinados no respetan la restricción, por lo que el

contraembalse es capaz de desacoplar la operación de la central de la restricción impuesta. En el caso de los caudales entregados se aprecia que siguen asociados a los turbinados, ya que se tiene un caudal bajo en las horas donde no se turбина, que también es la hora de menor precio de la energía, y un caudal alto en las horas donde la central turбина máxima capacidad, además respeta la restricción de rampa máxima.

La operación del contraembalse es similar a lo expuesto para la restricción de caudal mínimo, sin embargo las pendientes de llenado y vaciado se ven atenuadas por la imposición de rampa máxima, esto indica que los volúmenes del contraembalse están amarrados fuertemente a la restricción de rampa máxima, esto no ocurre para una restricción de caudal mínimo.

**Figura 27: Serie de caudales – Volumen 50% - Contraembalse 2 horas de TRH – Rampa máxima 10%**



En cuanto a los indicadores de alteración hidrológicos estos se presentan en la Tabla 3, se aprecia una significativa mejora de los índices entre los caudales turbinados y entregados.

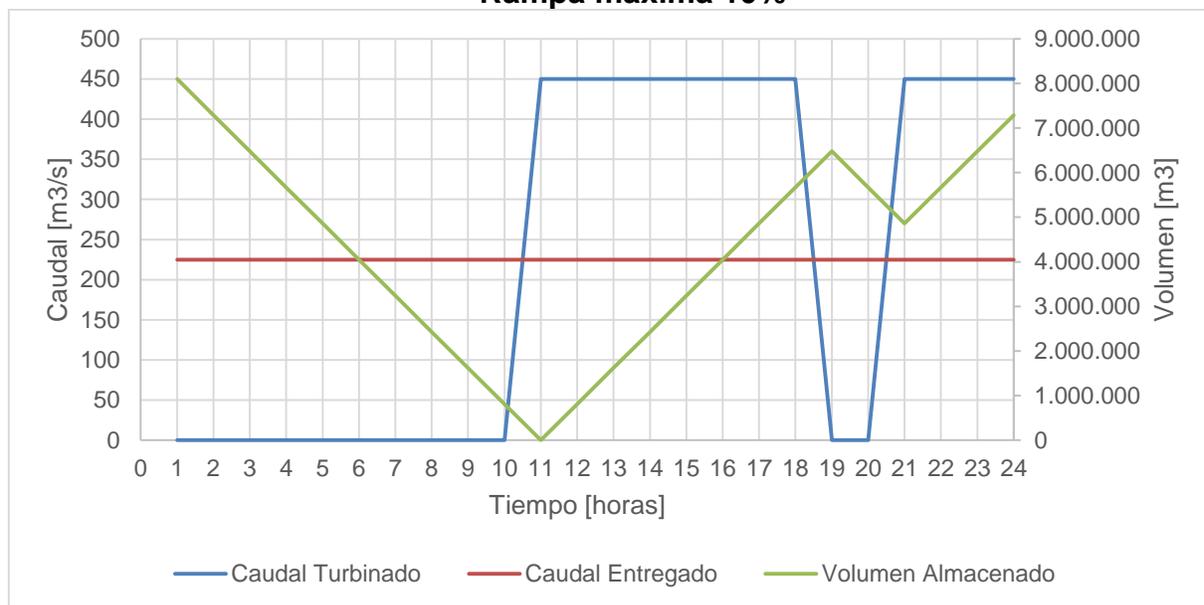
**Tabla 3: Indicadores de alteración hidrológica - Volumen 50% - Contraembalse 2 horas de TRH – Rampa máxima 10%**

Caso	CDV	R-B Index	PTF
Caudales turbinados	1.022	0.250	0.083
Caudales entregados	0.587	0.111	0.064

Si se aumenta la capacidad del contraembalse hasta 5 horas (Figura 28), se halla el escenario en donde el contraembalse regula completamente los caudales entregados al cauce y entrega un caudal constante. En este escenario la operación de la central y la operación del contraembalse se ven desacopladas entre sí. Además, se puede ver que la serie de volúmenes del contraembalse se independiza de la restricción de rampa máxima, ya que se aprecia que no existe la atenuación anterior en su pendiente, lo que indica que no existe un efecto de la restricción de rampa máxima sobre la operación del contraembalse.

En cuanto a los índices de alteración hidrológicos solo ser modificaran los asociados los caudales entregados, y serán cero, ya que no existe variación en la serie de caudales.

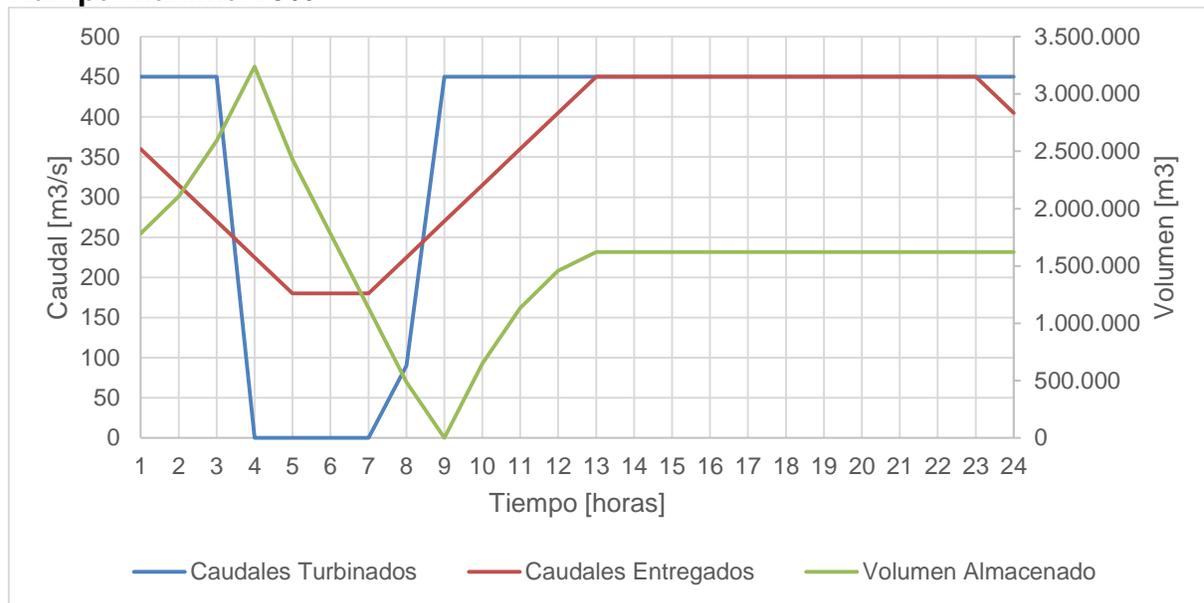
**Figura 28: Serie de caudales – Volumen 50% - Contraembalse 5 horas de TRH – Rampa máxima 10%**



En la Figura 29 se presenta la serie de caudales para un nivel de recurso hídrico, un 80%, un contraembalse de 2 horas de tiempo de retención hidráulica y una restricción de rampa máxima de un 10%. Esta capacidad de contraembalse es la mínima necesaria para que no haya reducción de ingresos para la generadora por la introducción de la restricción de rampa máxima de 10%.

Se puede apreciar que la central opera sin respetar la restricción, y que la serie de caudales turbinados es la que genera el mayor ingreso posible, ya que no genera en las horas de menor precio. Además, la serie de caudales entregados muestra una forma deseable, ya que no presenta variaciones bruscas. Al igual que el caso anterior se desprende que la operación del contraembalse está amarrada a la restricción de rampa máxima, ya que se aprecia una atenuación de las pendientes en la serie de volúmenes del contraembalse.

**Figura 29: Serie de caudales – Volumen 80% - Contraembalse 2 horas de TRH – Rampa máxima 10%**

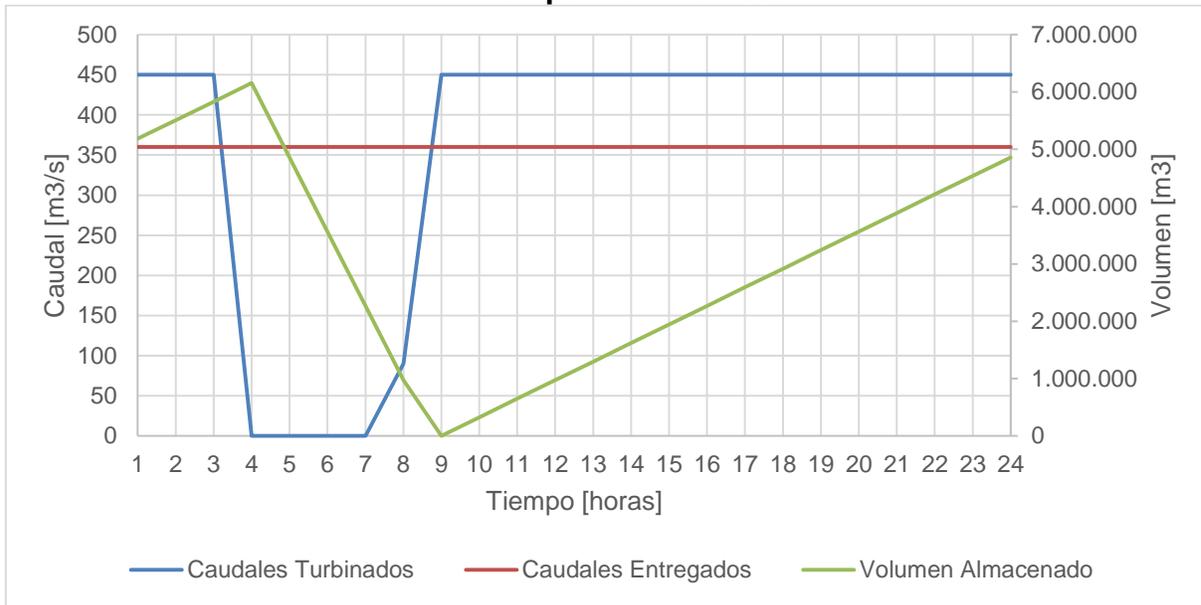


**Tabla 4: Indicadores de alteración hidrológica – Volumen 80% - Contraembalse 2 horas de TRH – Rampa máxima 10%**

Caso	CDV	R-B Index	PTF
Caudales turbinados	0.457	0.100	0.050
Caudales entregados	0.242	0.040	0.025

En cuanto a los indicadores de alteración hidrológica se tiene una mejora de los índices al aumentar la disponibilidad hídrica, lo que es concordante con lo analizado previamente. Finalmente, en la Figura 30 se presenta el caso con un contraembalse de 3.5 horas, un volumen de 80% y una rampa máxima de 10%. Este escenario corresponde a la capacidad mínima del contraembalse necesario para entregar un caudal constante al cauce. Tal como sucede en el análisis para un volumen de 20%, el contraembalse permite independizar la operación de la central, los caudales entregados y la restricción. La operación del contraembalse no se ve influenciada por la restricción impuesta, a diferencia de lo ocurrido para un contraembalse de menor capacidad.

