



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

**EVALUACIÓN DEL BENEFICIO DE UNA UNIDAD DE ALMACENAMIENTO POR  
BOMBEO EN COLBÚN BAJO REQUERIMIENTOS DE RIEGO**

---

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JONATHAN ANDRÉS MONSALVE REYES

PROFESOR GUÍA  
RODRIGO MORENO VIEYRA.

MIEMBROS DE LA COMISIÓN  
JORGE ANDAUR RODRIGUEZ.  
LUIS VARGAS DIAZ.

SANTIAGO DE CHILE  
2016

## **EVALUACIÓN DEL BENEFICIO DE UNA UNIDAD DE ALMACENAMIENTO POR BOMBEO EN COLBÚN BAJO REQUERIMIENTOS DE RIEGO**

En el presente trabajo se propone una metodología para evaluar el beneficio asociado a la utilización de una unidad de almacenamiento por bombeo en el complejo Colbún considerando las restricciones de riego asociadas a la operación y bajo distintos escenarios de penetración eólica y solar, como también para distintas condiciones hidrológicas. La metodología se basa en un modelo tomador de precios que optimiza la gestión del recurso hidráulico para cada una de las centrales del complejo Colbún. Dado el tamaño del problema de optimización, se proponen aproximaciones que permiten acelerar la ejecución del cálculo, permitiendo a su vez realizar varios estudios en un tiempo eficiente, y manteniendo un bajo margen de error.

La metodología y el modelo desarrollado pretenden determinar y cuantificar el beneficio asociado a la utilización de una unidad de bombeo considerando restricciones de riego y distintos escenarios de penetración eólica y solar e hidrologías en el parque nacional chileno. Para determinar el impacto de las condiciones de riego en dicho beneficio, se han considerado dos escenarios que concitan mayor interés por ser analizados. El primer escenario de capacidad instalada, denominado Escenario Base CNE 2030, corresponde al declarado por dicho organismo para el año 2030 en el SIC y SING en los Informes Técnicos Definitivos para fijar Precios Nudos, en su versión Abril 2015. El segundo escenario, corresponde a un escenario denominado Escenario Expansión Solar 25%, el cual plantea que la matriz SIC-SING esté compuesta por un 25% de capacidad solar fotovoltaica. Por otro lado, para determinar el impacto de una mayor penetración de energía renovable, se han escogido diez escenarios de penetración solar fotovoltaica y eólica, de forma de determinar el comportamiento del beneficio ante el aumento de la capacidad instalada de estas tecnologías en el sistema eléctrico.

Los resultados de este trabajo muestran que, en presencia de restricciones que involucren dotaciones de riego, la utilización de una unidad de almacenamiento por bombeo resulta más atractiva en términos económicos, que la situación en la cual no existieran dichas restricciones, para los escenarios y condiciones hidrológicas analizadas. El trabajo realizado también permite concluir que una mayor penetración solar en el sistema eléctrico contribuye también a un aumento en el beneficio por la utilización de la unidad de bombeo, siendo más favorable este beneficio en condición hidrológica seca que en condición hidrológica húmeda. Del mismo modo, los resultados evidencian que una mayor penetración eólica en el sistema no tiene relación directa con un aumento del beneficio por utilizar centrales de bombeo. Finalmente, en términos de factibilidad económica de llevar a cabo el proyecto de instalación de una unidad de almacenamiento de energía por bombeo en Colbún, los resultados muestran que es necesario considerar otras vías de ingreso adicionales al arbitraje de energía, de forma de hacer más atractivo este tipo de proyectos para inversionistas.

## AGRADECIMIENTOS

---

Mediante estas líneas, quisiera agradecer a todas y cada una de las personas que hicieron posible que culminara con éxito este trabajo, y que de alguna u otra forma estuvieron vinculados a mi desarrollo personal y profesional.

En primer lugar quisiera agradecer a mi madre Marcia por toda su entrega, cariño y comprensión. No existen palabras para manifestar toda la gratitud que siento por su constante entrega y sacrificio, con tal que tuviera todo lo necesario para desempeñarme con éxito en cada uno de los desafíos que me propusiera. No me cabe duda alguna de que los logros que he conseguido en mi vida y lo que he logrado ser se deben fundamentalmente a su esfuerzo y dedicación. Su apoyo incondicional en cada momento de la carrera fue trascendental para seguir avanzando en este largo trayecto de estudiar ingeniería civil eléctrica en esta universidad. También extendo mis agradecimientos a mi padre José, quién se ha sacrificado constantemente en el trabajo para que nuestra familia tenga todo lo necesario. A ambos agradezco infinitamente su esfuerzo y dedicación, porque a ustedes debo todo lo que soy y lo que he logrado ser.

