



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

**TRADEOFFS ENTRE HIDROELECTRICIDAD Y RIEGO EN UN SISTEMA
ELÉCTRICO HIDROTÉRMICO MULTI-CUENCA**

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL

PAOLA FERNANDA ROJAS GARROTE

PROFESOR GUÍA:
MARCELO OLIVARES ALVEAL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO MORENO VIEYRA
XIMENA VARGAS MESA

SANTIAGO DE CHILE
2018

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL
TÍTULO DE: Ingeniera Civil
Mención Recursos y Medio Ambiente Hídrico
POR: Paola Fernanda Rojas Garrote
FECHA: Junio 2018
PROFESOR GUÍA: Marcelo Olivares Alveal

TRADEOFFS ENTRE HIDROELECTRICIDAD Y RIEGO EN UN SISTEMA ELÉCTRICO HIDROTÉRMICO MULTI-CUENCA

En Chile la coordinación hidrotérmica interfiere con el uso de agua para riego porque se tiene un desfase en las demandas, por lo que se genera un conflicto entre los usos. La operación óptima de embalses que son utilizados para hidroelectricidad y riego ha sido estudiada, pero no en el contexto de un sistema eléctrico donde se minimizan los costos de generación térmica. De aquí nace la pregunta de qué pasaría si se incorpora el riego en la coordinación hidrotérmica y la inquietud de conocer los *tradeoffs* entre ambos usos de agua.

Se define un sistema de estudio inspirado en el Sistema Interconectado Central de Chile (SIC). A partir de este, se formula el problema de coordinación hidrotérmica de largo plazo. Sobre este modelo se incorpora el riego de dos formas: como un requerimiento de agua fijo en la temporada de riego; y cómo una función de costos por riego no satisfecho, que debe ser minimizada en la función objetivo junto con los costos de generación térmica. Esta función de costos de riego es ponderada junto a los costos de generación, convirtiendo el modelo en uno de optimización multi-objetivo.

Estos modelos se resuelven con optimización dinámica dual estocástica (SDDP por sus siglas en inglés) y tienen como resultado la función esperada de costo futuro (FCF). De las cuales se concluye que a medida que aumentan los usos de agua, el recurso hídrico es más valioso para el sistema. Estas funciones se utilizan para simular cincuenta escenarios hidrológicos, obtenidos de las series de afluentes históricos, de donde se obtiene que la operación de los embalses se ve afectada por la incorporación de riego, ya que los niveles de volumen embalsado disminuyen hasta un 10% de la capacidad, manteniendo los ciclos de llenado y vaciado. Además, a medida que aumenta la ponderación de los costos de riego en el modelo de optimización la seguridad de riego aumenta proporcionalmente. Con respecto a los costos del sistema, se concluye que según la ponderación que tome el riego en la formulación, las ganancias o pérdidas de ambos sectores toman la misma magnitud en dólares, hasta 90[MUSD]. Sin embargo, un ahorro de 90 [MUSD] es mucho más significativo para el sector de riego ya que representa un ahorro del 98%, mientras que para el sector hidrotérmico corresponde al 2%. Por lo tanto, el sector de riego se puede ver altamente beneficiado al ser incluido en la formulación de la coordinación hidrotérmica.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, por dedicar su vida en darme lo mejor. Son el pilar fundamental de mi vida. Gracias por la paciencia, el cariño, las enseñanzas, el desayunito todas las mañanas, y el apoyo incondicional. Son el ejemplo de vida que quiero seguir. Los quiero con todo el corazón.

A mi Melli, por acompañarme y ayudarme toda la vida. Al ser un año mayor siempre supiste lo que “iba a pasar” y me guiaste lo mejor que pudiste. Gracias por cada momento, por cada locura, por cada baile, por cada viaje.

Al Salvador, mi compañero hasta el fin. Gracias por quererme, aguantarme, apoyarme y darme toda la fuerza cuando más la necesité. Te lo agradezco de todo corazón.

A toda mi familia, que sé que aunque estemos lejos siempre me apoyaron y quisieron lo mejor para mí. Que desde chiquitita se han preocupado de mi educación, de que sea feliz, que esté sanita y que exista la locura en mi vida.

A los López-Gutierrez, que desde que nos conocimos se han preocupado por mí y me han entregado su cariño y apoyo.

A mis Pequeñas Enanas. Las adoro. Crecimos juntas, me han acompañado en cada etapa de la vida, son mis niñas, sin ustedes me moría en este mundo lleno de hombres.

A la Jacqui, por todo el cariño y apoyo que me entregaste, por darme tu bendición antes de las pruebas, por recordarme día a día que el mundo no es tan cuadrado como Beauchef.

A todos los amigos que hice en la universidad. Por las risas, las experiencias, los buenos momentos. Marcaron mi camino por la universidad y siempre los recordaré con mucho cariño.

A mis profesores por todo lo que me enseñaron. En especial al profesor Marcelo por el apoyo, tiempo y conocimiento.

A José Miguel, Ignacio y Eduardo, que me ayudaron con el desarrollo de este trabajo.

Y a Dios que me acompañó durante toda esta aventura.

TABLA DE CONTENIDO

CONTENIDO

CAPÍTULO 1: Introducción	7
CAPÍTULO 2: <i>Tradeoffs</i> entre Hidroelectricidad y Riego en un Sistema Hidrotérmico Multi-cuenca	13
NOMENCLATURE	15
2.1 Introduction	16
2.2 Model Description.....	18
2.2.1 Hypothetical system	18
2.2.2 Model Formulation.....	19
2.2.3 Input Data to the power system model	22
2.3 Results and analysis	25
2.3.1 Expected Future Cost Function	25
2.3.2 Reservoirs' Operation Simulation	26
2.3.3 Irrigation Reliability	29
2.3.4 Economic tradeoffs.....	30
2.4 Conclusions	32
CAPÍTULO 3: Conclusiones y comentarios.....	34
BIBLIOGRAFÍA	36
ANEXOS.....	39
ANEXO 1: Cómo afecta la capacidad de transmisión a los <i>tradeoffs</i> entre riego y electricidad.....	39

Índice de Tablas

TABLE 1. System Data.....	22
---------------------------	----

Índice de Figuras

FIG. 1. Esquema de metodología.	10
FIG. 2. Schematics of the methodology	17
FIG. 3. Hypothetical system composed by the electric system and hydraulic system.	19
FIG. 4. System's energy and water requirements.....	22
FIG. 5. Thermoelectric Generators Costs Functions	23
FIG. 6. Annual Hydrograph. Mean inflows to each reservoir compared with irrigation water requirement in the corresponding irrigation area	23
FIG. 7. Irrigation Costs. A) Monthly irrigation costs in watershed 1. B) Monthly irrigation costs in watershed 2.....	24
FIG. 8. First stage expected cost function obtained from different formulations.	25
FIG. 9. Average reservoir releases and water requirements as a percentage of turbine capacity.....	27
FIG. 10. Average reservoir storage as a percentage of total storage at the end of the stage.....	28
FIG. 11. A) Irrigation Reliability of 80%. B) Irrigation deficit as a percentage of total irrigation water requirement	30
FIG. 12. Average Generation and Irrigation Costs.....	31
FIG. 13. Tradeoff curve: Δ Generation costs vs. Δ Irrigation Costs.....	32
FIG. 14. Promedio Costos de Generación vs. Promedio Costos de Riego para distintas capacidades de transmisión	39

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

La operación óptima de embalses ha sido estudiada ampliamente en la literatura (Labadie, 2004), como parte de la gestión de los recursos hídricos. Se han estudiado diversos casos: usos de agua distintos (hidroelectricidad, agua potable, riego, recreación, etc.) (Yeh & Becker, 1982; Ko *et al.*, 1992); distintos tipos de sistema -desde sistemas con un embalse hasta tener múltiples embalses en distintas cuencas-; y con distintos supuestos sobre la estructura del modelo (lineal, no lineal, determinístico o estocástico). También con distintos objetivos de optimización, ya sea para tener un sistema más eficiente, sustentable o asegurar la supervivencia del sistema; y con diferentes escalas de tiempo (horaria, diaria, mensual, anual, etc.).

En sistemas eléctricos dominados por centrales hidroeléctricas y térmicas, la coordinación hidrotérmica de largo plazo consiste en definir qué centrales y cuánto producen en cada etapa dentro de un horizonte de tiempo. Cuando estos sistemas tienen centrales hidroeléctricas de embalse, el problema puede enfocarse en la operación óptima de embalses en el largo plazo, que está controlada por el operador independiente del sistema (ISO, en inglés), que se encarga de despachar todas las centrales eléctricas de un sistema interconectado con el objetivo de minimizar los costos de generación (Pereira & Pinto, 1991). Así, el valor del agua almacenada está asociado a menores costos futuros de generación térmica.

El sistema eléctrico chileno consiste de tres componentes: Sistema Eléctrico Nacional (SEN), Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM). Hasta noviembre del 2017 el SEN estaba separado en dos sistemas: Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). El SIC es el mayor de estos, teniendo un 75.8% de la capacidad instalada del país y abastecía cerca del 92% de la población del país, según la Comisión Nacional de Energía (CNE). Según el Coordinador Eléctrico Nacional, en el año 2017, 39% de la energía generada en el SIC provino de centrales hidroeléctricas, 22% de centrales de pasada y 17% de centrales de embalse. Además 5% de la energía fue generada en centrales eólicas, y 5% en centrales fotovoltaicas, y 51% en centrales termoeléctricas.

Las centrales hidroeléctricas de embalse juegan un rol importante dentro de los sistemas hidrotérmicos, ya que entregan flexibilidad al sistema, facilitando la integración de energías renovables de naturaleza fluctuante, como eólica o solar fotovoltaica (Hass, 2014). Según la CNE, en el SIC, 19% de la capacidad instalada corresponde a plantas hidroeléctricas de embalse, permitiendo un mayor desarrollo de energías renovables que ya alcanzan una capacidad instalada de 7% en el caso de energía eólica, y 8% en el caso de la solar. Por lo tanto se debe tener una buena gestión del recurso hídrico para continuar con la integración de nuevas tecnologías.

Por otro lado, en algunos lugares del mundo, incluyendo Chile, la coordinación hidrotérmica se ve afectada debido a que el uso de agua para generación eléctrica interfiere con el uso de agua para riego, porque se tiene un desfase estacional en las demandas (Tilmant *et al.*, 2006;

Castelletti *et al.*, 2008). Por una parte, el ISO quisiera utilizar el agua de los embalses (menor costo de generación) en la temporada de alta demanda energética (fines de invierno), y acumular agua en los embalses en la temporada de baja demanda energética. Por el contrario, la temporada de riego, cuando las demandas de agua para riego son máximas (verano), tiene lugar típicamente en los meses de baja demanda por hidroelectricidad, generando así el conflicto.

En Chile, aproximadamente el 73% de las extracciones consuntivas del agua en el país son utilizadas en la agricultura (MOP, 2013). Según el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), en el año agrícola 2016-2017, 684552 [Ha] son utilizadas en cultivos anuales entre la regiones de Coquimbo y Los Lagos. Las regiones con más área cultivada son las regiones de la Araucanía (39.2%), del Biobío (24.2%), y del Maule (14,1%). Además, según la encuesta nacional de empleo 2017, realizada por el INE, la agricultura da empleo al 10% de la fuerza laboral del país. Por lo demás, según el Banco Central de Chile, la agricultura aportó con un 3% del PIB del país el año 2015. Por lo tanto, la agricultura es de alta relevancia en el país, y debe ser tomada en cuenta al momento de realizar decisiones con respecto al uso del recurso hídrico.

Dado que la operación económica del sistema eléctrico se asocia a una minimización de costos de generación, nace la idea de incorporar de los costos de riego en dicha optimización. Así, el objetivo general de este trabajo es determinar cuáles son los *tradeoffs* entre el uso de agua para generación hidroeléctrica y el uso de agua para riego en un sistema eléctrico multicuenca. Para ello se definen los siguientes objetivos específicos:

- Caracterizar el uso de agua en riego y estimar el costo asociado al déficit de agua para este uso, obteniendo como producto las curvas de costo.
- Definir indicadores que permitan comparar el comportamiento del sistema, eléctrico y de riego, al incorporar el riego.
- Evaluar los indicadores para determinar los *tradeoffs* entre el uso de agua para generación hidroeléctrica y el uso de agua para riego. Este objetivo se logra a través de la formulación, implementación y solución del modelo.

La coordinación hidrotérmica corresponde a un problema de optimización estocástica multi-etapas, que puede ser resuelto usando varios algoritmos y estrategias. La programación dinámica estocástica (SDP, por sus siglas en inglés) (Bellman, 1957; Yakowitz, 1982) consiste en descomponer el problema por etapas, discretizar la variable de estado, creando así varios subproblemas por etapas, y resolver el problema para cada valor discreto con el objetivo de estimar el valor de la función de costo futuro esperado (FCF). El problema que se tiene con SDP es que está limitada por la maldición de la dimensionalidad (Dreyfus & Bellman, 1962), debido a que el número de subproblemas a resolver en cada etapa aumenta exponencialmente con el número de embalses en el sistema, por lo que el algoritmo no puede ser utilizado en sistemas con muchos embalses. La optimización robusta (RO por sus siglas en inglés) (Ben-Tal *et al.*, 2009; Watkins *et al.*, 1997) es una técnica utilizada para resolver problemas estocásticos, que optimiza el peor escenario al restringirlo dentro de un rango de incertidumbre. El método de restricciones de azar (Loucks & Dorfman, 1975) también se

utiliza para abordar la incertidumbre. Consiste en modificar algunas restricciones de manera que se cumplan con cierto nivel de confianza. Progressive Hedging (PH), propuesto por Rockafellar & Wets (1991), es una técnica de descomposición basada en escenarios que ha sido utilizada para resolver problemas estocásticos, multi-etapas, en sistemas grandes, en un mediano plazo, mostrando buenos resultados (Carpentier *et al.*, 2013). Consiste en el método del lagrangiano aumentado donde se relajan las restricciones de no-anticipatividad, es decir, las restricciones que aseguran que si dos escenarios son idénticos hasta cierta etapa, los valores de las variables de decisión deben ser los mismos hasta esa etapa. Entre los resultados se obtienen los valores de las variables modeladas para todos los escenarios utilizados, sin embargo no entrega ninguna herramienta que permita realizar futuras simulaciones. La programación dinámica dual estocástica (SDDP, por su siglas en inglés) fue desarrollada por Pereira (1989) y Pereira & Pinto (1991) y corresponde a una extensión de SDP ya que crea una aproximación lineal por partes de la FCF, sin tener que discretizar la variable de estado, por lo que se evitan los problemas de dimensionalidad que se tienen al utilizar SDP.