**Figura 30: Serie de caudales – Volumen 80% - Contraembalse 3.5 horas de TRH – Rampa máxima 10%**



### 4.3.3. Restricciones combinadas

A continuación se analiza la combinación entre restricción de caudal mínimo y rampa máxima, para ello se toman dos niveles de caudales mínimo, un 10% y un 30%, y su combinación con las restricciones de rampas máxima, también se tomará un nivel de volumen disponible de un 50%.

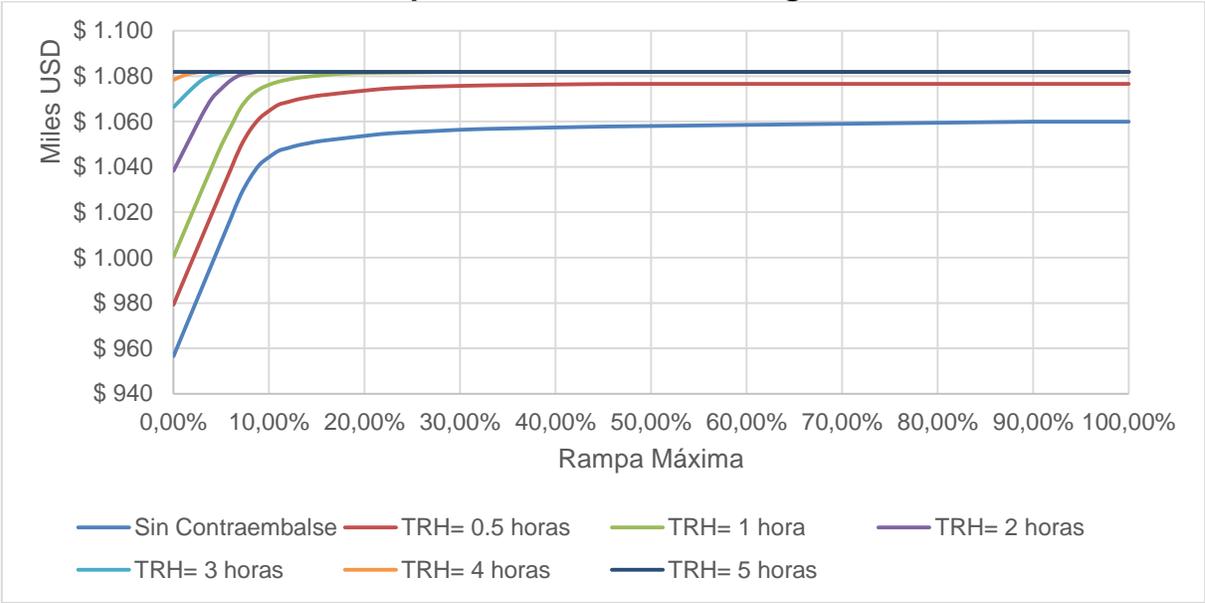
#### 4.3.3.1. Análisis de ingresos

En la Figura 31 se presenta el escenario con un caudal mínimo 10%, volumen disponible 50% y diferentes niveles de restricción de rampa máxima. Se puede apreciar que para un caso sin contraembalse los ingresos se reducen considerablemente, cabe destacar que la situación más restrictiva no se ve afectada por la restricción de caudal mínimo, esto ocurre porque en esta situación la central opera a todas horas a un 50% de su capacidad, por lo tanto la restricción de caudal mínimo queda inactiva del problema de optimización. En contraparte, cuando no hay restricción de rampa máxima, es decir 100%, se tiene el caso analizado anteriormente con una restricción de caudal mínimo de 10%. Por esta razón las pérdidas asociadas con las situaciones más y menos restrictivas ya han sido analizadas anteriormente, así como también la capacidad del contraembalse necesaria para mitigar completamente la reducción de beneficios.

El comportamiento de las pendientes es muy similar a lo expuesto en la Figura 22, el efecto de un contraembalse, inclusive de 30 minutos de tiempo de retención hidráulica, es notorio en la mitigación de las pérdidas inducidas. Para rampas muy restrictivas se

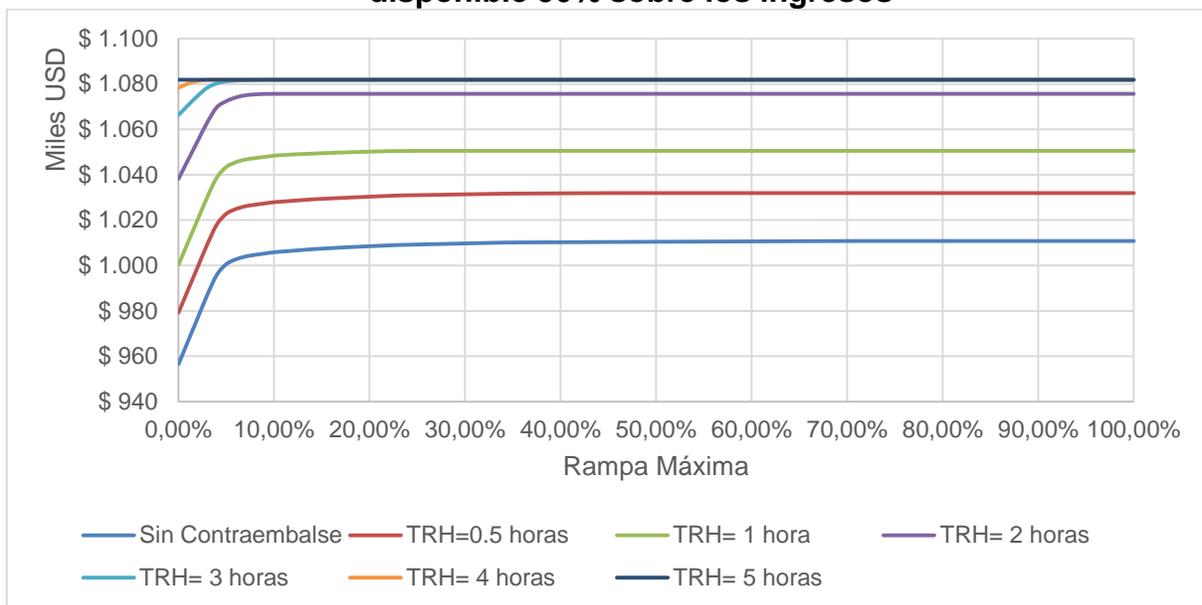
aprecia que la restricción de caudal mínimo esta inactiva, y se aprecia que cuando se activa, alrededor de la rampa máxima 10%, el efecto de amortiguación sobre las pérdidas del embalse se hace más evidente. Además, se aprecia que para rampas máximas sobre 10% la diferencia que presentan los ingresos para volúmenes de contraembalse más grandes no es tan marcada como para rampas más restrictivas.

**Figura 31: Efecto de restricción de rampa máxima, caudal mínimo 10% y volumen disponible 50% sobre los ingresos**



Al aumentar el caudal mínimo a 30% (Figura 32) se puede apreciar que los ingresos se ven disminuidas aún más que el caso anterior, y el efecto que produce cada embalse se ve más marcado. Así es como se aprecia que en este caso la restricción de caudal mínimo se activa antes que el caso anterior, aproximadamente para una rampa máxima de 5%. La incorporación de un contraembalse permite aumentar los ingresos de la empresa considerablemente versus la situación sin contraembalse.

**Figura 32: Efecto de restricción de rampa absoluta, caudal mínimo 30% y volumen disponible 50% sobre los ingresos**



#### 4.3.3.2. Análisis de los indicadores de alteración hidrológica

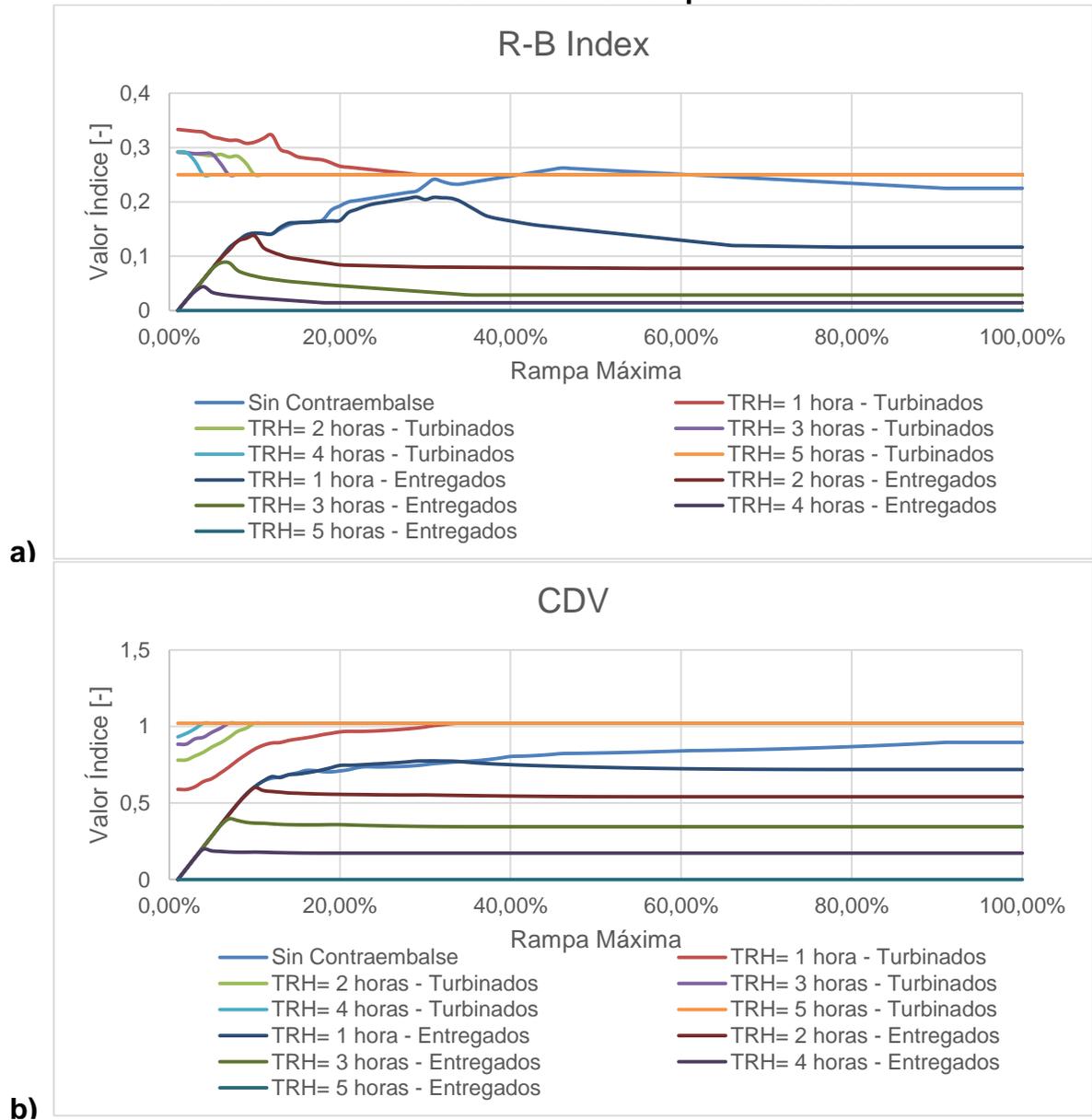
En la Figura 33 se presentan los índices de alteración hidrológica para diferentes niveles de rampas máxima, caudal mínimo 10% y un volumen disponible de 50%. Se puede apreciar que, tal como se ha señalado anteriormente, los índices CDV, R-B Index y PTF se comportan de una manera estable.