En segundo lugar, manifestar mi aprecio a mis compañeros con quienes compartí en proyectos importantes en mi vida profesional y en la Universidad, en particular a los que conocí en Eolian y Protean, en donde aprendí no sólo conocimientos técnicos sino que algo fundamental en la vida: aprender a trabajar con personas y formar equipos humanos comprometidos con lo que hacen. A todos ellos, mis deseos de éxito en lo que estén haciendo.

Finalmente, agradecer a mi profesor guía Rodrigo Moreno por su tiempo y disposición a pesar de todo el trabajo suele tener, como también a Jorge Andaur y todo su equipo de trabajo, quiénes me hicieron sentir acogido desde el primer momento en que llegué a Colbún, entregándome todas las herramientas y facilidades para desarrollar este trabajo.

A todos, muchas gracias.

# TABLA DE CONTENIDO

<b>Capítulo 1 Introducción</b> .....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivos .....	2
1.2.1 Objetivo general.....	2
1.2.2 Objetivos específicos .....	2
1.3 Alcance.....	3
1.4 Estructura del trabajo.....	4
<b>Capítulo 2 Centrales de Almacenamiento por Bombeo (PSH)</b> .....	5
2.1 Características Generales de Centrales PSH.....	5
2.1.1 Fundamentos de la Tecnología PSH.....	5
2.1.2 Clasificaciones de las centrales PSH.....	5
2.1.3 Comparación entre PSH y otras tecnologías de almacenamiento .....	6
2.2 Experiencias Internacionales y Nacionales de Centrales PSH.....	9
2.2.1 Desarrollo de la tecnología PSH en el mundo .....	9
2.2.2 Conversión de centrales hidroeléctricas convencionales a centrales PSH.....	10
2.2.3 Centrales PSH en Chile: Espejo de Tarapacá – Valhalla Energía .....	11
2.3 Importancia de las centrales PSH en los sistemas eléctricos .....	12
2.3.1 Servicios y contribuciones a la red de las centrales PSH.....	13
2.4 Aspectos Económicos de la Inclusión de Centrales PSH en la red .....	19
2.4.1 Experiencias de centrales PSH en Estados Unidos .....	19
2.4.2 Consideraciones económicas para la inclusión de centrales PSH en la red .....	24
2.4.3 Posibles fuentes de ingresos para centrales PSH en Chile .....	25
<b>Capítulo 3 Metodología</b> .....	26
3.1 Metodología principal.....	26
<b>Capítulo 4 Modelo Operacional del Complejo Colbún</b> .....	30
4.1 Características Generales .....	30
4.2 Fase 1: Modelo de Proyección de CMGs para Escenarios Futuros.....	30
4.2.1 Consideraciones generales del modelo .....	30
4.2.2 Ecuaciones del modelo de despacho uninodal .....	38
4.2.3 Escenarios Futuros Considerados.....	41
4.3 Fase 2: Modelo Optimización Operacional del Complejo Colbún.....	43
4.3.1 Características del Complejo Colbún .....	43
4.3.2 Consideraciones generales del modelo.....	46

4.3.3 Ecuaciones modelo de optimización para la gestión del complejo Colbún.....	54
<b>Capítulo 5 Resultados y Discusión .....</b>	<b>73</b>
5.1 Variación de ingresos en condiciones de restricción de riego .....	73
5.1.1 Resultados para Escenario Base CNE 2030 .....	73
5.1.2 Resultados para Escenario Solar 25% .....	75
5.2 Variación de ingresos bajo escenarios de penetración eólica-solar .....	76
5.2.1 Escenarios de Penetración Eólica .....	77
5.2.2 Escenarios de Penetración Solar.....	89
5.3 Evaluación económica de la instalación de una unidad reversible .....	98
5.4 Errores producto de la metodología escogida .....	99
<b>Capítulo 6 Conclusiones .....</b>	<b>101</b>
6.1 Conclusiones Generales .....	101
6.2 Trabajo futuro.....	104
<b>Referencias .....</b>	<b>105</b>

### 1.1 MOTIVACIÓN

Las centrales hidroeléctricas de embalse tienen una participación relevante en la matriz energética del Sistema Interconectado Central (SIC). De hecho, según el Reporte Mensual del Sector Energético de la Comisión Nacional de Energía (CNE) en su versión de Octubre de 2015, declara que esta tecnología de generación es la de mayor participación en el SIC en términos de capacidad instalada, con un 26% del total [1].

En términos de generación de energía, este tipo de centrales ve acrecentada aún más su relevancia en la medida que se presente una hidrología mayormente húmeda en el sistema, permitiendo almacenar el recurso hídrico para poder utilizarlo en el momento más adecuado, y así disminuir los costos de operación del SIC.