La operación óptima de embalses de riego también se ha estudiado extensamente, donde el uso agrícola del agua es el objetivo principal a optimizar (Rosegrant *et al.*, 2000; Reca *et al.*, 2001; Cai *et al.*, 2003; Schoups *et al.*, 2006). Asimismo se ha integrado el uso de agua para riego en la operación óptima de embalses que se utilizan para hidroelectricidad (Oven-Thompson *et al.*, 1982; Tilmant & Kelman, 2007; Tilmant *et al.*, 2008; Tilmant *et al.*, 2009; Tilmant & Goor, 2010; González *et al.*, 2016). Oven-Thompson *et al.* (1982) estudian los *tradeoffs* entre el uso de agua para riego y para hidroelectricidad, minimizando los costos de demanda eléctrica no satisfecha en la central hidroeléctrica del embalse High Aswan en Egipto. Introducen las demandas de agua para riego como un requerimiento fijo en las restricciones del modelo, y resuelve el modelo utilizando SDP. Concluyen que las ganancias económicas para el sector eléctrico son equivalentes a las pérdidas del sector agrícola, y además sugiere que se incorpore el riego en la función objetivo del problema en lugar de una restricción. Tilmant & Kelman (2007) analizan los *tradeoffs* y los riesgos asociados a sistemas hídricos de gran escala, en particular en el proyecto GAP ubicado en Turquía. Resuelven el problema de coordinación hidrotérmica SDDP, para poder encontrar una política de operación mensual. Introducen el riego como un requerimiento fijo en las restricciones del modelo, evaluando distintos escenarios de este valor (alto, medio y bajo). Concluyen que al introducir el riego al sistema, el sector agrícola será beneficiado, mientras que el sector eléctrico es perjudicado ya que aumenta el riesgo de no satisfacer la demanda energética. Tilmant *et al.* (2008), Tilmant *et al.* (2009) y Tilmant & Goor (2010) evalúan el valor marginal del agua del río Eufrates en Turquía y Siria, un sistema con embalses multi-propósito, introduciendo el riego en la función objetivo para optimizar el beneficio total de riego más generación hidroeléctrica, utilizando SDDP.

Los estudios mencionados que incorporan al riego, ya sea como una demanda fija o una variable de decisión, no lo han estudiado en el contexto de un sistema eléctrico con más de un nodo de demanda, multi-cuenca, donde se minimizan los costos de generación y de riego no satisfecho.

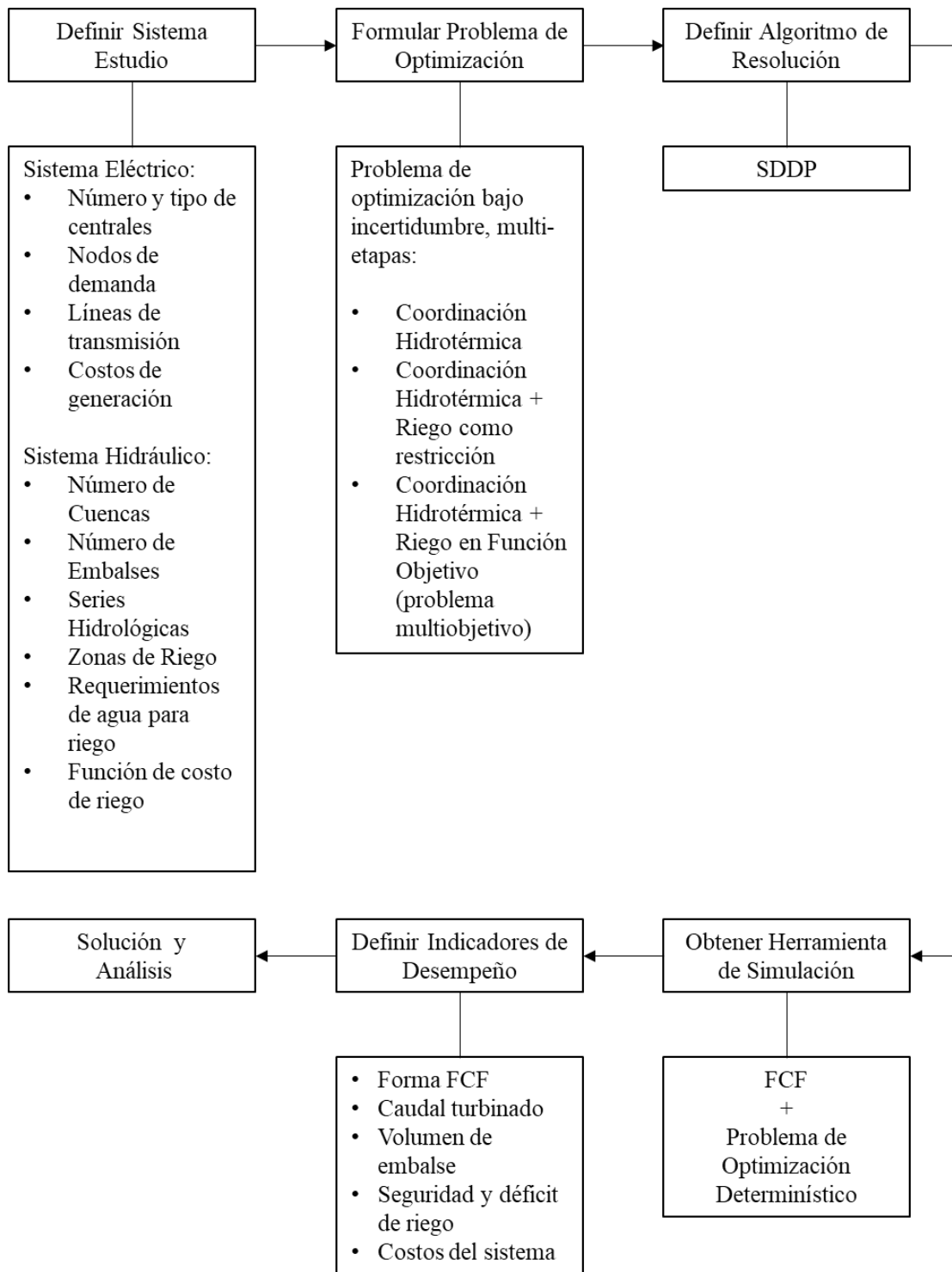


FIG. 1. Esquema de metodología.

Para poder definir cuáles son los *tradeoffs* entre el uso de agua para generación hidroeléctrica y el uso de agua para riego se sigue la metodología expuesta en la FiguraFIG. 1. Primero se define el sistema de estudio, el cual incluye todos los datos de entrada utilizados. Este se separa en sistema eléctrico y en el sistema hidráulico. El sistema eléctrico se define por el

número de centrales, tanto hidroeléctricas como térmicas, sus nodos de demanda, y líneas de transmisión. Para cada central se define su capacidad de generación. En el caso de las centrales termoeléctricas se debe definir su costo de generación. En cada nodo de demanda se establece una demanda eléctrica mensual y para las líneas de transmisión se fija su capacidad. El sistema hidráulico viene dado por el número de cuencas en el sistema. En cada cuenca además se define el número de embalses, su hidrología y las zonas de riego. Asociado al riego se debe definir también la función de costos por riego no satisfecho. Ambos sistemas se conectan entre sí por los embalses asociados a las centrales hidroeléctricas, que definen el comportamiento de cada sistema, y por las líneas de transmisión que conectan los sistemas eléctricos en cada cuenca. El sistema de estudio utilizado corresponde a un sistema hipotético inspirado parcialmente en el SIC, particularmente en las cuencas de Maule y Laja donde se sabe que existen conflictos entre la hidroelectricidad y riego. No se utilizó el sistema completo para minimizar las variables que definan el sistema y así poder tener un mejor entendimiento de los *tradeoffs* entre usos.

El sistema hipotético definido se compone de dos nodos de demanda unidos por una línea de transmisión (figura 3). Asociado a cada nodo de demanda existe una central hidroeléctrica de embalse y una central térmica. Para definir los costos de generación térmica, en lugar de utilizar varias centrales, se decidió utilizar una sola central con un generador equivalente, donde se agrupan las capacidades y costos de varias centrales térmicas, formando así una curva escalonada a la cual se le ajusta una curva de costos cuadrática. Además, el sistema hidráulico está compuesto de dos cuencas. En cada cuenca existe un embalse, y una zona de riego aguas abajo del embalse, con el supuesto de que el agua para riego utilizada corresponde solamente al agua entregada por el embalse correspondiente. Las funciones de costo de riego mensuales se obtienen modificando la funciones de beneficio de riego utilizadas en González *et al.*, 2016. Los requerimientos de riego corresponden a la cantidad de agua necesaria tal que la función de costo de riego sea nula.

Una vez definido el sistema, se formula el problema de optimización de coordinación hidrotérmica de largo plazo. Sobre este modelo se incorpora el riego de dos maneras: como un requerimiento de agua fijo en la temporada de riego, el cual se incluye como restricción en el modelo; y como una función de costos por riego no satisfecho, que debe ser minimizada en la función objetivo junto con los costos de generación térmica. Esta función de costos de riego es ponderada junto a los costos de generación, convirtiendo el modelo en uno multi-objetivo. Esto permite tener un mejor entendimiento del problema al incorporar el riego, debido a que se puede variar esta ponderación según la importancia que se le quiera dar a cada uso. Estudios anteriores que consideran funciones de beneficio de riego en la función objetivo utilizan la misma ponderación para ambos usos (Tilmant *et al.* 2008; Tilmant *et al.*, 2009; Goor *et al.*, 2010; Tilmant & Goor, 2010), por lo que no se tiene un enfoque multi-objetivo y por lo tanto no se genera un conjunto de soluciones no inferiores sino una sola solución.

Luego se debe definir el algoritmo de resolución al problema formulado. Entre los algoritmos mencionados anteriormente, se decide utilizar SDDP (Pereira & Pinto, 1991) debido a que ha tenido resultados exitosos en la operación de sistemas multi-embalses, debido a que no

tiene problemas de dimensionalidad, y tiene como resultado las FCF que pueden ser utilizadas para futuras simulaciones del sistema, con diferentes escenarios. Además, es la herramienta que se utiliza para la coordinación hidrotérmica en Chile. El algoritmo de SDDP consiste en resolver el problema por etapas y escenarios, empezando desde la última etapa T , guardando la información correspondiente al dual de la ecuación de estado del sistema. Con estos valores, se construye la aproximación lineal por partes de la FCF, la cual se utiliza para resolver el problema de la etapa previa, $T - 1$, continuando el algoritmo hasta que se resuelve el problema de primera etapa. En cada iteración, un número n de cortes (restricciones) se agregan por etapa, donde n corresponde al número de escenarios muestreados para cada iteración hacia adelante. La iteración se lleva a cabo hasta que el algoritmo converge.

Entonces, al resolver cada uno de los modelos formulados se tiene como resultado las FCF, las cuales pueden ser integradas como dato de entrada a los problemas de optimización formulados, creando así una herramienta de simulación determinística, donde se simulan diversos escenarios hidrológicos, particularmente las series históricas, por lo que es posible obtener resultados de operación para distintos casos.

Conjuntamente, se deben definir los indicadores de desempeño que serán comparados. El primer indicador corresponde a las FCF ya que representan el costo esperado de la operación del sistema en función del volumen del embalse. Las pendientes de estas funciones, que corresponden a los duales de la ecuación de estado, indican el valor marginal del agua en el sistema, por lo que es posible comparar la valoración del agua para cada formulación. También son de interés los caudales turbinados y volúmenes de embalse para determinar cambios en la operación del sistema. Se definen además los indicadores de seguridad de riego y déficit de riego, para tener un indicador explícito de las mejoras en confiabilidad del riego al ser incorporado en la formulación. Además se estudian los costos de sistema para validar los resultados obtenidos de la operación, y para tener una comparación de las pérdidas y beneficios que tiene cada sector.

Finalmente se realizan las simulaciones y se comparan y analizan los resultados obtenidos de cada una de las formulaciones planteadas.

El producto principal de esta tesis es un borrador de un artículo que será enviado a una revista científica y se incluye en el Capítulo 2. En el Capítulo 3 se presentan las conclusiones y trabajo futuro. Como producto adicional se presenta en anexos parte del trabajo futuro en el que se modifica unas de las variables del sistema estudiado.

CAPÍTULO 2:

TRADEOFFS ENTRE HIDROELECTRICIDAD Y RIEGO EN UN SISTEMA HIDROTÉRMICO MULTI-CUENCA

En preparación

Autores:

Paola Rojas, Marcelo Olivares

Palabras Clave:

Coordinación Hidrotérmica, Optimización Multi-objetivo, Hidroelectricidad, Riego, Embalses Multi-propósito, Gestión de Recursos Hídricos, Optimización Hidro-económica, Programación Dinámica Estocástica Dual

RESUMEN:

Los *tradeoffs* entre hidroelectricidad y riego en un sistema hidrotérmico multi-cuenca se estudian debido al desfase estacional que existe entre los requerimientos de agua: se tienen altas demandas de energía en invierno y altos requerimientos de agua para riego en verano. Para abordar este problema se resuelve la coordinación hidrotérmica de largo plazo considerando el riego en las cuencas del sistema. Se implementan tres modelos de optimización, que incorporan el riego de distintas maneras para poder comparar los resultados. El primer modelo, considerado el modelo base, no incluye el riego y consiste solamente en la minimización de costos de generación térmica; el segundo modelo incorpora el riego como un requerimiento de agua en las restricciones del problema; el último modelo es uno de optimización multi-objetivo donde los costos de generación y los costos de riego no satisfecho en las cuencas se minimizan en la función objetivo. El problema se resuelve utilizando programación dinámica dual estocástica (SDDP por sus siglas en inglés) para poder incluir la incertidumbre de los afluentes a los embalses del sistema. El modelo se aplica en un sistema eléctrico de dos barras, con dos centrales térmicas y dos centrales hidroeléctricas de embalse, ubicadas en cuencas independientes en las que se desarrolla la agricultura. Los resultados de las simulaciones muestran que la operación de los embalses es la esperada según la ponderación de las funciones de costo en la función objetivo del modelo. En conclusión, los costos de riego se pueden reducir un 98% al incluir el riego en el modelo, sin afectar de manera considerable los costos de generación, que aumentan solamente un 2%.