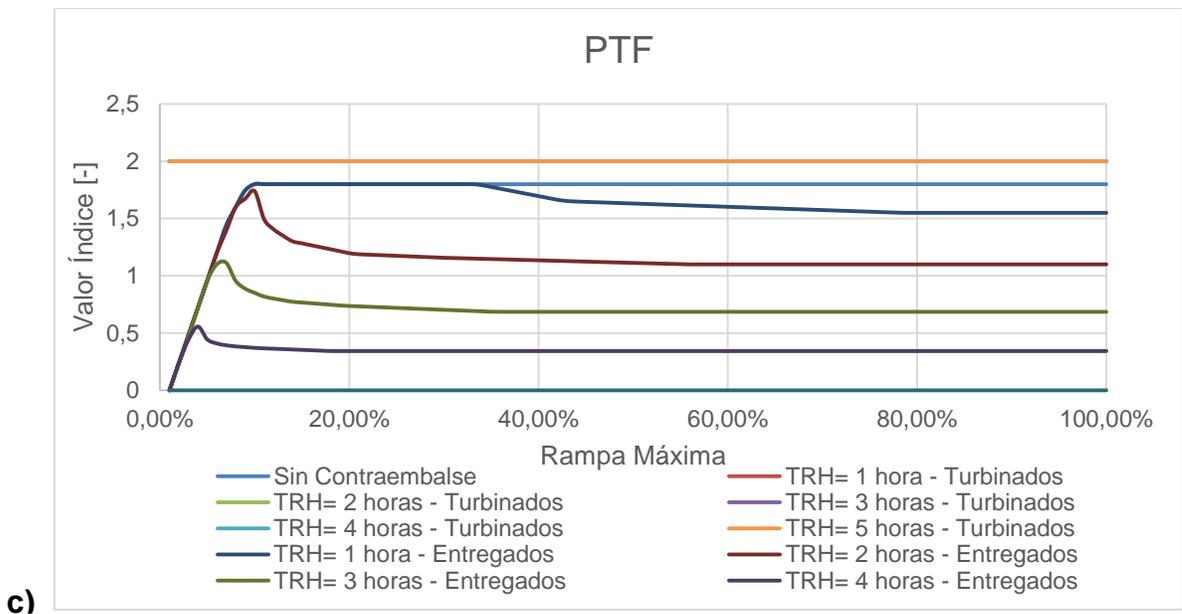
En comparación a la Figura 25 el índice CDV se ve mejorado considerablemente para el caso sin contraembalse, sin embargo la introducción de un contraembalse no genera mejorías importantes, lo que podría indicar que la restricción de caudal mínimo se vuelve inactiva al ingresar el contraembalse, o que el efecto de esta restricción es mínimo al existir un contraembalse.

El indicador R-B Index muestra una sensibilidad mayor que el índice CDV, ya que disminuye el caso sin contraembalse y también para un contraembalse de una hora de tiempo de retención hidráulica. Para capacidades de contraembalse mayores no se ve una gran mejoría del indicador versus lo analizado en la Figura 25, esto puede ser un indicador de que la restricción de caudal mínimo se encuentra inactiva.

En el caso del índice PTF tampoco se aprecian diferencias significativas con lo analizado anteriormente, eso sí la serie de caudales turbinados presenta una mejoría para el caso con contraembalse, esto se debe a que la diferencia entre el caudal mínimo turbinado y el máxima será menor, debido a la restricción de caudal mínimo.

**Figura 33: Índices de alteración hidrológica – Restricción de rampas máximas – Caudal mínimo 10% - Volumen disponible 50%**

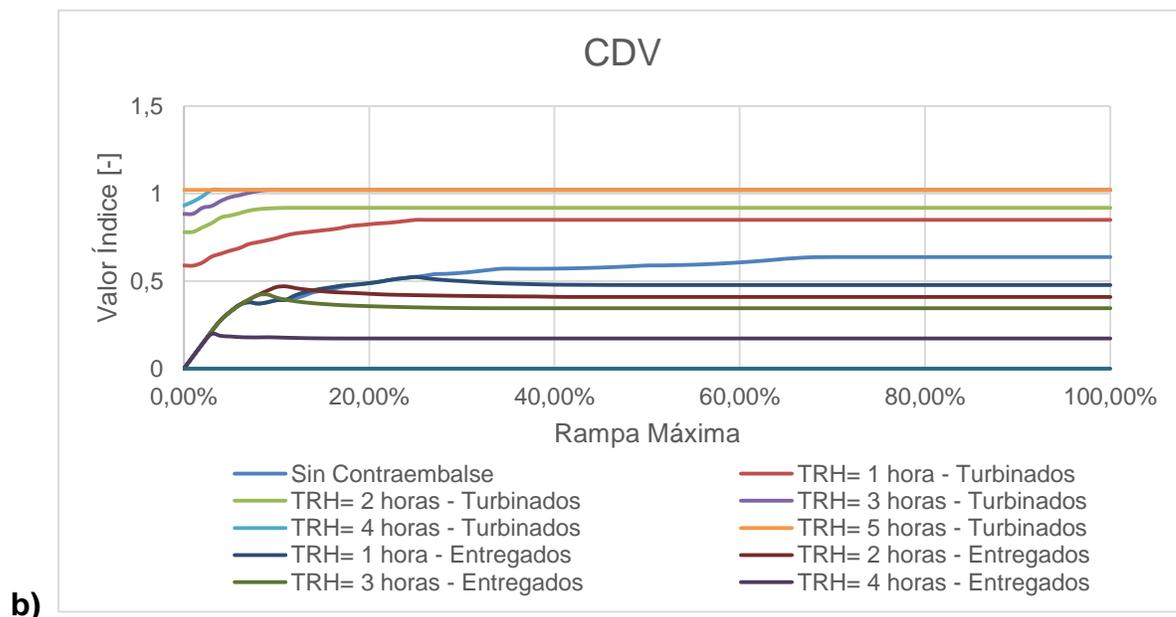
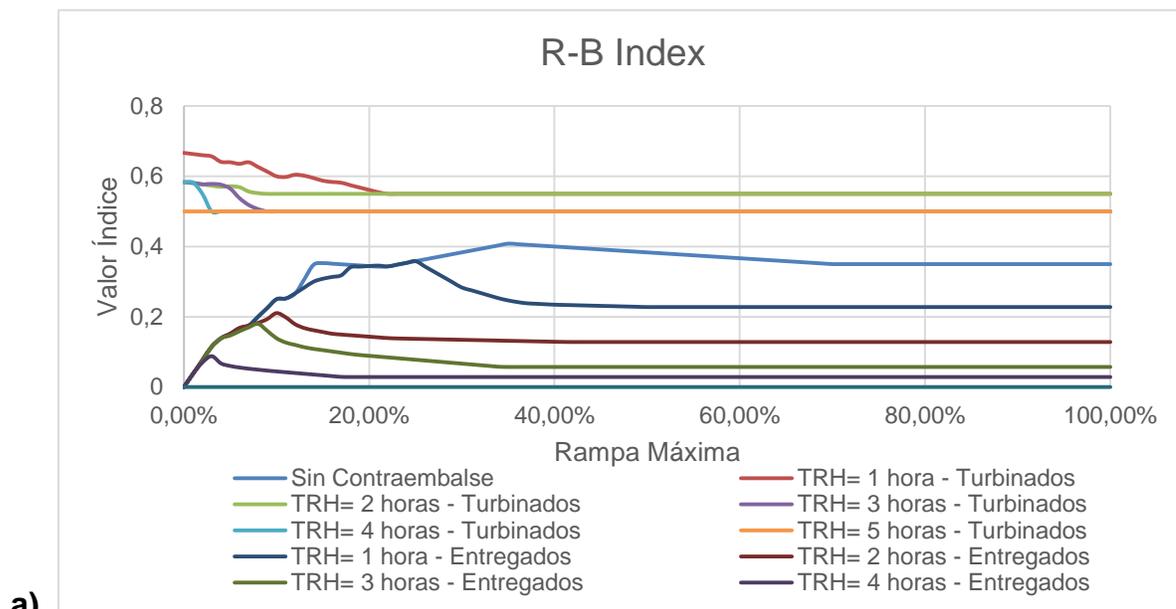


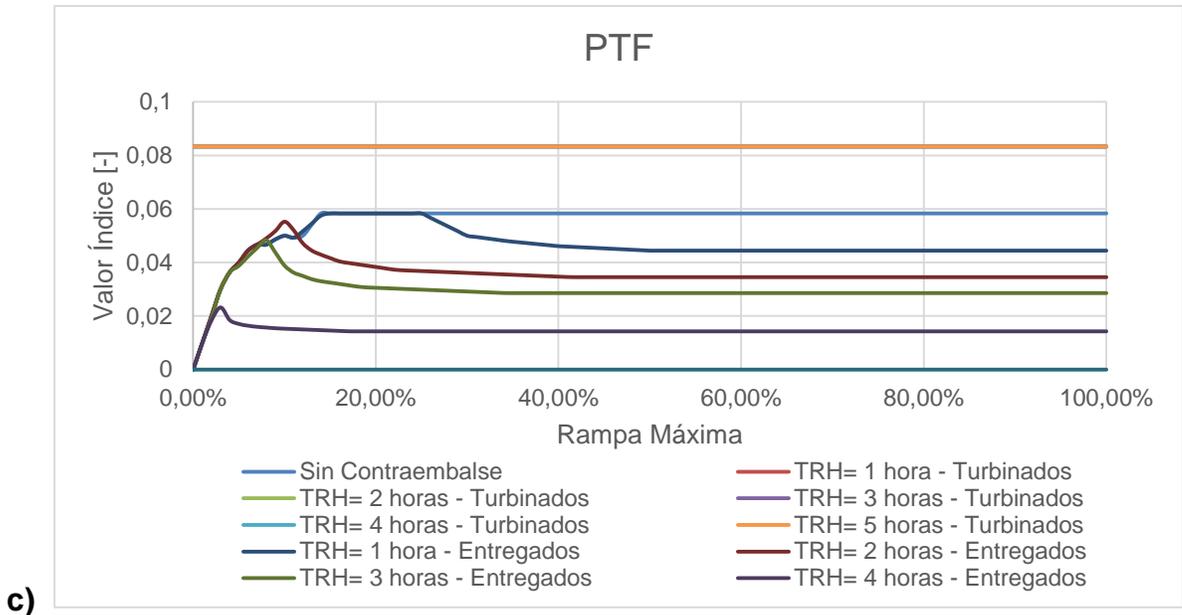


Al aumentar la restricción de caudal mínimo a un 30% (Figura 34) se puede apreciar una diferencia entre los índices y el comportamiento descrito en la figura anterior.

En el caso del índice CDV y R-B Index se aprecia una mejora considerable del índice asociado al caso sin contraembalse, al menos para rampas mayores a 5%. Así mismo, el caso de capacidades de contraembalse con tiempo de retención hidráulica de 1, 2 y 3 horas también mejoran el índice de los caudales entregados, y capacidades mayores a estos no presentan mejorías importantes versus lo expuesto en la Figura 33. El índice asociado a los caudales turbinados no presentan los mismos valores, tanto para el caso más restrictivo como para el menos, esto muestra que la restricción de caudal mínimo esta activa en el problema de optimización. El índice PTF también presenta mejoras notables en comparación al caso con un caudal mínimo de 10%.

**Figura 34: Índices de alteración hidrológica – Restricción de rampas máximas – Caudal mínimo 30% - Volumen disponible 50%**





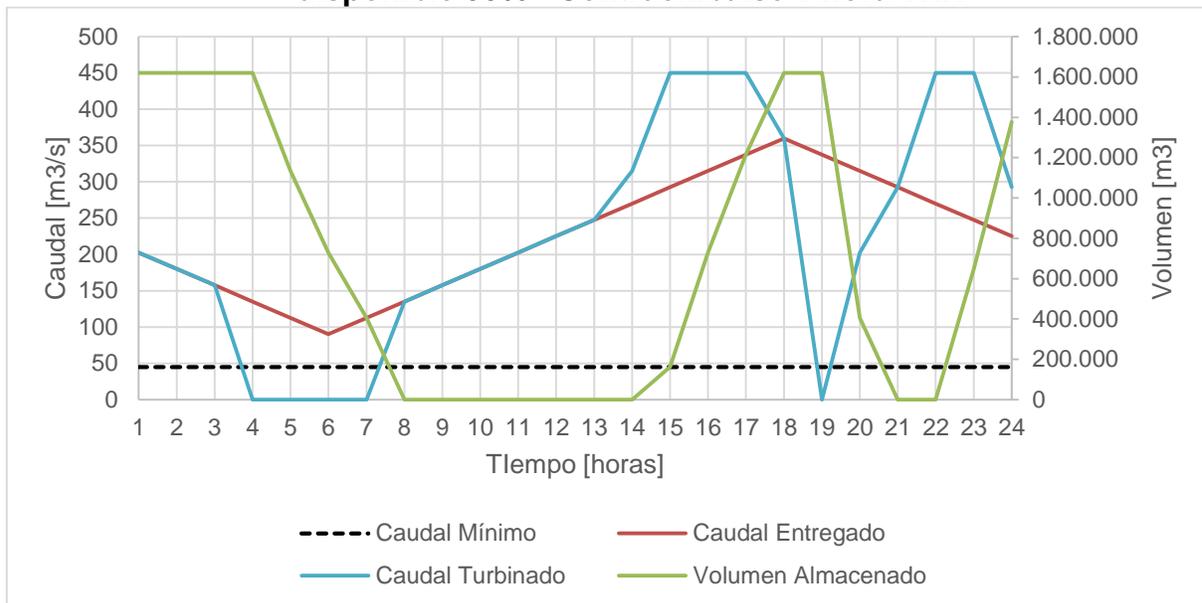
#### 4.3.3.3. Análisis de series de caudales

En la Figura 35 se presenta el escenario con un caudal mínimo de 10%, rampa máxima de 5%, volumen disponible de 50% y un contraembalse con un tiempo de retención hidráulica de 1 hora. De la serie de caudales turbinados se puede apreciar que la incorporación de un contraembalse permite a la central realizar *hydropeaking*, aunque no con la operación óptima desde el punto de vista de beneficios de la generadora.

En cuanto a los caudales entregados estos entregan una serie deseable, puesto que no existen grandes fluctuaciones horarias, además respeta las dos restricciones de operación a los que está sujeta el modelo de optimización. El caudal mínimo se alcanza en las horas en que la central no está turbinando, es decir la hora de menor precio, y el máximo caudal no ocurre en sincronización del máximo caudal turbinado, esto indica que el contraembalse retrasa el máximo caudal y cuando ocurre el segundo peak de los caudales turbinados utiliza esta cantidad de agua para llenar el contraembalse y así responder al caudal mínimo en la hora de no turbinación, y también a la restricción de máxima rampa.

En cuanto a las capacidades del contraembalse, se puede apreciar que tiene dos ciclos de vaciado y llenado, esto indica que ante situaciones más restrictivas la función del contraembalse es más intensiva. También existe un desfase entre el llenado del contraembalse y el peak de caudal turbinado, esto se debe a la incorporación de la restricción de rampa máxima

**Figura 35: Serie de caudales – Caudal mínimo 10% - Rampa máxima 5% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 hora TRH**



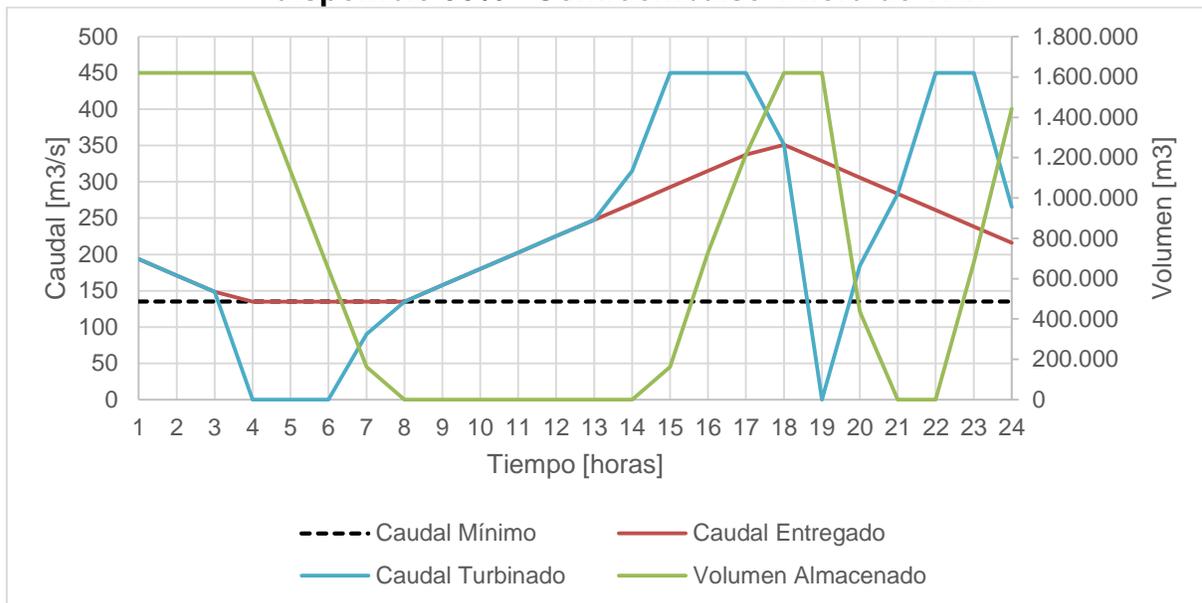
En cuanto a los índices de alteración hidrológica estos son presentados en la Tabla 5, se muestra una mejoría de los índices. Lo interesante es que estos valores son iguales a los indicadores para el mismo escenario pero sin la restricción de caudal mínimo, y la serie de caudales son iguales, por lo tanto esto indica que la restricción de caudal mínimo no esta activa.

**Tabla 5: Indicadores de alteración hidrológica – Caudal mínimo 10% - Rampa máxima 5% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 TRH**

Caso	CDV	R-B Index	PTF
Caudales turbinados	0.697	0.300	0.083
Caudales entregados	0.356	0.092	0.05

Al aumentar la restricción de caudal mínimo a un 30% (Figura 36) no se aprecia diferencias importantes a la situación ya descrita, se puede observar que la central es obligada a turbinar a las 7 horas con el objetivo de tener el caudal suficiente como para respetar el caudal mínimo en las horas de menor turbinación. Ante esto el contraembalse responde vaciándose con mayor rapidez entre la 4 y 7 horas, y disminuye está pendiente con la incorporación de la nueva hora en que la central turбина

**Figura 36: Serie de caudales – Caudal mínimo 30% - Rampa máxima 5% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 hora de TRH**



En cuanto a los indicadores de alteración hidrológica estos se presentan en la Tabla 6, estos presentan una mejoría en comparación al escenario anterior, esto indica que para este nivel de restricción de rampa máxima la restricción de caudal mínimo se activa.

**Tabla 6: Indicadores de alteración hidrológica – Caudal mínimo 30% - Rampa máxima 5% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 TRH**

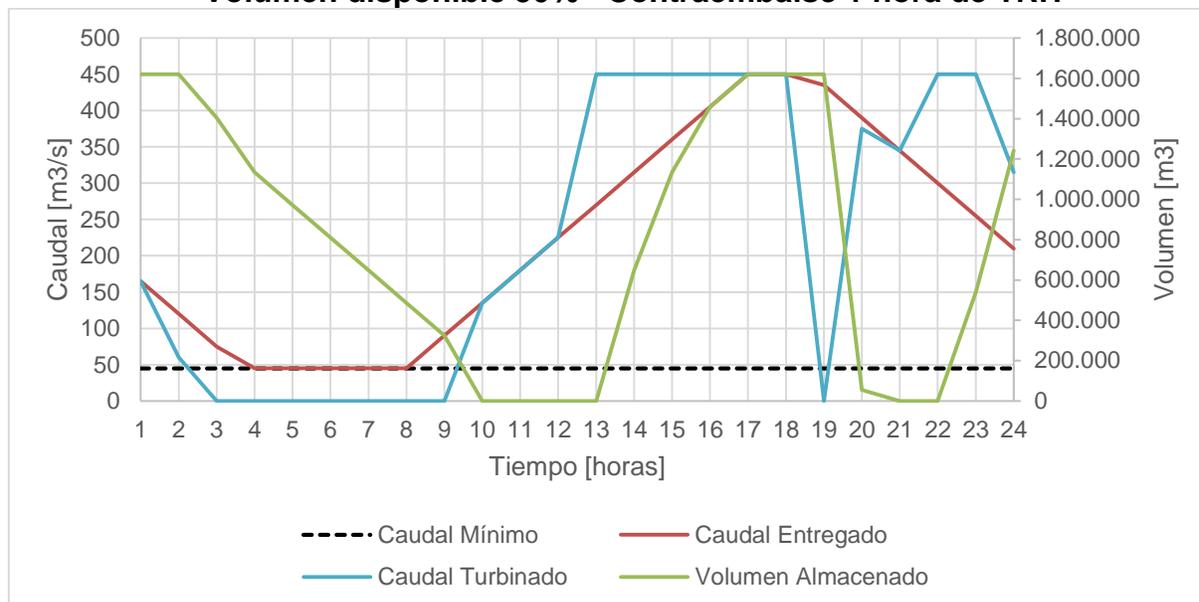
Caso	CDV	R-B Index	PTF
Caudales turbinados	0.675	0.301	0.083
Caudales entregados	0.325	0.072	0.04

En la Figura 37 se flexibiliza la restricción de rampa máxima a un 10%, un caudal mínimo de 10%, volumen disponible 50% y un contraembalse con un tiempo de retención hidráulica de 1 hora. Al flexibilizar la restricción de rampa máxima la central deja de turbinar por más horas en comparación a lo que se muestra en la Figura 35, además los caudales entregados alcanzan el máximo turbinable, cuestión que no ocurre en el caso mencionado

También se observa que las horas en que la central turbin a máxima capacidad aumenta, que concuerda con la reducción de ingresos de la empresa. Asimismo, de la serie de caudales entregados se desprende que se entrega mayor tiempo el caudal mínimo.