Tradeoffs between hydropower and irrigation within a multi-basin hydrothermal power system

In preparation

Authors:

Paola Rojas, Marcelo Olivares

Key Words:

Hydrothermal Coordination, Multi-objective, Hydropower, Irrigation, Multipurpose Reservoirs, Water resources management, Hydroeconomic Optimization, Stochastic Dual Dynamic Programming

ABSTRACT

Tradeoffs between hydropower and irrigation within a multi-basin hydrothermal system are studied in light of the seasonal mismatch of water requirements: highest energy demand occurs in winter and highest irrigation water demands in summer. To approach the problem, the long-term operation of a hydrothermal system is solved considering irrigation in the system's watersheds. Among the different ways of incorporating irrigation in the system, three optimization models were implemented to compare results. The first model, considered as the base model, does not consider irrigation, only the minimization of thermoelectric generation costs; the second one incorporates irrigation's water requirement in the model as a constraint; the last one is a multi-objective optimization model in which cost of energy generation and costs of unsatisfied irrigation in the watersheds are minimized in the objective function. The problem is solved using stochastic dual dynamic programming (SDDP) in order to include the uncertainty of the inflows to the reservoirs in the system. The model is applied in a 2-bus power system, which has two thermal power plants and two hydroelectric power plants, located in independent watersheds in which irrigation is developed. Results from simulation shows that reservoir operation is as expected according to the weight of the costs function in the objective function of the model. In conclusion, irrigation costs can be reduced by 98% if they are included in the model, without affecting considerably generation costs that only increase in 2%.

NOMENCLATURE

Subscripts

t	stages
s	scenario
g	generation plant, associated reservoir, associated irrigation area
b	bus
l	line

Variables

$S_{g,t}^s$	storage for reservoir g , at the beginning of stage t , for scenario s
$r_{g,t}^s$	water releases of reservoir g , in stage t , for scenario s
$G_{g,t}^s$	generation of plant g , in stage t , for scenario s
$y_{g,t}^s$	water withdrawn for irrigation from reservoir g , in stage t , for scenario s
$P_{l,t}^s$	energy flow in line l , in stage t , for scenario s
$DG_{b,t}^s$	energy deficit in bus b , in stage t , for scenario s
$DI_{g,t}^s$	water deficit for irrigation in for irrigation area g , in stage t , for scenario s

Functions

$f_t^s(\cdot)$	immediate operating costs in stage t for the scenario s
\overline{F}_{t+1}	piece-wise approximation of the expected future cost function
$C_g(\cdot)$	generation cost function of plant g
$CI_{g,t}(\cdot)$	irrigation cost function for irrigation area g , in stage t

Parameters

α	weight of the generation cost function in the objective function $\in [0,1]$
θ	penalization of energy deficit
θ_{ir}	penalization of water deficit for irrigation
$q_{g,t}^s$	inflow to reservoir g , in stage t , for scenario s
$D_{b,t}$	energy demand in bus b , in stage t , for scenario s
τ_t	seconds in stage t
η_g	production coefficient of plat g
$\underline{G}_g, \overline{G}_g$	minimum and maximum generation of power plant g
$\underline{S}_g, \overline{S}_g$	minimum and maximum storage in reservoir g
$\underline{r}_g, \overline{r}_g$	minimum and maximum water releases in reservoir's g power plant
\overline{P}_l	maximum transmission capacity of the line l
$IR_{g,t}$	irrigation water requirement for irrigation area g , in stage t
γ_{t+1}	gradient of the piece-wise approximation of the expected future cost function
ε_{t+1}	coefficient of the piece-wise approximation of the expected future cost function

2.1 INTRODUCTION

Different water uses can conflict with each other at several time scales (hours, days, months, seasons, years). In particular, water demands for irrigation and hydropower production can exhibit a seasonal mismatch. In Chile's main grid, for example, power demands are highest in winter and irrigation demands peak during summer. This conflict must be considered when operating a reservoir aimed at those two purposes. A power grid operator, who is in charge of dispatching all the power plants of the system, satisfying energy demands, commonly prescribes the operations of hydropower reservoirs (Kirschen & Strbac, 2004). Hydropower reservoirs play an important role as part of hydrothermal power systems, i.e. those composed by thermal generators (natural gas, petroleum, diesel, etc.) and hydroelectric power plants (reservoir or run-of-river), as they provide flexibility to the system allowing the integration of variable renewable energies such as solar PV or wind (Hass, 2014). By including hydropower reservoirs, the coordination of the system becomes more complex because reservoirs are able to move energy from one season to another by storing water. The optimal operation of reservoirs, as a part of a water resources system, has been extensively studied in the literature, showing that dynamic programming (DP) is one of the most popular techniques for solving the optimization problem (e.g. Labadie, 2004; Goor *et al.*, 2011; Tilmant *et al.*, 2007; Tilmant *et al.*, 2008; Tilmant *et al.*, 2009; Tilmant & Goor, 2010). In most versions, this technique requires discretizing the system state variable, and solving the optimization problem for each of these values. Unfortunately, DP suffers from the well-known curse of dimensionality (Bellman, 1957), as the number of reservoirs increases, the dimensionality of the problem increases exponentially, limiting the algorithm to systems with few reservoirs.

One technique that allows overcoming the dimensionality limitations in multi-reservoir systems under hydrologic uncertainty is stochastic dual dynamic programming (SDDP), first proposed by Pereira (1989), Pereira & Pinto (1985) and Pereira & Pinto (1991). It is an extension of stochastic dynamic programming (SDP) as it creates a piece-wise approximation of the expected future cost function (FCF), avoiding the discretization of the state variable and dimensionality problems that occur using SDP. Recently, Tilmant & Kelman (2007) used SDDP to solve the optimal operation of a system of 11 reservoirs in the Southeastern Anatolia Development project (GAP) in Turkey, while Goor *et al.* (2010) solved a system of 16 reservoirs in the Nile River Basin.

A hydrothermal power system can be considered as a multi-reservoir system having other decisions besides reservoir releases. In multi-purpose reservoirs systems, irrigation is commonly incorporated into the problem as a fixed water requirement (e.g. Labadie, 2004; Tilmant & Kelman, 2007; Owen-Thompson, 1982). When releases for irrigation are optimized to maximize agricultural benefits, the concept of dynamic allocation (see for instance Tilmant *et al.*, 2009) is used. Under this scheme, and adopting a Pareto optimality approach, benefits for different uses can be treated as different objectives. Previous studies with dynamic allocation have adopted a single-objective approach represented by the aggregated benefit over all water uses (e.g. Goor *et al.*, 2010; Tilmant *et al.*, 2008; Tilmant *et al.*, 2009; Tilmant & Goor, 2010; González *et al.*, 2016). Additionally, these uses are not considered as a part of a hydrothermal power system, hence decisions are made by a

reservoir-system operator, who maximizes the generation and irrigation benefits, instead of a power system operator that minimizes the operating costs of satisfying energy demand.

In this study, the tradeoffs between hydropower and irrigation in a two-reservoir system are explored using different representations of the irrigation water use in an optimization model, which minimizes the operating costs of a hydrothermal system run by an independent system operator (ISO). The pure electric model consists in a stochastic multistage optimization in which electric generation costs are minimized, satisfying an energy demand, respecting the system’s technical limitations, in a time horizon T . In this model, irrigation is not considered as a part of the formulation. The static allocation model adds a constraint to the pure electric model, in which it is required that the reservoir’s releases satisfy the irrigation requirements of the corresponding stage. Finally, in the multi-objective model, irrigation is considered within the objective function in which the costs of electricity generation and irrigation costs, represented as the costs of unmet irrigation requirements, take different weights. This last approach turn irrigation releases into a dynamical decision variable. A set of optimal solutions is then found by combining the two objectives following the weighting method for multi-objective optimization (Deb *et al.*, 2016). A hydrothermal system is a set of power stations, including several technologies, which is dominated by thermoelectric and hydroelectric power stations, connected to a power grid. This network is composed of buses (energy balance nodes) and transmission lines (links). Each power station is associated with a bus to which it provides energy. In addition, buses can correspond to demand nodes of the power system.

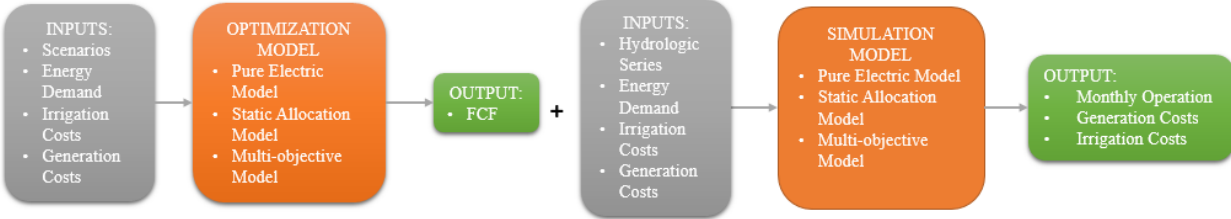


FIG. 2. Schematics of the methodology

As a first step, we defined a hypothetical system, which includes the configuration of the hydraulic system and the topology of the power system. Once the system is defined an optimization-simulation methodology is followed (FigureFIG. 2). The long-term operation of a hydrothermal system, represented by the models described previously, is solved separately using SDDP. The objective of creating these models is finding the FCF, which depends on the state of the system. These functions are used as an implicit optimal long-term operating policy for the hydrothermal system with multi-purpose reservoirs, since they allow making decisions about the system’s operation taking into account the influence they will have in the future. Different scenarios are considered to overcome inflows’ uncertainty, which are constructed from historical information, turning the problem stochastic in order to have a better representation of the function sought. Another input is the energy demand in

each bus. Quadratic cost functions for unmet irrigation are obtained for each basin in the system using an agroeconomic model (Medellín-Azuara, 2006; Medellín-Azuara *et al.*, 2010), with these functions the irrigation water requirement used in the static allocation model is obtained as the water required, so as there is no irrigation cost. The last input data required by the model are the thermal energy generation cost function, obtained as an approximation of the energy costs in the Chilean's Central Interconnected System (SIC). Afterwards, operations under inflows scenarios are then obtained by re-optimization, to compare the performance of the alternative formulations and to represent the tradeoffs between hydropower and irrigation. Since the FCFs are incorporated into the optimization model, the problem can be solved without the need of an algorithm. Using as input data different hydrologic series, considered now deterministic, and the same data for energy demand, irrigation costs and generation costs, simulation is carried over for each hydrologic series. System's monthly operation and costs are obtained from the simulations. Reservoirs operation results are summarized through indicators such as irrigation reliability and total irrigation deficit. These results are then contrasted with the system's costs results, to evaluate how the irrigation integration affects the electric generation. This is done by creating a tradeoff curve with generation and irrigation costs.

The remainder of the paper is structured as follows. Section 2 describes the hypothetical system developed for this study, in addition to the models' equations, variables and constraints. Section 3 presents the results and analysis of the simulations. Finally, conclusions are presented in section 4.

2.2 MODEL DESCRIPTION

2.2.1 Hypothetical system

The hypothetical hydrothermal system in study (Figure 3) is inspired in part of the Chilean's Central Interconnected System (SIC). The system has 2 buses, 4 power stations, 2 demand nodes and a transmission line that connects both buses. Each bus has a demand node, and receives power from one thermoelectric plant and one hydropower reservoir plant. The thermal power plant connected to each node represents a set of plants through an equivalent cost function.

The hydropower reservoir plants are located in two independent basins. Associated to each reservoir are a hydroelectric power station and an irrigation zone, which consume water, delivered only by its corresponding reservoir, without considering external inflow to the area.

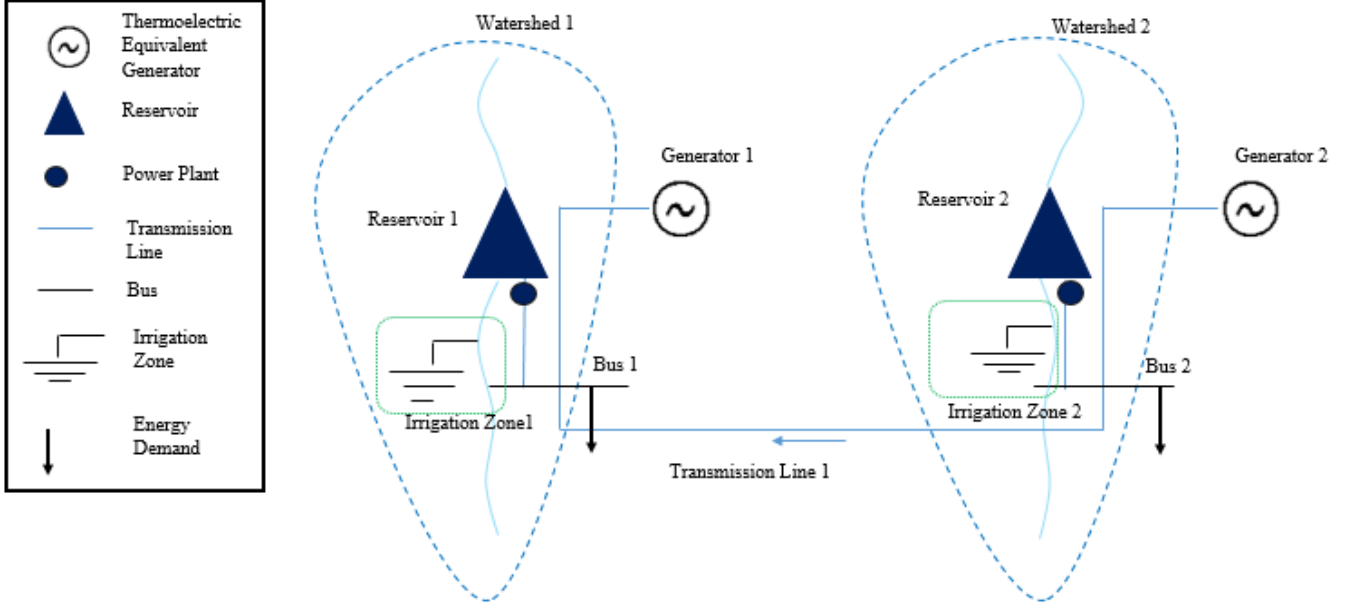


FIG. 3. Hypothetical system composed by the electric system and hydraulic system.