Finalmente se observa que la serie de volúmenes del contraembalse es similar a lo expuesto en Figura 35.

**Figura 37: Serie de caudales – Caudal mínimo 10% - Rampa máxima 10% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 hora de TRH**



En cuanto a los indicadores de alteración hidrológica estos se muestran en la Tabla 7, se obtienen índices mayores tanto para los caudales turbinados y entregados versus los casos anteriormente analizados, lo que es concordante con la relajación de las restricciones.

**Tabla 7: Indicadores de alteración hidrológica – Caudal mínimo 10% - Rampa máxima 10% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 TRH**

Caso	CDV	R-B Index	PTF
Caudales turbinados	0.877	0.294	0.083
Caudales entregados	0.643	0.133	0.075

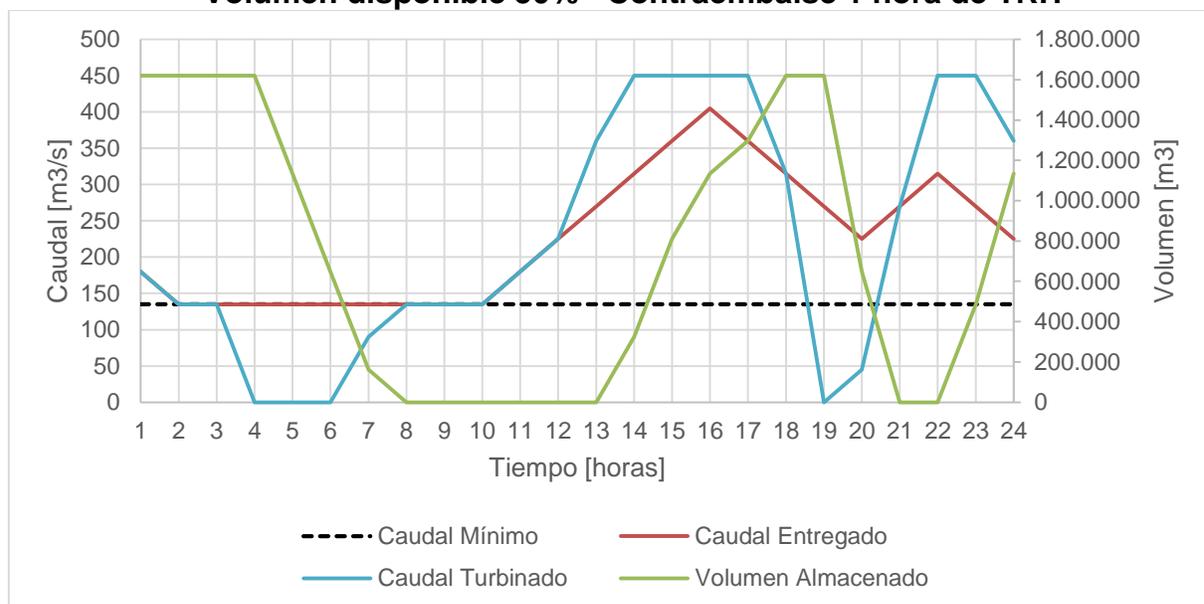
Por último, se tiene en la Figura 38 el escenario con un caudal mínimo 30%, rampa máxima 10%, volumen disponible 50% y un contraembalse de 1 hora de tiempo de retención hidráulica. Tal como ocurrió en la Figura 36 la incorporación de una restricción mayor de caudal mínimo obliga a la central a turbinar en horas en que el precio es bajo, lo que se traduce en un menor tiempo sin turbinar, esto es para compensar la necesidad de más caudal en horas de baja turbinación.

Los caudales entregados muestran peaks en horas similares a las que ocurren los máximos caudales turbinados, lo mismo ocurre con los menores caudales entregados.

También se aprecia que el contraembalse entrega durante más horas el caudal mínimo, esto se debe a que es una restricción importante dado el nivel de agua disponible.

En cuanto a la serie de volúmenes del contraembalse, esta actúa de forma similar a lo ya expuesto, no habiendo grandes diferencias en su comportamiento.

**Figura 38: Serie de caudales – Caudal mínimo 30% - Rampa máxima 10% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 hora de TRH**



En cuanto a los indicadores de alteración hidrológica se presentan en la Tabla 8, se puede apreciar que al aumentar la restricción de caudal mínimo se obtienen mejores indicadores. Así mismo, estos son mayores que los mostrados en la Tabla 6, lo que indica un buen funcionamiento de los principales indicadores de alteración hidrológica.

**Tabla 8: Indicadores de alteración hidrológica – Caudal mínimo 30% - Rampa máxima 10% - Volumen disponible 50% - Contraembalse 1 TRH**

Caso	CDV	R-B Index	PTF
Caudales turbinados	0.746	0.288	0.083
Caudales entregados	0.391	0.117	0.050

## 5. Aplicación de modelo de minimización de rampas absolutas a central Pangué

En Chile las centrales hidroeléctricas de embalse son coordinadas mediante un organismo centralizado, en el caso de la zona central de Chile es el CDEC-SIC, que utiliza un modelo de minimización de costos del sistema eléctrico. Esto plantea un desafío para la incorporación de un contraembalse al sistema eléctrico, en este sentido lo que se propone es una operación del contraembalse independiente del sistema eléctrico, para lo cual se utiliza el modelo de minimización de rampas absolutas usado en el presente trabajo de título, el cual puede funcionar independiente de la operación de la central.

Para hacer este análisis se elige la central hidroeléctrica de embalse Pangué, esta elección se realiza por la existencia de la estación fluviométrica de la DGA Río Biobío Ante Junta Pangué (Figura 39), esta estación se encuentra aguas abajo de la central y por lo tanto captura las fluctuaciones intradiarias de caudales. Esta información se utiliza como dato de entrada al modelo de minimización de rampas absolutas, ya que se hace la suposición de que es igual al caudal entregado o turbinado por la central.

**Figura 39: Ubicación estación DGA Río Biobío Ante Junta Pangué**



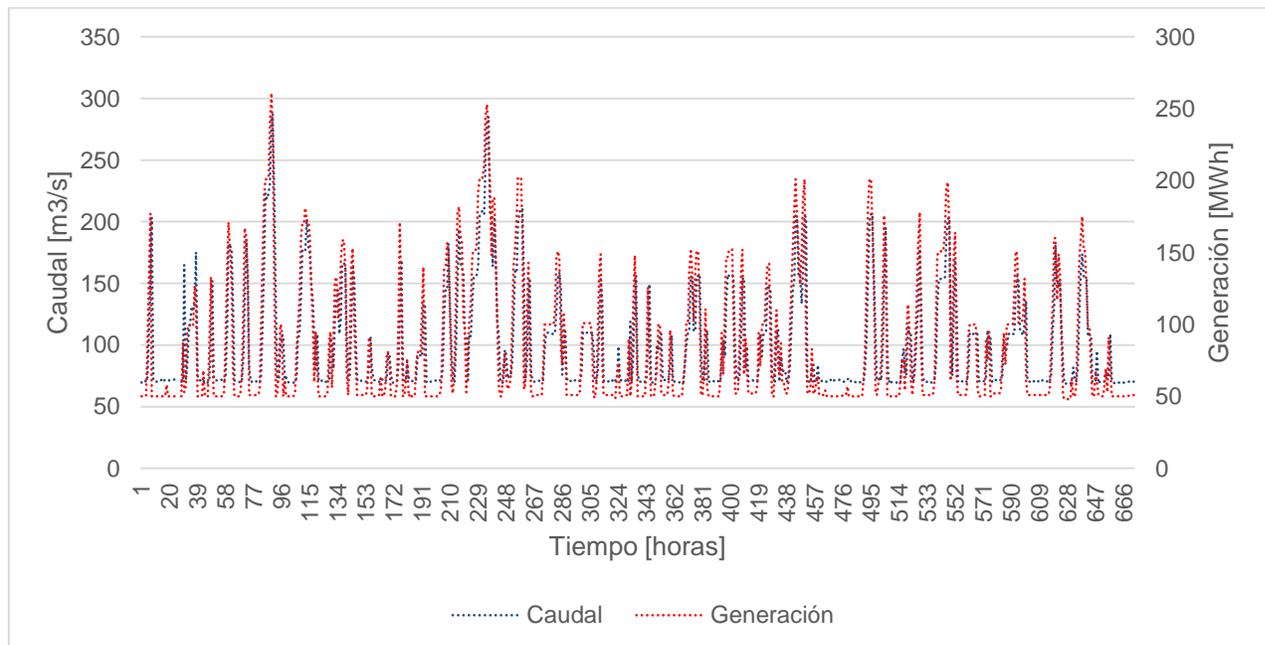
Esta metodología tiene la ventaja de no inducir una operación sub óptima al sistema eléctrico general, a la vez que mejora los indicadores de alteración hidrológica.

Para los efectos del presente análisis se modelará un mes de operación, con los datos de febrero 2015, esto es equivalente a suponer que la central tiene información perfecta

de operación durante todo el mes de febrero y se necesita encontrar la operación óptima del contraembalse para minimizar la suma de rampas absolutas.

En la Figura 40 se presentan los caudales de la estación DGA antes mencionada y la generación real de la central durante el mismo mes, febrero 2015. Se puede observar una correlación directa, por lo que el supuesto de que la estación fluviométrica captura la operación tipo *hydropeaking* es razonable.

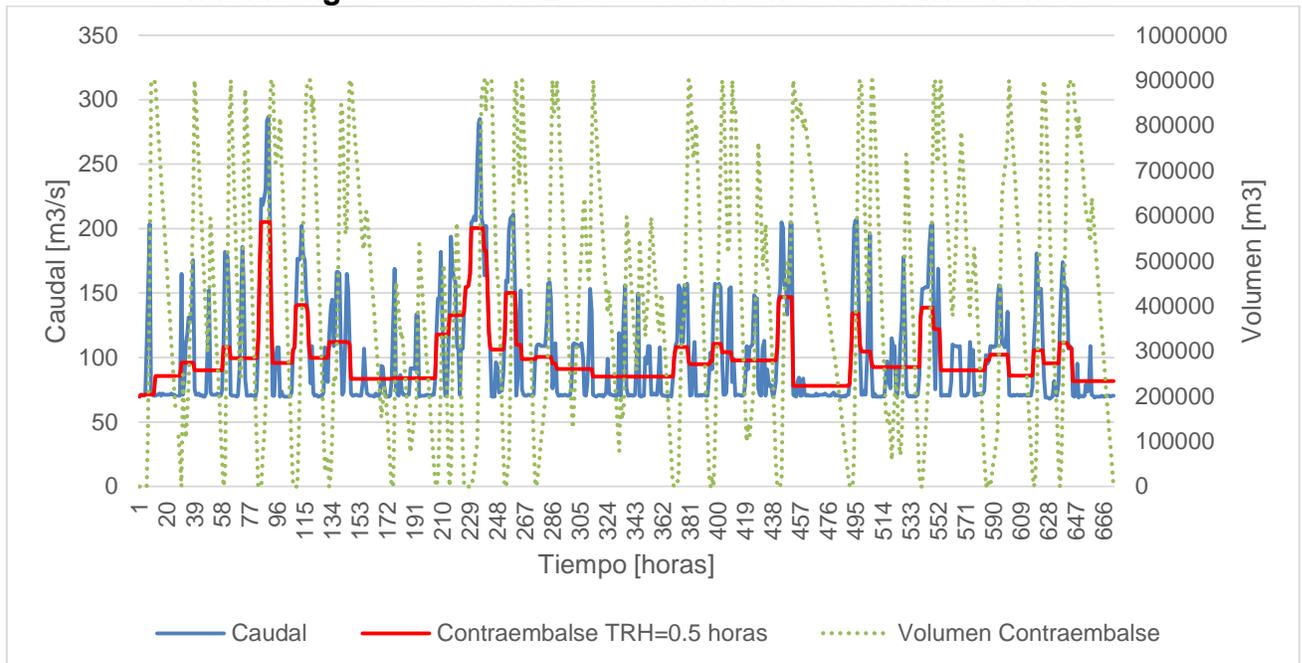
**Figura 40: Caudales estación DGA Río Biobío Ante Junta Pangué y Generación real de central Pangué, mes de febrero 2015**



Para aplicar el modelo de minimización de rampas absolutas no se consideran restricciones de rampas máximas ni caudales mínimos, esto se realiza para evitar problemas de infactibilidad en el modelo. Se investigan 2 niveles de contraembalse, los que se eligen acorde a los resultados obtenidos en el análisis de indicadores de alteración hidrológica realizado en el capítulo anterior. Cabe señalar que el caudal máximo turbinable de la central Pangué es de  $500 \text{ m}^3/\text{s}$ , y en base a este caudal se definió el tiempo de retención hidráulica.

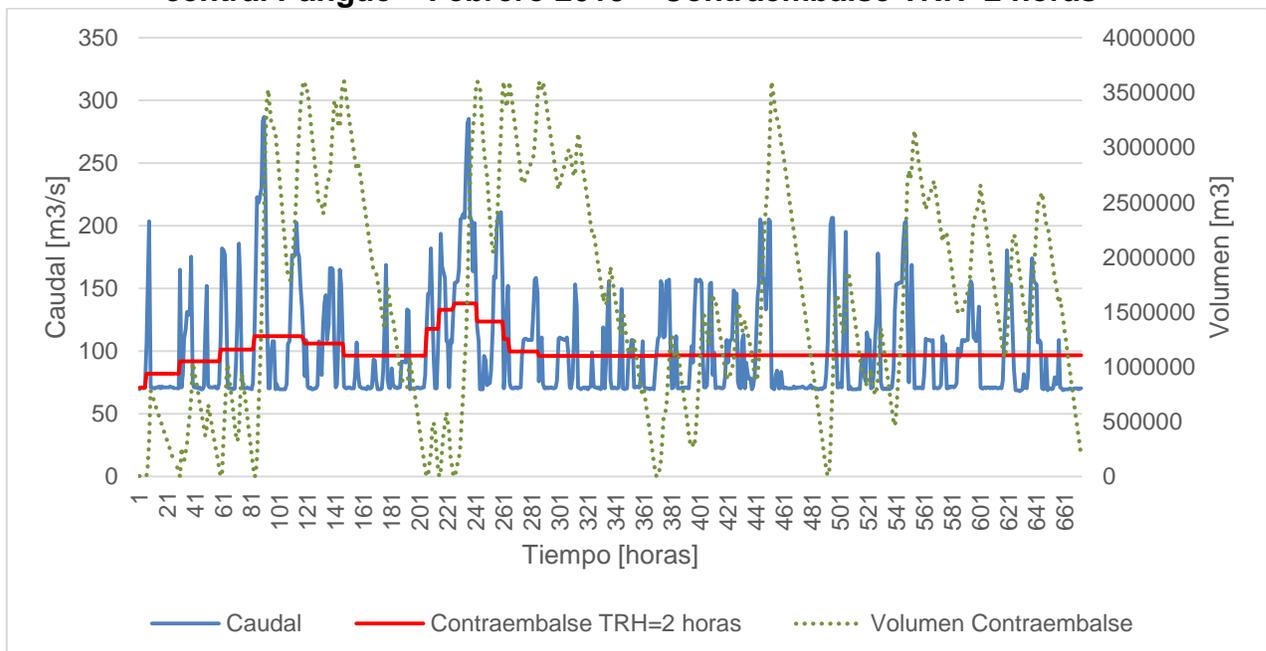
En la Figura 41 se presentan los caudales regulados por el contraembalse y el volumen del mismo, para un contraembalse con un tiempo de retención hidráulica de 30 minutos. Se puede apreciar que el contraembalse regula los peaks de máxima de turbinación, es decir la incorporación de un contraembalse de 30 minutos mitiga la operación *hydropeaking* inducida por el sistema eléctrico.

**Figura 41: Resultados modelo de minimización de rampas absolutas aplicado a central Pangué – Febrero 2015 – Contraembalse TRH=0.5 horas**



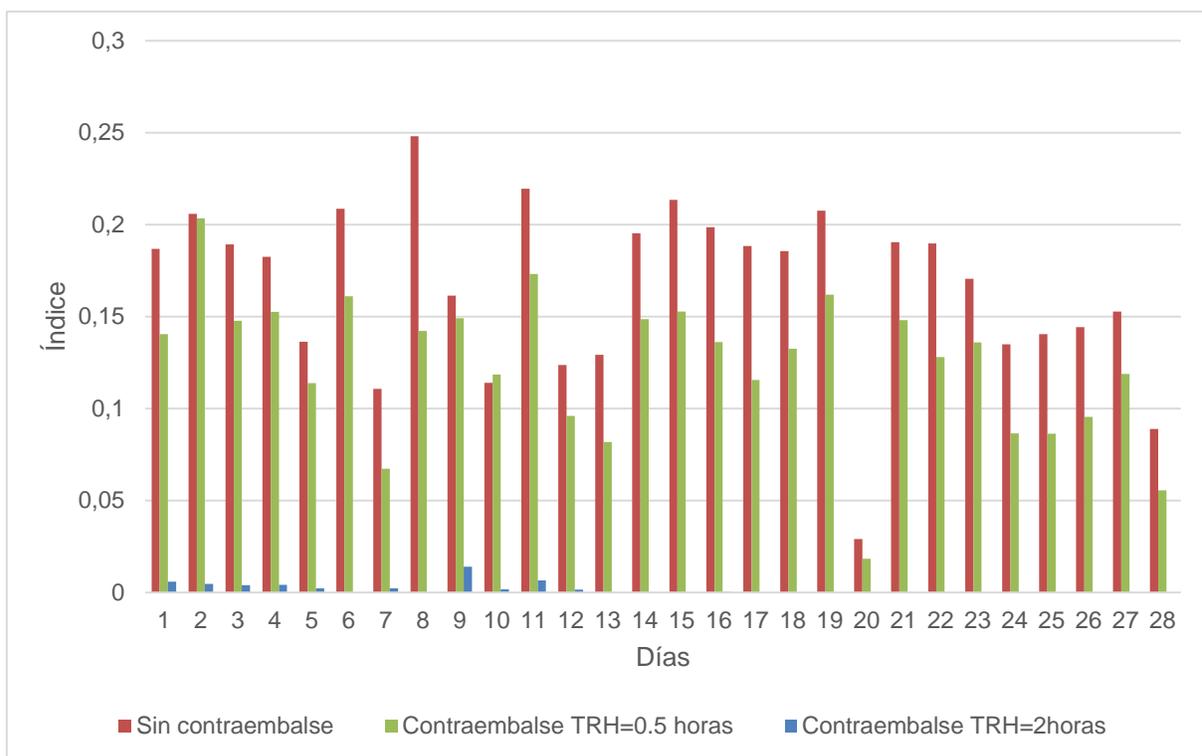
En la Figura 42 se aumenta el contraembalse hasta una capacidad de 2 horas de tiempo de retención hidráulico, se puede notar una clara atenuación de las fluctuaciones intradiarias de caudal, entregando un caudal constante una parte importante del tiempo.

**Figura 42: Resultados modelo de minimización de rampas absolutas aplicado a central Pangué – Febrero 2015 – Contraembalse TRH=2 horas**

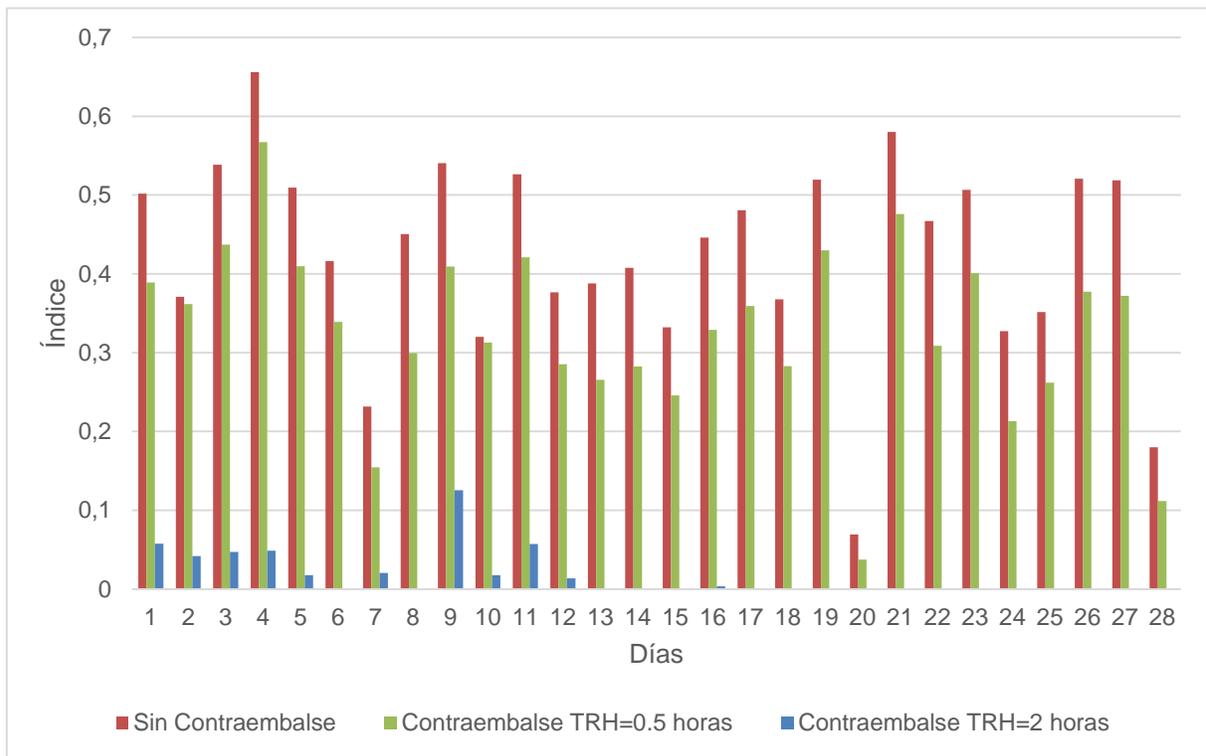


En cuanto a los índices de alteración hidrológica en la Figura 43 y Figura 44 se presentan los índices CDV y R-B Index, respectivamente, calculados para cada día. Se puede apreciar una leve mejora con contraembalse de 30 minutos de tiempo de retención hidráulica, y una clara mejora de ambos índices para una contraembalse de 2 horas de tiempo de retención hidráulica.