2.2.2 Model Formulation

The long-term hydrothermal coordination problem consists in determining the energy dispatches G_t that minimize the expected value of the operating costs z , in a time horizon T , satisfying an energy demand D_t , considering reservoirs' inflows uncertainty q_t . Considering that the state of the system can be represented by the reservoirs' storage S_t at the beginning of the stage t , and that the generated energy is prescribed by the turbined flows r_t , the objective function of the problem can be formulated as follows

$$\min z = \mathbb{E}_q[\sum_{t=1}^T \beta^{t-1} f_t(S_t, r_t, q_t) + v(S_{T+1})] \quad (1)$$

Where v corresponds to the operating cost at the end of the time horizon, $\mathbb{E}[\cdot]$ to the expected value operator, β to a discount factor, $f_t(S_t, r_t, q_t)$ to the immediate operation cost given a water release r_t .

The optimization problem in equation (1) is solved using SDDP, where the multi-stage problem is decomposed in a series of one-stage problems. At each stage the sum of the present cost f_t and the expected future cost represented by the expected future cost function $F_{t+1}(S_{t+1})$ are minimized for every stage t .

$$F_t(S_t) = \min \mathbb{E}_q[f_t(S_t, r_t, q_t) + \beta F_{t+1}(S_{t+1})] \quad (2)$$

Assuming that inflows' uncertainty can be discretized in M scenarios s , where each scenario s has an occurrence probability of p_s , the recursive problem (2) can be written as follows (Kelman *et al.*, 1990)

$$F_t(S_t) = \sum_{s=1}^M p_s \min f_t^s(S_t^s, r_t^s, q_t^s) + \beta \overline{F_{t+1}} \quad (3)$$

Where $f_t^s(S_t^s, r_t^s, q_t^s)$ corresponds to the immediate operating costs in stage t for the scenario s and is a function of storage S_t^s , the water releases r_t^s , and the inflow q_t^s in the corresponding stage and scenario. The expected future cost function $F_{t+1}(S_{t+1})$ is represented as a piecewise approximation $\overline{F_{t+1}}$, by adding linear constraints (4) obtained from the SDDP algorithm described in Pereira & Pinto (1991), where γ corresponds to the equation's gradient and ε to its coefficient.

$$\overline{F_{t+1}} - \gamma_{t+1} S_{t+1}^s \geq \varepsilon_{t+1} \quad (4)$$

According to the problem's formulation, the present cost function described in equation (3) is represented by equation (5) in the case of the pure electric model, by equation (6) in the case of the static allocation model, and by equation (7) in the multi-objective model, for each stage t and scenario.

$$f_t^s(S_t^s, r_t^s, q_t^s) = \sum_g (C_g(G_{g,t}^s)) + \sum_b DG_{b,t}^s \theta \quad (5)$$

$$f_t^s(S_t^s, r_t^s, q_t^s) = \sum_g (C_g(G_{g,t}^s) + \theta_{ir} DI_{g,t}^s) + \sum_b DG_{b,t}^s \theta \quad (6)$$

$$f_t^s(S_t^s, r_t^s, q_t^s) = \sum_g (\alpha C_g(G_{g,t}^s) + (1 - \alpha) CI_{g,t}(y_{g,t}^s)) + \sum_b DG_{b,t}^s \theta \quad (7)$$

Where $C_g(\cdot)$ corresponds to the generation cost function of plant g as a function of its generation $G_{g,t}^s$, θ to the penalization of energy deficit $DG_{b,t}^s$ in bus b , θ_{ir} to the penalization of water deficit for irrigation $DI_{g,t}^s$, $CI_{g,t}(\cdot)$ to the irrigation cost function as a function of water withdrawn for irrigation $y_{g,t}^s$ associated with the hydropower reservoir plant g , and α to the weight of the generation costs function reflecting the importance of the objective when solving the problem.

Constraints common to all three alternative model formulations are presented in equations (8) - (17).

$$\sum_{g \in b_g} G_{g,t}^s + \sum_{l \in b^+} P_{l,t}^s = D_{b,t} - DG_{b,t}^s + \sum_{l \in b_-} P_{l,t}^s \quad \forall b \quad (8)$$

$$S_{g,t+1}^s - \widehat{S}_{g,t} = \tau_t [q_{g,t}^s - r_{g,t}^s] \quad \forall g \quad (9)$$

$$r_{g,t}^s = \frac{G_{g,t}^s}{\eta_g} \quad \forall g \quad (10)$$

$$y_{g,t}^s \leq r_{g,t}^s \quad \forall g \quad (11)$$

$$y_{g,t}^s \geq 0 \quad \forall g \quad (12)$$

$$\underline{G}_g \leq G_{g,t}^s \leq \overline{G}_g \quad (13)$$

$$\underline{S}_g \leq S_{g,t+1}^s \leq \overline{S}_g \quad \forall g \quad (14)$$

$$\underline{r}_g \leq r_{g,t}^s \leq \overline{r}_g \quad \forall g \quad (15)$$

$$-\overline{P}_l \leq P_{l,t}^s \leq \overline{P}_l \quad \forall l \quad (16)$$

$$DG_{b,t}^s \geq 0 \quad \forall b \quad (17)$$

Constraint (8) represents the energy balance in each bus b , in which energy demand $D_{b,t}$ is required. $P_{l,t}^s$ corresponds to the energy flow in line l , $G_{g,t}^s$ to the energy generated in power plant g , and $DG_{b,t}$ to energy deficit that could exist due to systems' limitations. It should be noticed that only energy generated by power plants connected to the corresponding bus and energy flowing through the lines connected to the bus are considered.

Constraint (9) represents the systems' state equation in which the storage at the end of each stage $S_{g,t+1}^s$ of reservoir g is calculated, according to the reservoir releases $r_{g,t}^s$, given a storage $\widehat{S}_{g,t}$ at the beginning of the stage and an inflow $q_{g,t}^s$.

Constraint (10) linearly relates the turbinated water releases $r_{g,t}^s$ of power plant g with the produced energy $G_{g,t}^s$, where η_g is the production coefficient of plat g in $\left[\frac{MWh}{m^3}\right]$. This is under the assumption that hydroelectricity generation is dominated by turbinated water releases and not by storage.

Constraint (11) limits the withdrawn water for irrigation $y_{g,t}^s$ according to the releases of the corresponding reservoir $r_{g,t}^s$. This reflects that water used for irrigation is only given by reservoirs water releases. The benefits associated with other sources of irrigation water are not included in the model. This restriction is omitted in the pure electric model, since the variable of withdrawn water for irrigation is not used, although irrigation costs are calculated externally.

The remaining restrictions (12)– (17) correspond to technical constraints, where \underline{G}_g and \overline{G}_g are the minimum and maximum generation of power plant g respectively, \underline{S}_g and \overline{S}_g are the minimum and maximum storage in reservoir g respectively, \underline{r}_g and \overline{r}_g are the minimum and maximum water releases in reservoir's g power plant respectively, \overline{P}_l is the maximum transmission capacity of the line l .

Additionally, constraints (18) and (19) are included in the static allocation model. Constraint (18) indicates that water withdrawn for irrigation $y_{g,t}^s$ must satisfy the irrigation requirement $IR_{g,t}$ of the corresponding basin. Water deficit for irrigation $DI_{g,t}^s$ is included in the restriction to ensure feasibility of the problem.

$$y_{g,t}^s + DI_{g,t}^s \geq IR_{g,t} \quad \forall g \quad (18)$$

$$DI_{g,t}^s \geq 0 \quad \forall g \quad (19)$$

The SDDP algorithm is implemented in Python using solver Gurobi.

2.2.3 Input Data to the power system model

Information on the system's components which define physical constraints is presented in Table 1. Energy demands in each bus and irrigation requirements of each basin are shown in Figure 4. The mismatch between peak demands of both water uses is clear. Energy demands are highest in winter (southern hemisphere), while irrigation requirements peak during summer. It can be noticed that energy demands can be fully satisfied with the thermoelectric generators in each bus. The cost function of thermoelectric generation (Figure 5) is quadratic for both generators and very similar with each other within the first 1500[MWh], then thermoelectric generation becomes more expensive in generator 2. This may suggest that to satisfy energy demands in bus 2, it is preferred to use hydropower, or energy produced from generator 1 transmitted by line 1.

TABLE 1. System Data

Generator	Bus	Capacity [HMC]	Max. Generation [MW]	Irrigation
Reservoir 1	Bus 1	750	1500	Yes
Reservoir 2	Bus 2	2500	1200	Yes

Generator	Bus	Max. Generation [MW]
Equivalent Thermoelectric 1	Bus 1	5200
Equivalent Thermoelectric 2	Bus 2	3000

Transmission Line	Capacity [MW]	Start	End
Line 1	2050	Bus 2	Bus 1

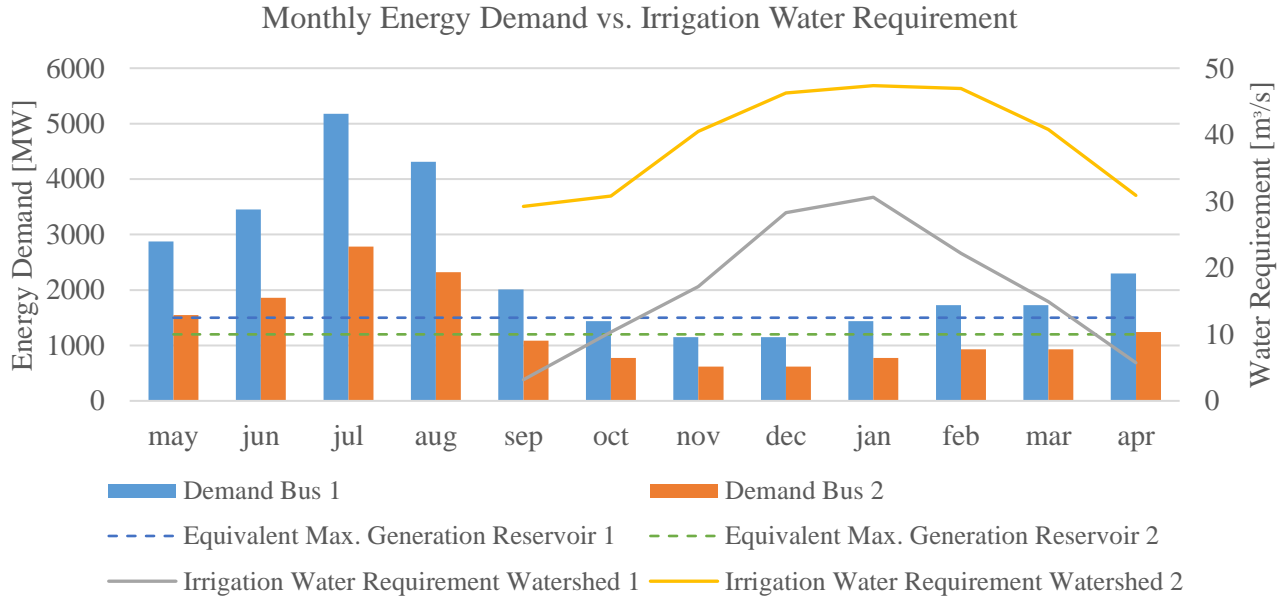


FIG. 4. System's energy and water requirements.

Generation Cost Function

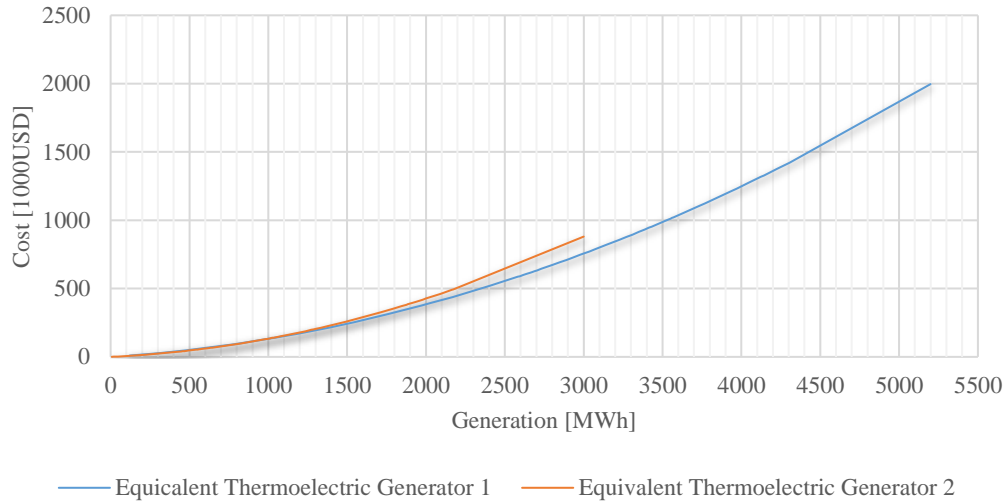


FIG. 5. Thermoelectric Generators Costs Functions

MEAN INFLOWS VS. IRRIGATION WATER REQUIREMENT

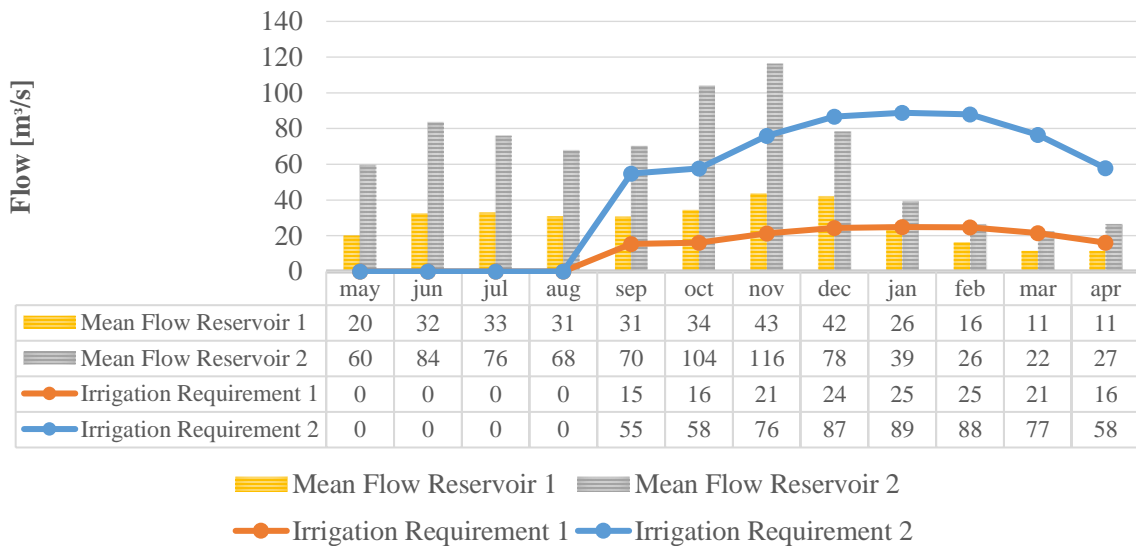


FIG. 6. Annual Hydrograph. Mean inflows to each reservoir compared with irrigation water requirement in the corresponding irrigation area

Figure 6 shows the mean inflows to each reservoir compared with the corresponding irrigation water requirement. It follows from the annual hydrograph that both watersheds have a nivo-pluvial regime. It can be noticed that with the natural inflows irrigation water requirements cannot be satisfied in any watershed, nevertheless, with the proper management of the reservoirs, on average water requirements can be satisfied. This hydrograph was constructed with the mean inflows of 50 years of historical data, which were used to create

24 month long series. The optimization model used 10 series that represented the whole range of probabilities, while the simulation model used the 50 series.