**Figura 43: Índice CDV de resultados modelo de minimización de rampas absolutas aplicado a central Pangué – Febrero**



**Figura 44: Índice R-B Index de resultados modelo de minimización de rampas absolutas aplicado a central Pangue – Febrero 2015**



## 6. Discusiones y conclusiones

Con el fin de mitigar los impactos ambientales producidos por una operación tipo *hydropeaking* se han analizado escenarios con diferentes restricciones operacionales y la incorporación de un contraembalse para regular los caudales turbinados. Para esto se investigó los efectos de una restricción de caudal mínimo, rampas máximas y la incorporación de diferentes volúmenes de contraembalse sobre los ingresos de la central y los indicadores de alteración hidrológica de la serie de caudales turbinados y entregados.

Para lo anterior se plantean dos modelos de optimización, uno para la central y otro para el contraembalse. La ventaja de esta metodología es que permite desacoplar la operación de la central de la operación del contraembalse, de esta manera el primer modelo solo está atado a entregar una serie de caudales turbinados que haga factible el segundo problema de optimización, y este último modelo es el que debe cumplir las restricciones operacionales.

En cuanto a los ingresos, se observa que la incorporación de restricciones de operación inducen una reducción de los beneficios percibidos por la generadora, en este sentido incluir un contraembalse permite disminuir las pérdidas inducidas. Así mismo, se pudo apreciar que un contraembalse suficientemente grande desacopla la operación de la central de la del contraembalse, de manera que independiza los caudales entregados y turbinados, disminuyendo cada vez más la reducción de ingresos al aumentar la capacidad del contraembalse.

En cuanto al indicador PTF se pudo apreciar que refleja de mejor forma la variabilidad de la serie de caudales entregados, sin embargo es insensible a cambios en los caudales turbinados, esto era esperable dado que el indicador solo toma dos puntos para su cálculo: el máximo y el mínimo caudal. Lo anterior indica que es un indicador limitado, que refleja la variabilidad de la serie de caudales pero no en todos los escenarios estudiados.

Para el caso del indicador CDV fue posible ver que se comporta de buena forma con la variabilidad de las series de caudales, esto se explica porque es una medida de cuán dispersos están los caudales. No obstante lo anterior, se apreció que este indicador es poco sensible para cambios importantes cualitativamente pero que no alteran demasiado la desviación estándar y el promedio de los caudales horarios.

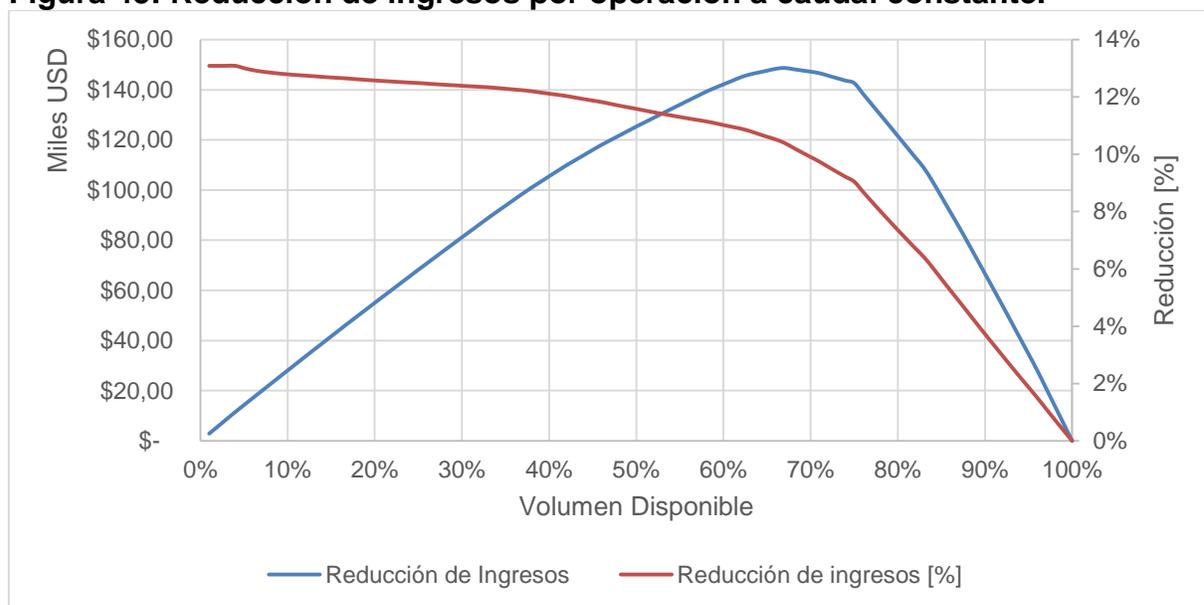
Se analizó el coeficiente R-B Index, que se pudo constatar que es el que presenta una mayor sensibilidad ante cambios en la serie de caudales, esto se explica por la forma en que está construido este índice, ya que dependen las variaciones de una hora a la hora. Lo anterior se pudo constatar en escenarios donde la restricción se hacía más

restrictiva pero entregaba peor índice, esto se producía porque una relajación en la restricción de caudal mínimo obligaba a la central a dejar de turbinar a la hora de menor precio, dentro de las horas de mayor precio, esto producía una disminución importante del caudal turbinado a esa hora, esta situación no se reflejó en los demás índices de alteración hidrológica.

Por otro lado el modelo de minimización de rampas absolutas fue aplicado a la operación real de la central Pangué, se aprecia una clara mejoría de la serie de caudales entregados al cauce y los índices de alteración hidrológica para un contraembalse de 2 horas de tiempo de retención hidráulica. Lo más destacado de este análisis es la independización que se realiza entre la operación de la central, y por ende del sistema eléctrico, y la operación del contraembalse, pudiéndose encontrar una metodología que mejora los índices de alteración hidrológica sin alterar la operación ni el modelo del sistema eléctrico.

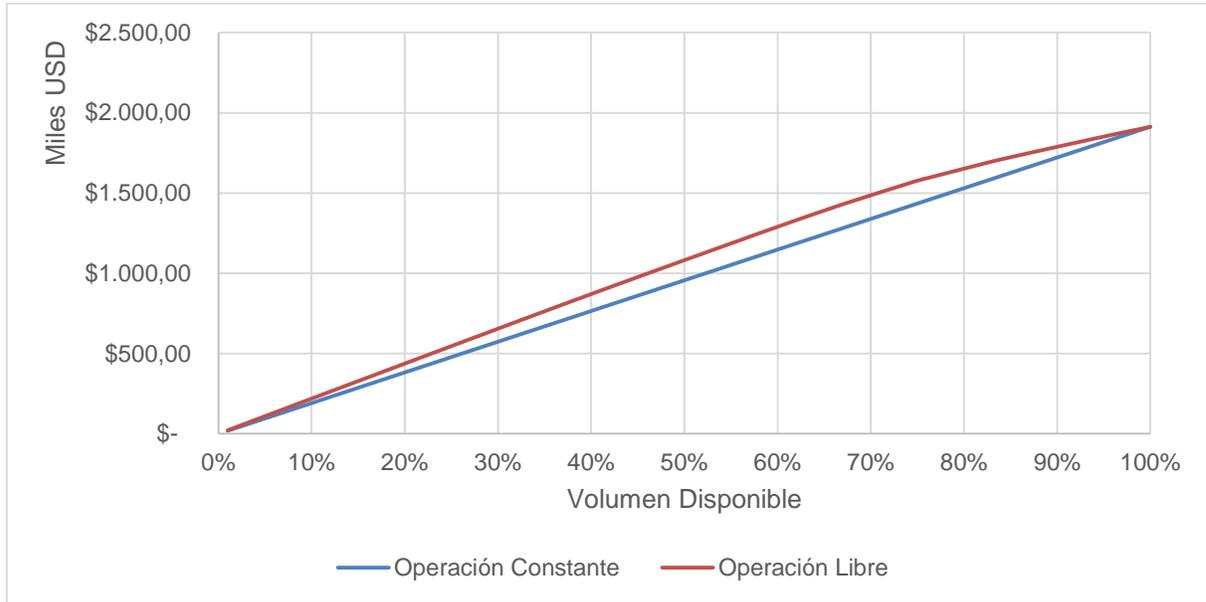
Con el objetivo de tener una visión global del trabajo realizado se presenta en la Figura 45 el comportamiento de la reducción de ingresos en función del volumen disponible para la operación más restrictiva, que es un caudal turbinado constante. Como se señaló en el presente informe para volúmenes medios se tiene una mayor variabilidad de la serie de caudales, lo que implicaba la necesidad de contraembalse de mayor volumen para tener un caudal constante.

**Figura 45: Reducción de ingresos por operación a caudal constante.**



Este comportamiento de reducción de ingresos se puede explicar con la Figura 46, en donde se aprecia que la diferencia entre la curva de ingresos para una operación libre y una operación a caudal constante es mayor para volúmenes medios altos. Se apreció que la función del contraembalse es disminuir esta diferencia entre curvas.

**Figura 46: Ingresos para el caso sin restricciones y operación a caudal constante**

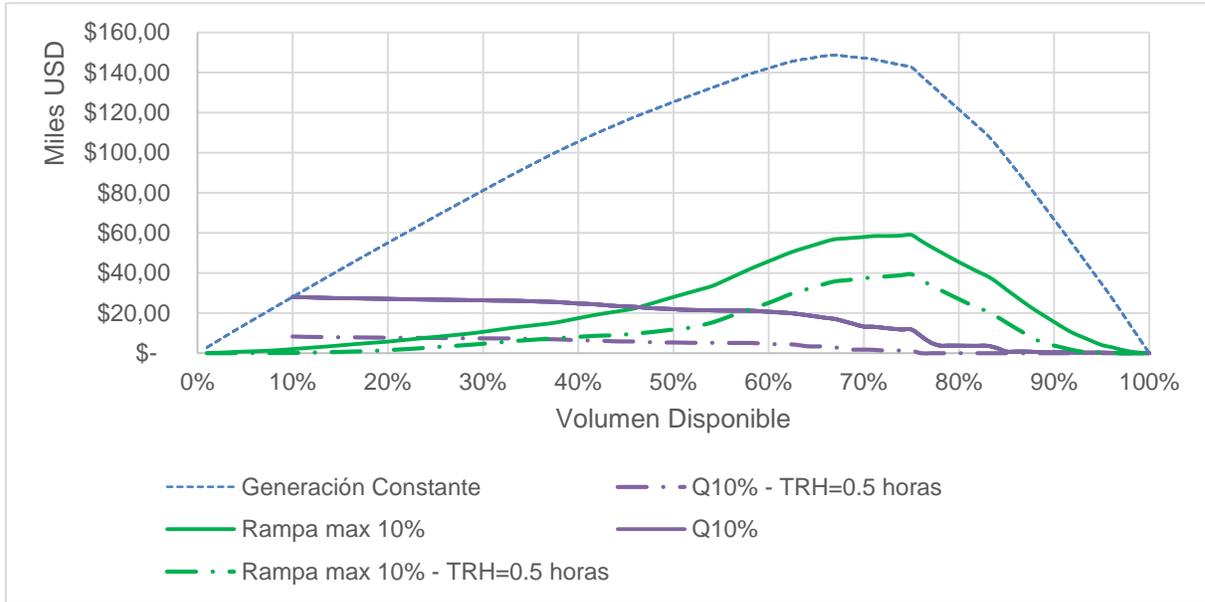


En cuanto a la comparación entre las dos restricciones estudiadas, rampa máxima y caudal mínimo, se observa en la Figura 47 se presenta las restricciones de caudal mínimo 10%, rampa máxima 10%, para el caso sin contraembalse y con un contraembalse de 30 minuto, y la situación más restrictiva (caudal constante). Se observa que para volúmenes menores a 50% el caudal mínimo induce mayores pérdidas que la rampa máxima, en contraste, para volúmenes sobre 50% la rampa máxima induce mayores pérdidas. Esto se explica porque el caudal mínimo repercute directamente sobre el agua disponible, por lo que ante una situación de escasez hídrica se tienen pérdidas importantes. Por el contrario, las rampas actúan sobre volúmenes mayores porque impide pasar de carga 0 a 100 en la central, repercutiendo en la operación tipo *hydropeaking* de la central.