Figures 7.A. and 7.B. show the monthly irrigation costs as a function of releases in watershed 1 and 2, respectively. These functions were obtained following the methodology proposed by Medellín-Azuara *et al.* (2010), which uses positive mathematical programming (PMP) (Howitt, 1995) to solve the agricultural production planning, and constructs a water demand curve for irrigation. This curve is then integrated to create the irrigation cost function for the whole season. Finally, the function is disaggregated by monthly requirements. Irrigation costs are different for each month and watershed. Between May and August irrigation costs are zero because in the winter (southern hemisphere) there is no water requirement. The water requirement in watershed 2 is bigger than in watershed 1, nevertheless the irrigation costs are higher for unmet requirements in watershed 1. Thus, as the maximum marginal costs are bigger in watershed 1, irrigation water requirements would potentially be prioritized in this watershed when irrigation costs matter the most. However, the hydropower reservoir in watershed 1 is connected to bus 1, where energy demands are larger, so depending on the model that is optimized different results will be expected. In results expectations, it must also be considered that water releases from reservoir 2 could be used to satisfy energy demands in buses 2 and 1, through the transmission line, and irrigation in watershed 2.

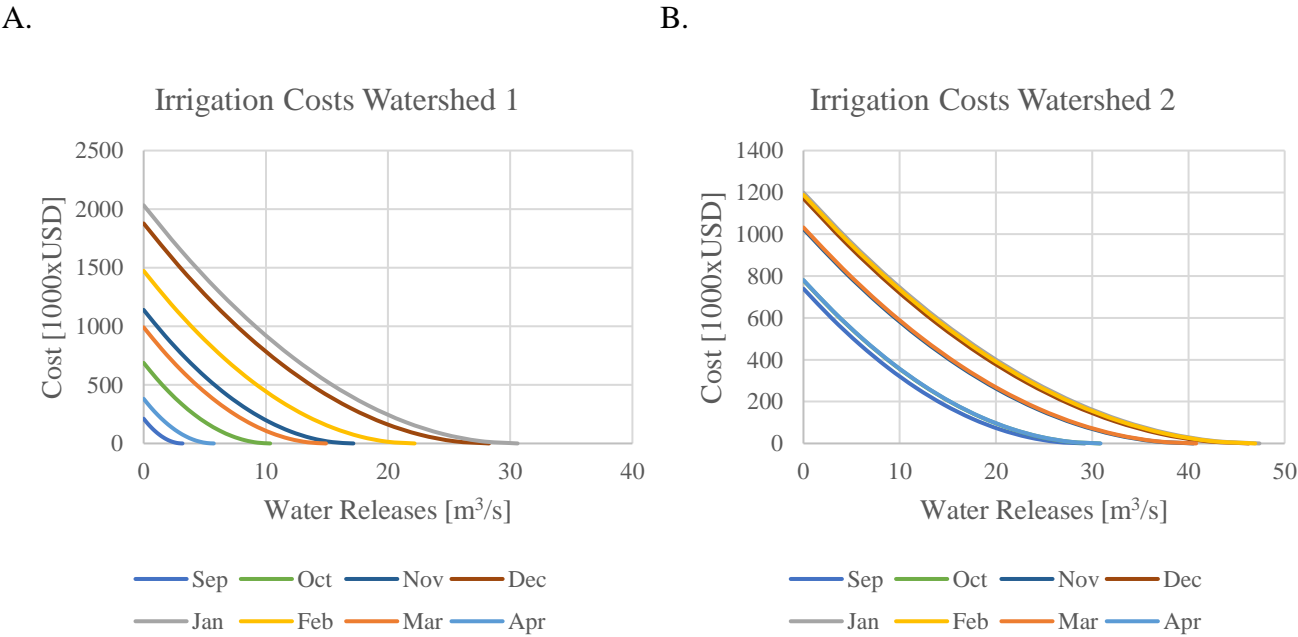


FIG. 7. Irrigation Costs. A) Monthly irrigation costs in watershed 1. B) Monthly irrigation costs in watershed 2.

2.3 RESULTS AND ANALYSIS

2.3.1 Expected Future Cost Function

A basic result from the optimization models is the expected future cost function (FCF). This function represents the future cost of the system as a function of the state of the system; the storage at the beginning of each monthly stage.

First Stage Expected Future Cost Function

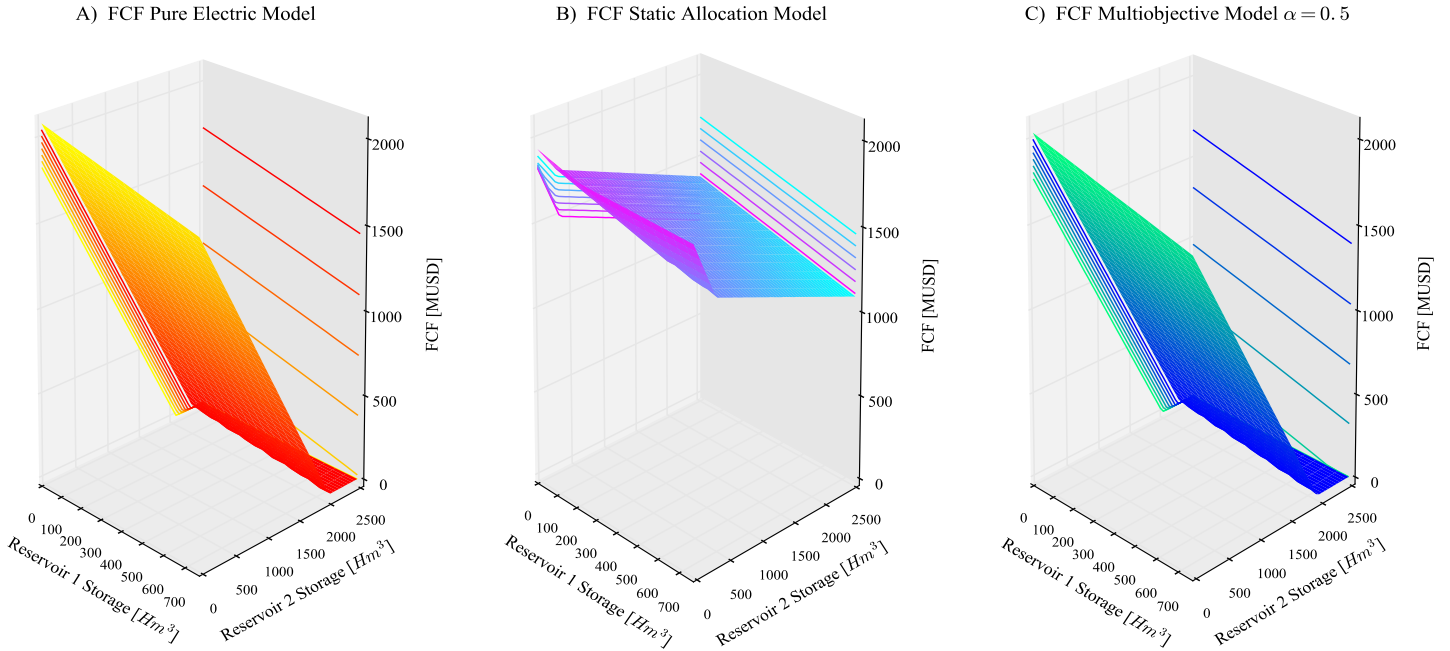


FIG. 8. First stage expected cost function obtained from different formulations.

Figure 8 compares the first stage FCFs obtained from the three proposed formulations. In the pure electric model (Figure. 8.A), the storage in reservoir 1 has very little influence on the FCF. Expected future costs are zero when reservoir 2 is kept full regardless the storage in reservoir 1.

Under the static allocation model (Figure. 8.B), the expected future costs are higher than in the pure electric model for most storage combinations. This is due to the water released to meet the irrigation requirements and so that penalties on deficits are avoided. Therefore, the system is forced to have a greater storage in the reservoirs to use it in the irrigation season. This makes the model to generate energy with the thermoelectric power plants in the months of high demand, increasing system costs. The expected future costs are never zero, which means there are some scenarios in which water requirements cannot be satisfied, having to penalize the deficit. As well as in the pure electric model, reservoir 2 has a bigger influence in the FCF, although the influence of reservoir 1 is much more significant than in the first model.

The expected FCF obtained from the multi-objective model with equal weights ($\alpha = 0.5$) (FIG. 7.C) looks very similar to the one obtained from the pure electric model. This is because the irrigation costs are very small compared to the costs of thermoelectric generation. However, from closer inspection it can be noticed that the slope of the function is smoother than the obtained with the pure electric model. This means that a larger storage is required to make the systems costs equal zero, although the difference is not significant. This is because one more unit of water used for energy generation contributes to decrease the present cost function; however, it means that there is less water in the system to satisfy both uses in the future.

Regardless the optimization model, it is clear that reservoir 2 has more influence in the expected future cost function. This means that water stored in reservoir 2 is more valuable than the water in reservoir 1. This can be explained because water from reservoir 2 contributes to satisfy energy demand on both nodes, since energy demand is higher in bus 1, besides satisfying irrigation requirements in watershed 2.

2.3.2 Reservoirs' Operation Simulation

Reservoir releases were simulated for each inflow scenario over a 24-month horizon, starting in May. Figure 9 shows the average of water releases, over the inflow scenarios, for the different formulations presented as a percentage of the turbine's capacity. Monthly irrigation water requirements are included for comparison.

In the pure electric model, (Figure 9.A for reservoir 1, Figure 9.B for reservoir 2) more water is released in the months of high-energy demand, obtaining a cyclical behavior that follows the energy demand pattern in both reservoirs. As irrigation is not considered in the model formulation, irrigation water requirements are poorly satisfied. Irrigation in watershed 1 has an average of 21% deficit, while in watershed 2 there is a 16% deficit.

Releases under the static allocation model are shown in Figure 9.C, 9.D for reservoir 1 and 2, respectively. Due to the irrigation constraint, the operational scheme departs from the load-following seasonal observed in the pure electric model. Releases from reservoir 1 show two peaks during the year, when the demand for energy increases and when the demand for irrigation increases. Releases from reservoir 2 follow the load pattern, but unlike the results obtained in the pure electric model, they satisfy completely the irrigation water requirements. Despite irrigation deficits are not allowed except when infeasible, irrigation requirements of watershed 1 are not completely satisfied in average. Indeed, 10% of irrigation requirements, overall scenarios and months of the irrigation season, are infeasible. However, the irrigation water deficits of the system are much smaller than those obtained from the pure electric model, having a 4% and 1% deficit in watershed 1 and watershed 2, respectively. This is explained because irrigation requirements in watershed 2 are small in comparison with the turbine capacity, so the system does not need to change the water releases pattern as in reservoir 1 where the requirements are high in comparison to the turbine capacity.

Figures 9.E and 9.F include the results under the multi-objective formulation for reservoirs 1 and 2, respectively. Three different weights combinations (0.95 - 0.5 - 0.05) are presented.

When power generation costs have a high weight ($\alpha = 0.95$), the operation is similar to that of the pure electric model. As the weight α decreases ($\alpha = 0.05$), the operation becomes more comparable to that operation obtained from the static allocation model. Power demand seasonality is observed in both reservoirs, whereas irrigation requirements are met to different degrees depending on how the two objectives are weighted, especially in reservoir 1. When both objectives are equally weighted ($\alpha = 0.5$), the operation is in between both solutions, as expected, although it is closer to the high weighted solution ($\alpha = 0.95$). Then, the pure electric model and the static allocation model sets the limits of the operation obtained in the multi-objective model.

Average Water Releases as a [%] of Turbine Capacity

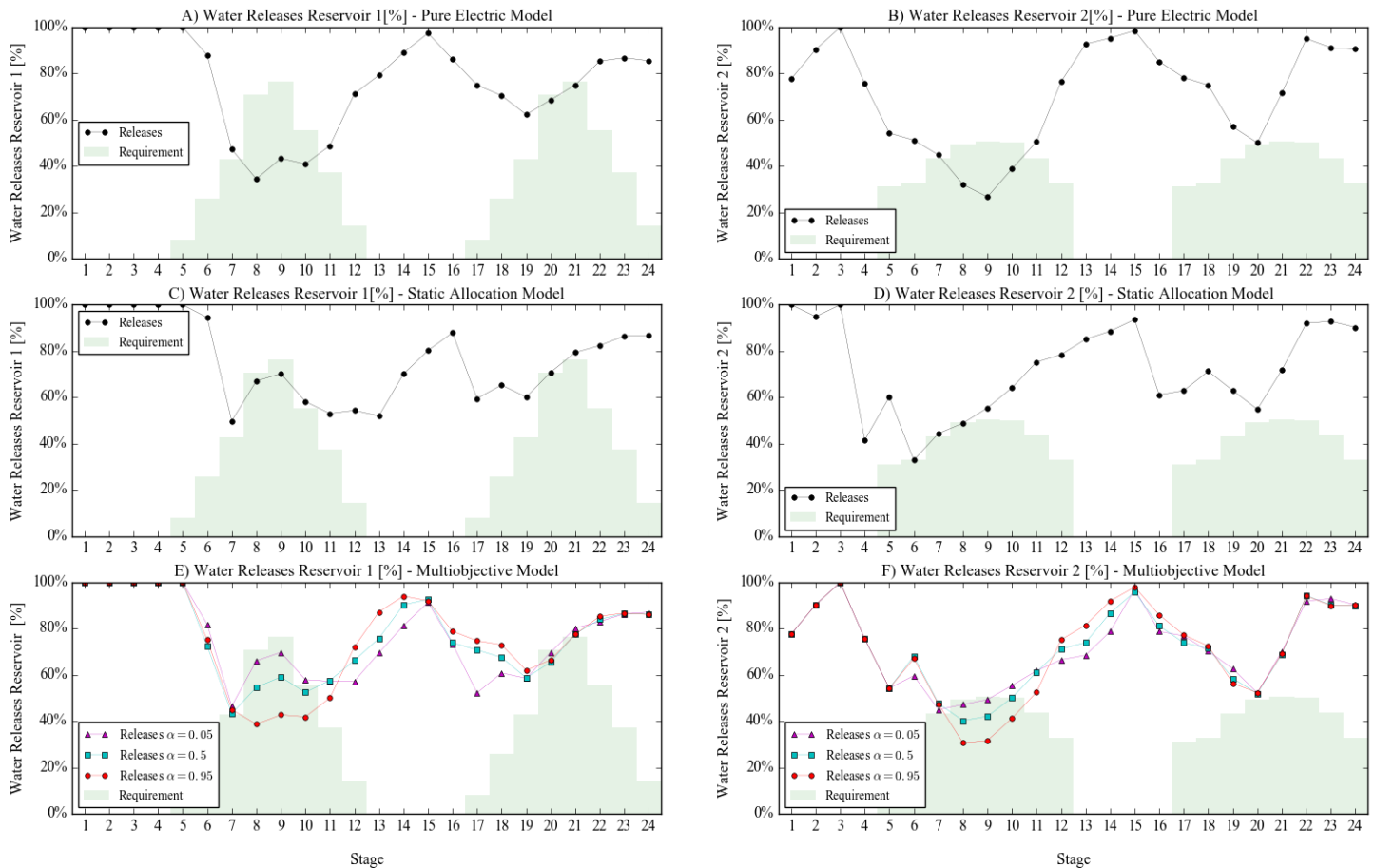


FIG. 9. Average reservoir releases and water requirements as a percentage of turbine capacity.

Regardless the version of the optimization model, reservoir 1 operates at a higher capacity than reservoir 2, when they are compared to their corresponding turbine's capacities. The reason of this resides in the higher energy demands in bus 1, and higher water requirements in watershed 1. Despite having greater irrigation costs, as water requirements are much bigger when seen as a percentage of the capacity of the associated hydropower reservoir's turbine, it is more difficult to satisfy irrigation water requirements in watershed 1.

Figure 10 shows the average storage as a percentage of the corresponding reservoir capacity for the alternative formulations, at the end of each stage. Plots A, B, C, D, E and F represent the same cases as in Figure 9. Filling and emptying cycles are clearly observed in both reservoirs. In general, the emptying of the reservoir occurs in winter (stages 1-4 and 13-16), when energy demands are highest, whereas in the irrigation season the water is stored, regardless the representation of irrigation water use. Storage behavior is the same in both reservoirs, regardless the optimization model and initial storage. This means that integration of irrigation in the system does not affect the filling and emptying cycles of the reservoir nor the energy transmission cycle.

For the static allocation model (Figure 10.C, 10.D), the storage is lower because releases are forced throughout the year: to avoid water deficits for irrigation, and to reduce the costs of energy generation. This is specially noticed in reservoir 1.

Consistent with water releases, as the weight of the generation costs increases in the multi-objective model, the volumes are more similar to those obtained from the pure electric model and the reservoirs are maintained with a larger storage (Figure 10.E, 10.F). On the other hand, as the weighting decreases, the operation is more similar to the one obtained from the static allocation model.

Average Reservoir Storage as a [%] of Total Capacity

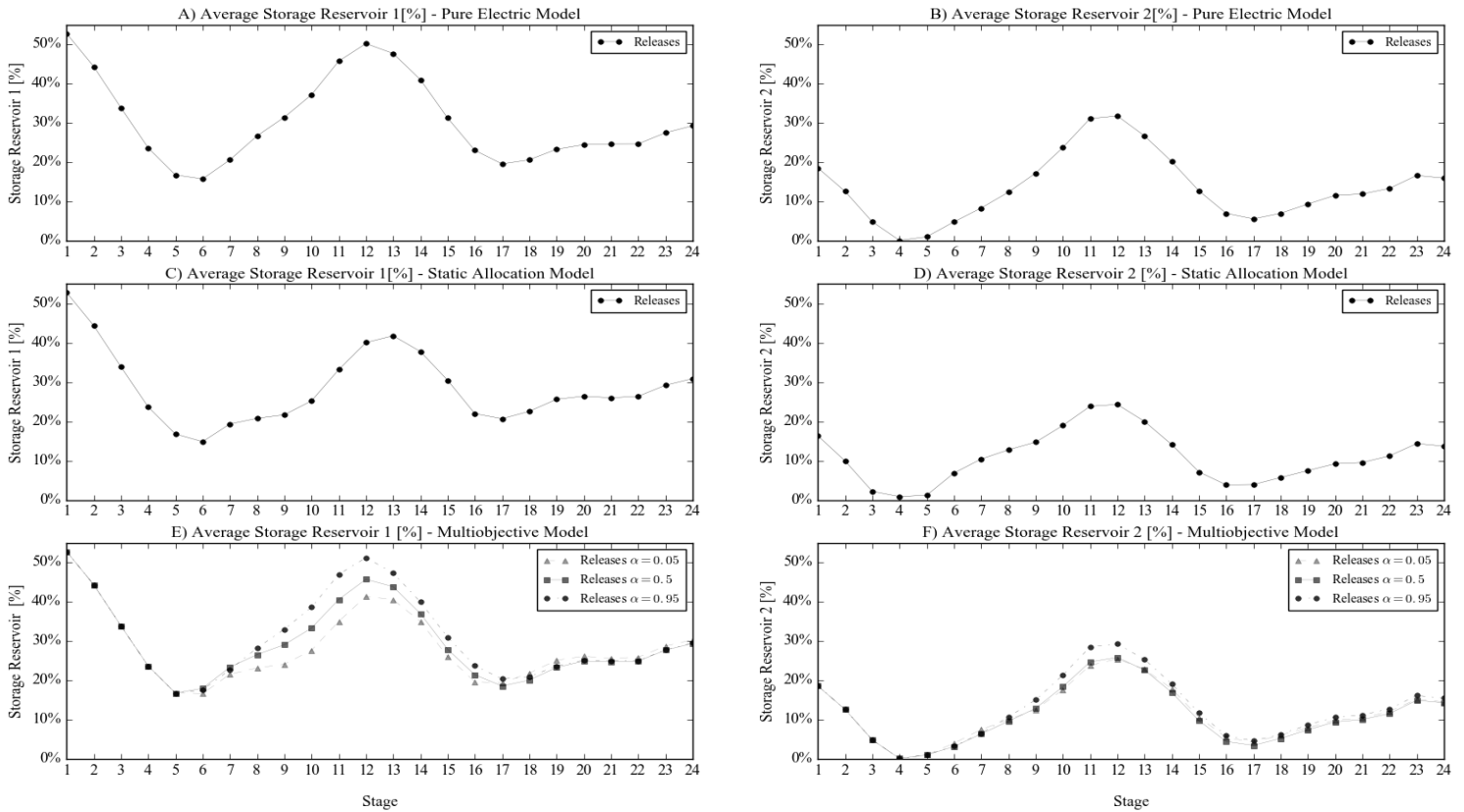


FIG. 10. Average reservoir storage as a percentage of total storage at the end of the stage

The difference in storage between the alternative model formulations can vary up to 10% in the winter months depending on how the irrigation is included in the model and how important it is. This occurs particularly on month 12, comparing the storage of the pure electric model with the static allocation model, and comparing the multi-objective model with a weight of 0.95 and 0.5. The models that consider the irrigation in general maintain a lower level in the reservoir, but the annual variation is smaller, therefore the system is more stable.

2.3.3 Irrigation Reliability

Irrigation reliability is a performance index defined as the number of times the irrigation requirement is met in the irrigation season as a proportion of the duration of the season (Hashimoto *et al.*, 1982). The water releases results (Figure 9) showed that, in general, the frequency of occurrence of irrigation deficits is approximately the same for all formulations, between 30 and 35% for the pure electric model and all weights of the multi-objective model, and 10% for the pure electric model. For this reason, a failure threshold is defined, named the irrigation reliability index of 80% (20), which allows identifying the occurrence of more severe failures. This indicator can be calculated independently for each basin, or overall for the system.

$$Irrigation\ Reliability\ 80\% = \frac{\#months\ 80\% \ of\ irrigation\ requirement\ is\ satisfied}{\#months\ irrigation\ season} \quad (20)$$

Another way of quantifying the failure of satisfying irrigation requirements is calculating the deficits of irrigation as a proportion of the total requirement of the season (21). Like irrigation reliability, this indicator can be calculated for each basin independently, and for the entire system.

$$Irrigation\ Deficit = \frac{Irrigation\ Requirement - Water\ Withdrawn}{Irrigation\ Requirement} \quad (21)$$

Figure 11.A shows the average irrigation reliability of 80% in each watershed and overall the system, for the alternative formulations of the problem. As the weight of the generation costs in the objective function α increases, the irrigation reliability of the system decreases, because the costs of generation are more important than those of irrigation. The pure electric model has the worst irrigation reliability, whereas when irrigation is equally considered in the objective function, when α is 0.5, the irrigation reliability increases by 15%.

Figure 11.B shows the average irrigation deficit in both watersheds and the system. In the static allocation model, deficits are 2% for the whole system, while in the pure electric model there is an 18% deficit. Accordingly, the multi-objective model, varies its deficits among these ranges. Consistent with the water releases, the largest deficit is obtained with the pure electric model. As the weight of the generation costs in the multi-objective model increases, the total system deficit increases. With this indicator, it is more evident than with the previous one that as the weight of irrigation increases in the formulation (decreases α) the irrigation benefits increase significantly. When irrigation and electric costs are equally weighted, the system deficits can decrease by 20%, compared with the pure electric model.

As expected from the results on releases, watershed 2 shows better irrigation reliability than watershed 1, regardless of the optimization model.

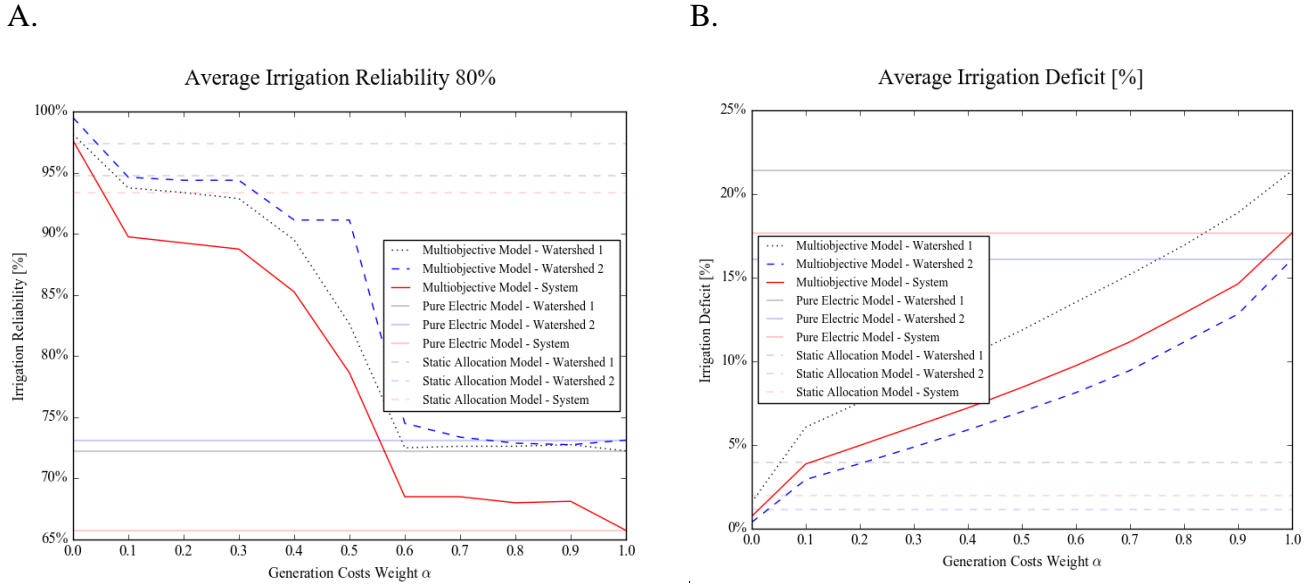


FIG. 11. A) Irrigation Reliability of 80%. B) Irrigation deficit as a percentage of total irrigation water requirement

2.3.4 Economic tradeoffs

The previous results show that, as expected, including irrigation in the problem's formulation, can improve significantly the benefits from this water use. However, the question remains on how the electric system is affected. Figure 12 shows the system-wide monthly generation (A) and irrigation costs (B) obtained from the pure electric model, static allocation model and multi-objective model with equal weights in the objective function ($\alpha = 0.5$). All formulations have a similar pattern. Figure 12.A shows that under the pure electric model generation costs are lower in the months with higher energy demands, increasing in the months with lower demands. On the other side, as the static allocation model is forced to have greater water releases in the low energy demand months, due to the irrigation water requirements, the generation costs are lower in these months than those obtained from the pure electric model, and greater in the months with high energy demand. As expected from the reservoirs operation results, costs for the multi-objective model are in between the results obtained for the other two models. Differences in generation costs among models reaches 100[MUSD] in some stages, this represents approximately 2% of the total generation costs of the pure electric model, however this cannot be easily perceived in the figure because there is a great difference between the winter and summer costs, up to 1000[MUSD] for every model.

While generation costs show a similar behavior under all model formulations, irrigation costs vary significantly among models (Figure 12.B). The irrigation costs obtained from the static allocation model correspond to the water deficits in infeasible scenarios, so they are mostly null. The highest costs are obtained, as expected, from the pure electric model, since irrigation is not considered in the formulation, and, as seen from previous results, water

requirements are poorly satisfied. When both objectives are considered equally in the optimization ($\alpha = 0.5$), irrigation costs can be up to 5 times lower than the ones acquired from the pure electric model.