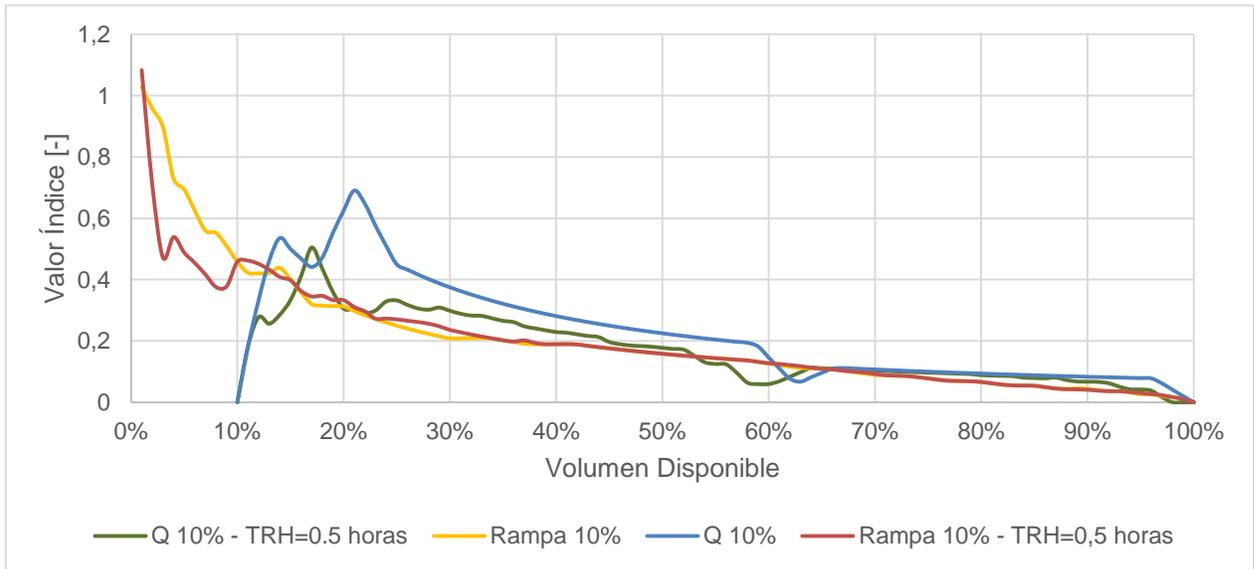
Se observa que las restricciones de caudal mínimo, en general, actúan reduciendo fuertemente los ingresos para volúmenes disponibles para turbinar bajos, en tanto que las rampas máximas producen más reducción de ingresos para volúmenes altos. Así mismo, se observa este mismo comportamiento con la incorporación de un contraembalse, aunque este fenómeno se atenúa considerablemente.

Para el análisis de los índices de alteración hidrológica se gráfica el R-B Index en la Figura 48. Se aprecia que la rampa máxima es más efectiva en reducir los indicadores, lo que se debe a que este indicador toma en cuenta las variaciones hora a hora en las series de caudales, a diferencia de la restricción de caudal mínimo.

**Figura 47: Pérdidas inducidas por restricciones: Caudal Mínimo 10% versus Rampa Máxima 10% y Operación Constante**



**Figura 48: Indicador R-B Index – Caudal mínimo 10% - Rampa máxima 10%**



En cuanto al efecto del contraembalse versus las restricciones, se observa que con restricciones altamente restrictivas el contraembalse mitiga las pérdidas inducidas y mejora los índices de alteración hidrológica, en tanto que para restricciones más relajadas su efecto no es tan notorio.

Una de las simplificaciones del presente trabajo fue separar la central generadora de un sistema interconectado con coordinación hidrotérmica, la inclusión de un contraembalse al sistema eléctrico completo es un trabajo futuro, donde se recomienda la utilización del índice R-B Index. En este sentido pueden haber dos líneas de trabajo, en primer lugar intentar incorporar un contraembalse al modelo de minimización de costos el sistema eléctrico, lo cual conlleva una gran dificultad por la dimensionalidad que presentan estos modelos, como segunda línea de trabajo es posible considerar el contraembalse independiente del sistema eléctrica e incorporarlo en un sistema central-contraembalse, donde la operación de la central venga dado por la coordinación hidrotérmica. Este último enfoque se adoptó en el capítulo 5 del presente trabajo de título, y se pudo constatar una notable mejora de los indicadores de alteración hidrológica sin modificar la operación dada por el CDEC-SIC, en este sentido queda como trabajo futuro una modificación de la función objetivo a nivel mensual con el fin de capturar la variabilidad estacional propia y saludable de cada río.

Por último, como trabajo futuro, queda el análisis de las obras civiles que conllevaría la construcción de un contraembalse y su ubicación aguas abajo de la central, puesto que en el presente trabajo de título no ha investigado las obras civiles necesarias para la incorporación de un contraembalse a una central hidroeléctrica de embalse.

## Bibliografía

Bruno, M.C., Maiolini, B., Carolli, M., Silveri, L., 2009. Impact of hydropeaking on hyporheic invertebrates in an Alpine stream (Trentino, Italy). *Ann. Limnol. Int. J. Limnol.* 45, 157e170.

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. *J. Am. Water Resour. Assoc.* 40, 503-522.

Carvalho, P.M.S., Ferreira, L.A.F.M., Krogh, B.H., Popli, N., Ilic, M.D., 2011. Wind integration in power systems: operational challenges and possible solutions. *Proc. IEEE* 99, 214e232.

Flug M. ,1997. Ecosystem Resource Considerations in Reservoir Management. *Water Resources Update*, Issue No. 108, pp. 43-55.

Haas J., Olivares M.A., Palma-Behnke R., 2015. Grid-wide subdaily hydrologic alteration under massive wind power penetration in Chile. *Journal of Environmental Management*, vol. 154, pp. 183-189.

Harpman, D. A. (1999). Assessing the short-run economic cost of environmental constraints on hydropower operations at Glen Canyon Dam. *Land Economics*, 390-401.

Hunter, M.A., 1992. Hydropower Flow Fluctuations and Salmonids: a Review of the Biological Effects, Mechanical Causes, and Options for Mitigation. International Energy Agency, 2014. *World Energy Outlook 2014*. Paris.

Jager, H. I. and B. T. Smith, 2008. Sustainable reservoir operation: Can we generate hydropower and preserve ecosystem values?. *River Research and Applications* 24(3): 340-352.

Kotchen, M. J., Moore, M. R., Lupi, F., & Rutherford, E. S. (2006). Environmental constraints on hydropower: an ex post benefit-cost analysis of dam relicensing in Michigan. *Land Economics*, 82(3), 384-403.

Lundquist, J.D., Cayan, D.R., 2002. Seasonal and spatial patterns in Diurnal cycles in streamflow in the Western United States. *J. Hydrometeorol.* 3, 591e603 doi: 10.1175/1525-7541(2002)003<0591:SASPID>2.0.CO;2.

Moog O., 1993. Quantification of Daily Peak Hydropower Effects on Aquatic Fauna and Management to Minimize Environmental Impacts. *Regulated Rivers: Research & Management*, Vol. 8 (5-14), pp. 5-14.

Niu, S., & Insley, M. (2013). On the economics of ramping rate restrictions at hydro power plants: Balancing profitability and environmental costs. *Energy Economics*, 39, 39-52.

Olivares, M. A. (2008). Optimal hydropower reservoir operation with environmental requirements (Doctoral dissertation, UNIVERSITY OF CALIFORNIA DAVIS).

Pérez-Díaz J, Wilhelmi J., 2010. Assessment of the economic impact of environmental constraints on short-term hydropower plant operation. *Energy Policy*, vol. 38, pp. 7960-7970.

Pérez-Díaz, J. I., Millan, R., Garcia, D., Guisandez, I., & Wilhelmi, J. R. (2012). Contribution of re-regulation reservoirs considering pumping capability to environmentally friendly hydropower operation. *Energy*, 48(1), 144-152.

Petts, G.E., 1985. *Impounded Rivers: Perspectives for Ecological Management*.

Poff, N.L., Allan, J.D., Bain, M.B., Karr, J.R., Prestegard, K.L., Richter, B.D., Sparks, R.E., Stromberg, J.C., 1997. The natural flow regime. *Bioscience* 47, 769e784.

Poff, N.L., Zimmerman, J.K.H., 2010. Ecological responses to altered flow regimes: a literature review to inform the science and management of environmental flows. *Freshw. Biol.* 55, 194e205.

Richter B. D., and Thomas G. A., 2007. Restoring Environmental Flows by Modifying Dam Operations. *Ecology and Society*, Vol. 12(1):12.

Richter, B. D., J. V. Baumgartner, et al., 1997. How much water does a river need?. *Freshwater Biology* 37(1): 231-249.

Richter, B., Baumgartner, J., Powell, J., Braun, D., 1996. A method for assessing hydrologic alteration within ecosystems. *Conserv. Biol.* 10, 1163e1174.

Saltveit, S.J., Halleraker, J.H., Arnekleiv, J.V., 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. *Regul. Rivers Res. Manag.* 17, 609e622.

Scheidegger, K.J., Bain, M.B., 1995. Larval fish distribution and microhabitat use in free-flowing and regulated rivers. *Copeia* 1995, 125e135.

Stanford, J., Ward, J.V., Liss, W., Frissell, C., Williams, R., Lichatowich, J., Coutant, C., 1996. A general protocol for restoration of regulated rivers. *Regul. Rivers Res. Manag.* 12, 391e413.

Tuhtan, J.A., Noack, M., Wieprecht, S., 2012. Estimating stranding risk due to hydropeaking for juvenile European grayling considering river morphology. *KSCE J. Civ. Eng.* 16, 197e206

Wootton, J.T., Parker, M.S., Power, M.E., 1996. Effects of disturbance on river food webs. *Science* 273, 1558e1561 (80- ).

Zimmerman, J.K.H., Letcher, B.H., Nislow, K.H., Lutz, K.A., Magilligan, F.J., 2010. Determining the effects of dams on subdaily variation in river flows at a wholebasin scale. *River Res. Appl.* 26, 1246e1260.