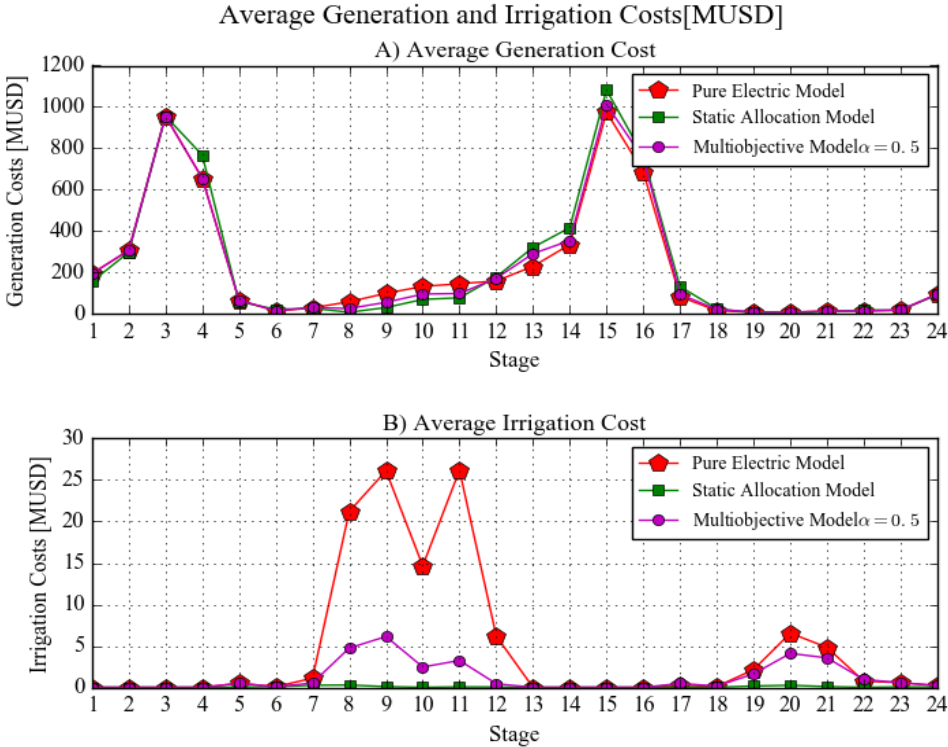


FIG. 12. Average Generation and Irrigation Costs

Figure 13 compares the average costs under all formulations, including all weight combinations in the multi-objective model, expressed as the difference with respect to the pure electric model. This tradeoff curve shows that irrigation costs can be significantly reduced without increasing significantly electricity generation costs. As the weighting of irrigation costs increases (α decreases), there are greater savings in irrigation costs, in relation to the pure electric model. In general, the absolute saving in irrigation has the same order as the losses in generation. However, studying the problem separately, a saving of 90 [MUSD] in irrigation costs means 85% of the total costs obtained from the pure objective model, while a loss of 90 [MUSD] means only 2% of the total generation costs.

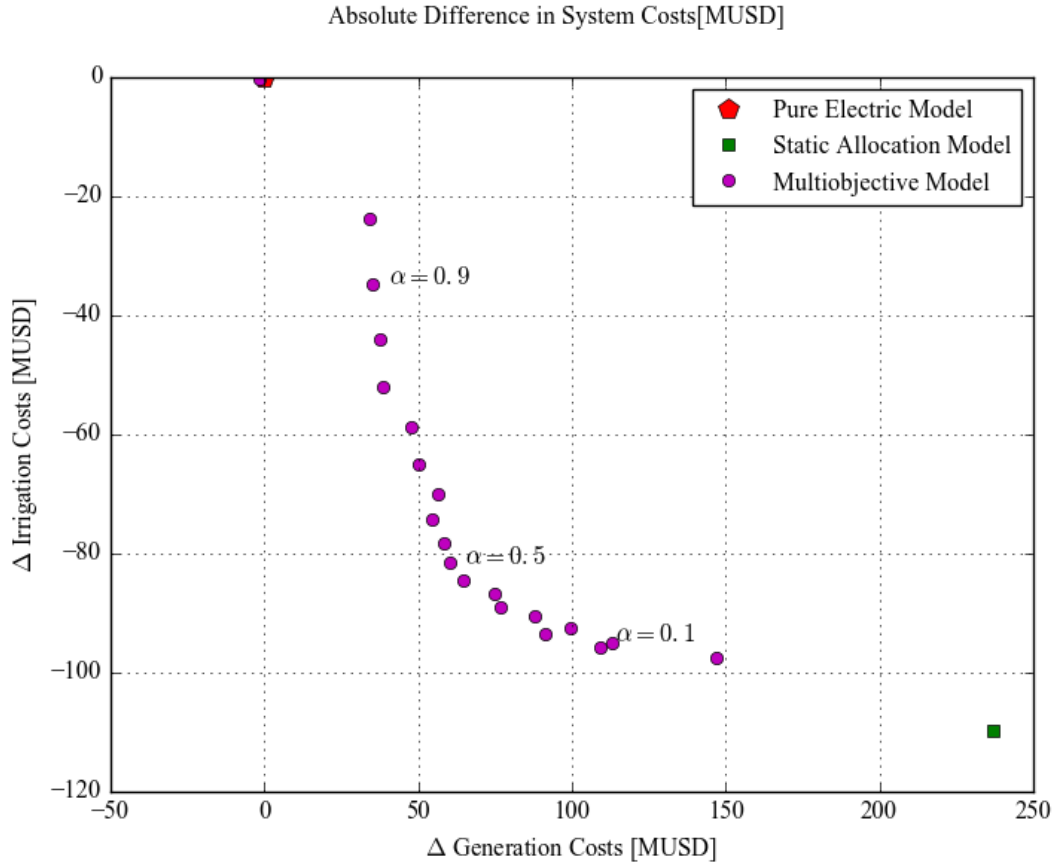


FIG. 13. Tradeoff curve: Δ Generation costs vs. Δ Irrigation Costs

2.4 CONCLUSIONS

Tradeoffs between water used for hydropower and irrigation are studied using three optimization models in a hypothetical hydrothermal system. The system consists in 2 independent watersheds, each associated to an irrigation zone, a thermal power plant, and a hydropower reservoir plant, all connected by a transmission line.

The pure electric model solves the hydrothermal coordination problem. The static allocation model, incorporates irrigation as a fixed water requirement in the constraints. In the multi-objective model, irrigation costs functions are incorporated within the objective function, with different weights, so it can be compared, at different levels, with the generation costs. The direct results of these models were the FCFs, which showed that water in the reservoir with larger capacity, reservoir 2, is more valuable than water in the reservoir with lower capacity, reservoir 1. This happen because water from reservoir 2 contributes to satisfy energy demand on both nodes, besides its irrigation water requirements. With these functions, simulations were performed over 50 hydrologic scenarios.

Results suggest that the agricultural sector can significantly benefit by including irrigation in the formulation of the optimization problem, without affecting in a severe way the energy sector. The multi-objective model allows a better understanding of the tradeoffs between the

two uses, since the other two models (pure electric model and static allocation model) represent extreme cases of the results obtained with the multi-objective model.

Operational results show that different representations of irrigation in the model do not affect the temporal pattern of reservoir storage (filling and emptying cycles); however, storage variation can get up to 10% of storage capacity when irrigation is incorporated, since more water is used to satisfy both objectives. Release patterns do change among irrigation representations. This effect also depends on the magnitude of irrigation water requirements relative to turbine capacity. In the watershed with larger reservoir, watershed 1, irrigation water requirements are high compared to reservoir 1 turbine capacity, so as irrigation gains weight in the objective function, water releases will change accordingly. More water will be released during the irrigation season, departing from the load pattern.

From the tradeoff curve, it can be seen that irrigation costs always decrease as the weight of the generation costs in the objective function decreases. The increase in electricity generation costs do not vary significantly for the values of α between 0.1 and 1.0, about 90[MUSD] that represent an increase of 2% of the total costs in the pure electric model, but the saving in irrigation can reach 95 [MUSD] that represent 85% of the costs obtained from the pure electric model. Considering the static allocation model, generation costs increase to 240[MUSD] that represent 4.5% of the total costs, but irrigation costs decrease 110[MUSD] that represent 98.6% of the irrigation costs of the pure electric model. Then, even if costs increase or decrease in the same magnitude, it is a lot more significant for the agricultural sector.

To implement these models, a compensation system should be considered for the less-favored sectors. For example, part of the profits of one sector could be used as a compensation for the other's losses. Another way is to use system gains to improve its infrastructure and make it more efficient.

As a further investigation, the role of transmission in the system can be studied, as well as its influence in irrigation. In addition, other uses of water could be included in the multi-objective formulation, for example recreational or environmental use. It is also possible to enhance the models' assumptions and add a hydrological variable instead of inflow scenarios.

CAPÍTULO 3: CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

Para poder entender los *tradeoffs* entre el uso de agua para hidroelectricidad y el uso de agua para riego en un sistema de embalses que forman parte de un sistema eléctrico, se crearon tres modelos de optimización. Primero se formuló la coordinación hidrotérmica clásica, que minimiza los costos de generación de las centrales térmicas en un horizonte de tiempo determinado. Sobre este modelo se incorporó el riego como un requerimiento fijo, agregando una restricción al modelo de coordinación hidrotérmica. Finalmente se agregó a la función objetivo, que sólo minimizaba costos de generación térmica, las funciones de costo de riego, ponderando ambos costos, creando así un modelo multi-objetivo. Esta última formulación permite agregarles un peso a los componentes de la función objetivo, para así obtener distintos resultados de los costos de generación y de riego, a medida que varía el peso.

Del resultado de los tres modelos de optimización se obtienen las funciones de costo futuro esperado. Se puede concluir que cuando se incorpora el riego como restricción en el sistema los costos esperados aumentan significativamente, por el uso de agua en meses de verano, lo que no permite almacenarla para los meses de invierno cuando las demandas energéticas son mayores, generando así mayores costos. Los costos también se ven afectados por la penalización que se tiene a la demanda de riego no satisfecha. Por otro lado, cuando se tiene la misma ponderación entre objetivos, se observa que la forma de la función de costo futuro no varía mucho con respecto a la resultante del modelo sin riego. Sin embargo, las pendientes son más pronunciadas, por lo que el agua se valoriza más, lo cual es esperado debido a que está siendo utilizada para dos usos. Se concluye que a medida que aumentan los usos que se le puede dar al agua, esta aumenta su valor. Por ejemplo, el agua del embalse 2 es utilizada para satisfacer demanda energética en 2 nodos, y para satisfacer requerimientos de riego en una cuenca, por lo que es más valiosa que el agua del embalse 1, que se utiliza para satisfacer demanda energética en el nodo 1 y para satisfacer requerimientos de riego en la cuenca 1.

Con las funciones de costo futuro esperado se hacen simulaciones para 50 escenarios hidrológicos. Con los resultados de operación de embalses se concluye que la incorporación del riego influye en la operación del sistema. Los ciclos de llenado y vaciado se mantienen y las variaciones de los niveles del embalse llegan hasta un 10% con respecto al modelo que no incluye el riego. Las entregas de los embalses se ven más afectadas, en particular para el embalse 1. Al incorporar el riego, el patrón de entrega cambia debido a que se deben aumentar para poder satisfacer los requerimientos de riego.

Los resultados de los indicadores de riego muestran que el sector de riego obtiene sus máximos beneficios al considerar sus requerimientos de manera fija en el modelo. Sin embargo, esta alternativa es la que más afecta a los costos de operación y a la operación del sistema. Con los resultados del modelo multi-objetivo se encuentran los valores intermedios de cómo puede mejorar el riego al ser considerado en distintos niveles en la formulación del problema. Por ejemplo, si se considera el riego con la misma ponderación que los costos de

generación, la seguridad de riego del sistema puede aumentar un 15% y los déficits disminuir un 20%.

Al considerar los costos del sistema se puede concluir que el riego se puede beneficiar mucho sin perjudicar significativamente al sector eléctrico. Las ganancias o pérdidas de ambos sectores son de la misma magnitud en [MUSD], sin embargo, un ahorro de 100[MUSD] tiene mucho más valor para el sector de riego que un ahorro de la misma magnitud para el sector eléctrico.

El modelo multi-objetivo ayuda a entender de mejor manera los *tradeoffs* que existen entre el uso de agua para riego y el uso de agua para generación eléctrica, ya que los modelos sin riego y con riego fijo, que son los más estudiados en la literatura, actúan como límites a las soluciones que entrega este modelo. Con los resultados presentados se confirma que el conflicto entre hidroelectricidad y riego existe, y puede afectar de manera importante a ambos sectores, sin embargo, no existe una solución definitiva al problema, ya que se tienen resultados intermedios con los que se podría llegar a un acuerdo. Para poder implementar una inclusión del riego en los modelos de optimización se debe tener un sistema de compensación de costos proporcional a las potenciales pérdidas.

El modelo multi-objetivo formulado en este estudio puede ser explotado de diversas maneras para poder seguir respondiendo a la pregunta de cómo se ven afectados los *tradeoffs* entre ambos usos de agua, lo cual queda propuesto para futuras investigaciones. En primer lugar, se pueden variar algunas de las variables del sistema estudiado como lo son las capacidades de los embalses, turbinas, capacidad de transmisión (ver Anexo 1), para entender cómo estas afectan a los resultados. También el mismo modelo puede ser adaptado para otro sistema de estudio, uno con más embalses, nodos, o tipos de centrales, para que se asemeje más a la realidad. El modelo puede ser modificado para poder tener embalses en cadena y más de una zona de riego por cuenca. También se podrían implementar otros usos de agua además de riego e hidroelectricidad. Además de lo mencionado se podrían mejorar algunos supuestos del modelo, como por ejemplo tener una mejor representación hidrológica además de las series históricas utilizadas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Banco Central de Chile (2016). Cuentas Nacionales de Chile 2013-2016.
- [2] Bellman, R. (1957). A Markovian decision process (No. P-1066). RAND CORP SANTA MONICA CA.
- [3] Ben-Tal, A., El Ghaoui, L., & Nemirovski, A. (2009). Robust optimization. Princeton University Press.
- [4] Birge, J. R., & Louveaux, F. (2011). Introduction to stochastic programming. Springer Science & Business Media.
- [5] Cai, X., McKinney, D. C., & Lasdon, L. S. (2003). Integrated hydrologic-agronomic-economic model for river basin management. *Journal of water resources planning and management*, 129(1), 4-17.
- [6] Carpentier, P. L., Gendreau, M., & Bastin, F. (2013). Long-term management of a hydroelectric multireservoir system under uncertainty using the progressive hedging algorithm. *Water Resources Research*, 49(5), 2812-2827.
- [7] Castelletti, A., Pianosi, F., & Soncini-Sessa, R. (2008). Water reservoir control under economic, social and environmental constraints. *Automatica*, 44(6), 1595-1607.
- [8] Comisión Nacional de Energía. Energía Abierta, <http://energiaabierta.cl/>
- [9] Coordinador Eléctrico Nacional. Coordinador Eléctrico Nacional, <https://www.coordinador.cl/>
- [10] De Matos, V. L., Philpott, A. B., & Finardi, E. C. (2015). Improving the performance of stochastic dual dynamic programming. *Journal of Computational and Applied Mathematics*, 290, 196-208.
- [11] de Servicios Eléctricos, L. G. (2006). Texto refundido DFL N° 4/20.018. República de Chile.
- [12] Deb, K., Sindhya, K., & Hakanen, J. (2016). Multi-objective optimization. In *Decision Sciences: Theory and Practice* (pp. 145-184). CRC Press.
- [13] Dreyfus, S. E., & Bellman, R. (1962). *Applied dynamic programming*. Princeton NJ, 1962.
- [14] González, J., Olivares, M., Medellín-Azuara, J., Moreno, R., Márquez, G. (2016). Multi-Purpose Reservoir Operation: A Tradeoff Analysis Between Hydropower Generation and Irrigated Agriculture Using Hydro-Economic Models. *World Environmental and Water Resources Congress 2016*, 241-250.
- [15] González, J. (2017). Operación de Embalses Multipropósito: Trade-offs entre producción agrícola e hidroelectricidad. Tesis para optar al grado de magíster en ciencias de la ingeniería, mención recursos y medio ambiente hídrico. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile.
- [16] Goor, Q., Halleux, C., Mohamed, Y., & Tilmant, A. (2010). Optimal operation of a multipurpose multireservoir system in the Eastern Nile River Basin. *Hydrology and Earth System Sciences*, 14(10), 1895-1908.
- [17] Goor, Q., Kelman, R., & Tilmant, A. (2010). Optimal multipurpose-multireservoir operation model with variable productivity of hydropower plants. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 137(3), 258-267.
- [18] Hart, W. E., Watson, J. P., & Woodruff, D. L. (2011). Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python. *Mathematical Programming Computation*, 3(3), 219-260.
- [19] Hart, William E., Carl Laird, Jean-Paul Watson, and David L. Woodruff. *Pyomo – Optimization Modeling in Python*. Vol. 67. Springer, 2012.
- [20] Haas, J. (2014). Análisis de interacciones a nivel horario entre centrales hidroeléctricas y eólicas en el Sistema Interconectado Central de Chile. Tesis para optar al grado de magíster en ciencias

- de la ingeniería, mención recursos y medio ambiente hídrico. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile.
- [21] Hashimoto, T., Stedinger, J. R., & Loucks, D. P. (1982). Reliability, resiliency, and vulnerability criteria for water resource system performance evaluation. *Water resources research*, 18(1), 14-20.
- [22] Howitt, R. E. (1995). Positive mathematical programming. *American journal of agricultural economics*, 77(2), 329-342.
- [23] INE (2017). Encuesta Nacional de Empleo.
- [24] Kelman, J., Stedinger, J. R., CoOPER, L. A., Hsu, E., & Yuan, S. Q. (1990). Sampling Stochastic Dynamic Program ming Applied to Reservoir Operation. *Water Resources Research*, 26(3), 447-54.
- [25] Kirschen, D. S., & Strbac, G. (2004). *Fundamentals of power system economics*. John Wiley & Sons.
- [26] Ko, S. K., Fontane, D. G., & Labadie, J. W. (1992). MULTIOBJECTWE OPTIMIZATION OF RESERVOIR SYSTEMS OPERATION1.
- [27] Labadie, J. W. (2004). Optimal operation of multireservoir systems: state-of-the-art review. *Journal of water resources planning and management*, 130(2), 93-111.
- [28] Loucks, D. P., & Dorfman, P. J. (1975). An evaluation of some linear decision rules in chance-Constrained models for reservoir planning and operation. *Water Resources Research*, 11(6), 777-782.
- [29] Medellín-Azuara, J. (2006). Economic-engineering analysis of water management for restoring the Colorado River Delta (Doctoral dissertation, UNIVERSITY OF CALIFORNIA DAVIS).
- [30] Medellín-Azuara, J., Harou, J. J., & Howitt, R. E. (2010). Estimating economic value of agricultural water under changing conditions and the effects of spatial aggregation. *Science of the Total Environment*, 408(23), 5639-5648.
- [31] MOP. (2013). Estrategia nacional de recursos hídricos 2012-2025. Resumen Ejecutivo.
- [32] Oven-Thompson, K., Alercon, L., & Marks, D. H. (1982). Agricultural vs. hydropower tradeoffs in the operation of the High Aswan Dam. *Water Resources Research*, 18(6), 1605-1613.
- [33] Pereira, M. V. F., & Pinto, L. M. V. G. (1985). Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach. *Water resources research*, 21(6), 779-792.
- [34] Pereira, M. V. F. (1989). Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 11(3), 161-169.
- [35] Pereira, M. V., & Pinto, L. M. (1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, 52(1-3), 359-375.
- [36] Reca, J., Roldán, J., Alcaide, M., López, R., & Camacho, E. (2001). Optimisation model for water allocation in deficit irrigation systems: I. Description of the model. *Agricultural water management*, 48(2), 103-116.
- [37] Reca, J., Roldán, J., Alcaide, M., López, R., & Camacho, E. (2001). Optimisation model for water allocation in deficit irrigation systems: II. Application to the Bémbezar irrigation systems, 48(2), 117-132.
- [38] Rockafellar, R. T., & Wets, R. J. B. (1991). Scenarios and policy aggregation in optimization under uncertainty. *Mathematics of operations research*, 16(1), 119-147.
- [39] Rosegrant, M. W., Ringler, C., McKinney, D. C., Cai, X., Keller, A., & Donoso, G. (2000). Integrated economic-hydrologic water modeling at the basin scale: The Maipo River basin. *Agricultural economics*, 24(1), 33-46.
- [40] Shapiro, A., & Dentcheva, D. (2014). *Lectures on stochastic programming: modeling and theory* (Vol. 16). SIAM.

- [41] Schoups, G., Addams, C. L., Minjares, J. L., & Gorelick, S. M. (2006). Reliable conjunctive use rules for sustainable irrigated agriculture and reservoir spill control. *Water resources research*, 42(12).
- [42] Tilmant, A., Van der Zaag, P., & Fortemps, P. (2006). Modeling and analysis of collective management of water resources. *Hydrology and Earth System Sciences Discussions*, 3(5), 2707-2733.
- [43] Tilmant, A., & Kelman, R. (2007). A stochastic approach to analyze trade-offs and risks associated with large-scale water resources systems. *Water resources research*, 43(6).
- [44] Tilmant, A., Pinte, D., & Goor, Q. (2008). Assessing marginal water values in multipurpose multireservoir systems via stochastic programming. *Water Resources Research*, 44(12).
- [45] Tilmant, A., Goor, Q., & Pinte, D. (2009). Agricultural-to-hydropower water transfers: sharing water and benefits in hydropower-irrigation systems. *Hydrology and Earth System Sciences*, 13(7), 1091-1101.
- [46] Tilmant, A., & Goor, Q. (2010). Dynamic Management of Hydropower-Irrigation Systems. In *Handbook of Power Systems I* (pp. 57-75). Springer Berlin Heidelberg.
- [47] Toro, I. (2017). Incorporación del objetivo del uso en riego en la operación de largo plazo de embales hidroeléctricos Maule y Laja en el Sistema Eléctrico Nacional. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile.
- [48] Watkins Jr, D. W., & McKinney, D. C. (1997). Finding robust solutions to water resources problems. *Journal of Water Resources Planning and Management*, 123(1), 49-58.
- [49] Watson, J. P., Woodruff, D. L., & Hart, W. E. (2012). PySP: modeling and solving stochastic programs in Python. *Mathematical Programming Computation*, 4(2), 109-149.
- [50] Yakowitz, S. (1982). Dynamic programming applications in water resources. *Water resources research*, 18(4), 673-696.
- [51] Yeh, W. W. G., & Becker, L. (1982). Multiobjective analysis of multireservoir operations. *Water resources research*, 18(5), 1326-1336.

ANEXOS

ANEXO 1: CÓMO AFECTA LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN A LOS TRADEOFFS ENTRE RIEGO Y ELECTRICIDAD

Utilizando el mismo sistema, y el modelo multi-objetivo del artículo exhibido, se varía la capacidad de transmisión de la línea que une las barras 1 y 2, para poder entender cómo se ven afectados los *tradeoffs* entre el uso de agua para riego e hidroelectricidad al variar la capacidad de transmisión del sistema.

La figura 14 muestra el promedio los costos de generación térmica y de riego para las distintas capacidades de transmisión. Lo primero que se puede notar es que a partir de una capacidad de 1000[MW], que corresponde a aproximadamente el 20% de la demanda máxima, el sistema deja de verse limitado por la transmisión, teniendo un sistema libre. Sin embargo, para capacidades más pequeñas la influencia es importante.

System Costs for different Transmission Capacities[MUSD]

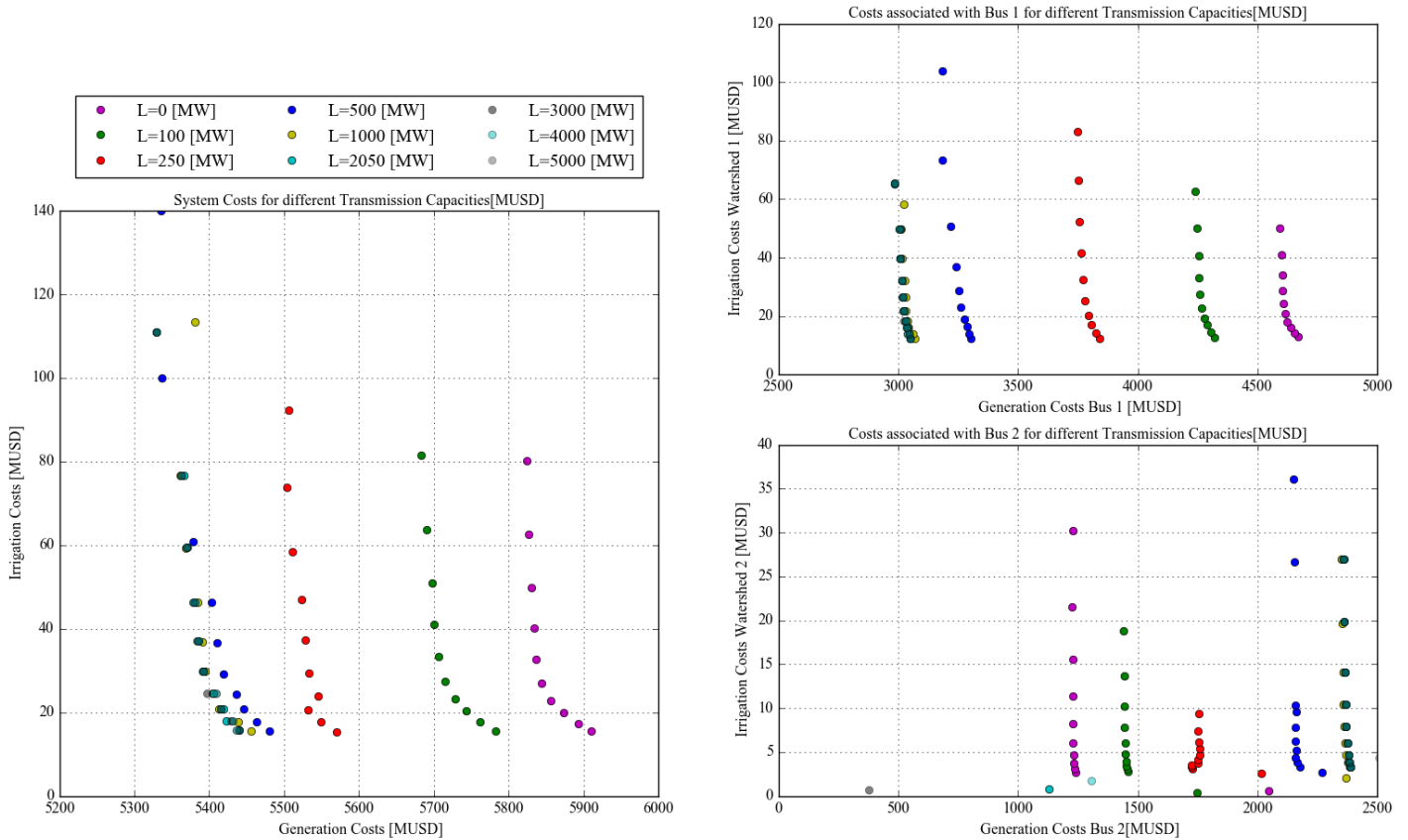


FIG. 14. Promedio Costos de Generación vs. Promedio Costos de Riego para distintas capacidades de transmisión

Se puede observar que a medida en que aumenta la capacidad de transmisión, los costos de riego aumentan cuando α es mayor a 0.5. Esto se debe a que a medida que aumenta la transmisión, se utiliza más energía del embalse 1 para satisfacer las demandas energéticas en la barra 2, debido a que los costos de energía son mayores a los costos de riego.

A medida que se disminuye la transmisión el riego se ve altamente beneficiado ya que puede disminuir hasta en 20[MUSD] sus costos, sin embargo, los costos de generación aumentan considerablemente, ya que en la barra 1 el operador del sistema se ve obligado a utilizar energía generada a partir de las termoeléctricas.

En conclusión, la transmisión afecta en los *tradeoffs* entre el uso de agua para hidroelectricidad y para riego, ya que, al aumentar la transmisión, aumentan los costos de riego, pero disminuyen los costos de generación eléctrica. Para poder terminar de analizar los *tradeoffs* falta un análisis más detallado de transferencias de energía, costos, y operación del sistema.