En los últimos años, nuestro país ha vivido una cantidad considerable de años continuos de sequía, afectando la operación de este tipo de centrales, puesto que el recurso hídrico para generación se vuelve más escaso. En este sentido, y dada la preponderancia en términos de capacidad instalada de estas centrales en la matriz del SIC, se hace imperativo buscar nuevas formas y metodologías que permitan optimizar la operación y hacer un uso más eficiente del agua, que puedan ser aplicables no sólo a las instalaciones existentes, sino a los nuevos proyectos hidráulicos que se puedan desarrollar.

La tecnología de almacenamiento de energía mediante centrales de bombeo de agua, conocida también como *Pumped Storage Hydropower* (PSH, por sus siglas en inglés) responde en forma efectiva a estos requerimientos para hacer más eficiente la operación de las centrales de embalse. El almacenamiento por bombeo permite disponer de una mayor cantidad de generación hidroeléctrica de embalse en las horas punta o de mayor costo marginal del sistema, mediante el bombeo de agua desde un reservorio inferior a otro superior, en las horas valle o de menor costo marginal del sistema. Este tipo de operación permite, por una parte, disminuir los costos de operación en las horas punta, ya que reemplaza a aquellas tecnologías con un mayor costo variable de generación. Por otro lado, esta mayor participación en punta de este tipo de centrales, puede traducirse en un aumento de ingresos para los propietarios de las centrales.

El almacenamiento de energía mediante bombeo de agua, al igual que otras tecnologías de almacenamiento de energía, permite dotar de una mayor flexibilidad a los sistemas eléctricos en las que operan. Esta flexibilidad puede entenderse como la facilidad de los sistemas eléctricos para adaptarse a la variabilidad de la demanda, y sobre todo, a la variabilidad de la generación renovable eólica o solar, caracterizadas por su intermitencia y aleatoriedad. Asimismo, una mayor capacidad de almacenamiento en los sistemas eléctricos puede hacer frente a esta variabilidad de la generación renovable solar o eólica, y también permite una operación más eficiente de las centrales térmicas a carbón,

evitando los encendidos o apagados recurrentes de estas unidades producto de dicha aleatoriedad.

Si bien, la utilización de centrales de bombeo permite una mejor utilización de las centrales de embalse, lo cual puede traducirse en un aumento de ingresos para los propietarios de dichas instalaciones, este beneficio puede verse incrementado cuando la generación hidráulica debe cumplir con restricciones de riego que permitan entregar un determinado volumen de agua a los regantes que se abastecen de los caudales turbinados por las centrales hidráulicas aguas abajo.

La operación de las centrales de bombeo está determinada fundamentalmente por las señales de precio o costos marginales horarios presentes en el sistema eléctrico. Es esperable entonces, y así lo señalan diversos estudios e informes a nivel país sobre la proyección de la capacidad instalada a futuro [2], que exista una mayor penetración de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), lo que permitirá que se genere un espacio importante para la operación de las centrales de bombeo en el sistema eléctrico.

Este trabajo tiene como objetivo determinar el beneficio asociado a la utilización de una unidad de almacenamiento por bombeo en el complejo Colbún. Este beneficio será cuantificado bajo la premisa de que la operación de las centrales del complejo debe cumplir con dotaciones de riego de acuerdo a los convenios y acuerdos vigentes en la actualidad. Del mismo modo, este trabajo evalúa como es el comportamiento de dicho beneficio ante diversos escenarios de penetración eólica o solar fotovoltaica en el sistema eléctrico, y ante distintas condiciones hidrológicas que pueden presentarse.

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 Objetivo general**

Determinar el beneficio asociado a la utilización de una unidad de almacenamiento por bombeo en el complejo Colbún ante restricciones de dotación de riego y bajo distintos escenarios de penetración eólica-solar e hidrología.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

El desarrollo de este trabajo presenta los siguientes objetivos específicos:

- i. Comprender las características y los fundamentos de las centrales de almacenamiento por bombeo, las experiencias internacionales y nacionales, y las contribuciones de este tipo de tecnología a los sistemas eléctricos.
- ii. Conocer las experiencias nacionales de centrales de almacenamiento por bombeo, revisando el desarrollo de esta tecnología en los proyectos vigentes en nuestro país.
- iii. Entender las consideraciones económicas necesarias y las condiciones que deben cumplir los mercados eléctricos para la incorporación exitosa de las centrales de almacenamiento de bombeo en los sistemas eléctricos de potencia.

- iv. Desarrollar y validar un modelo de optimización de una central de almacenamiento por bombeo en el complejo Colbún, considerando las dotaciones de riego asociadas.
- v. Evaluar la factibilidad económica de la instalación de una unidad de almacenamiento por bombeo en el complejo Colbún.

### **1.3 ALCANCE**

El modelo de optimización del complejo Colbún es tomador de precios, y por lo tanto recibe los perfiles de costos marginales según los escenarios e hidrologías consideradas. Lo anterior se fundamenta bajo el hecho de que la capacidad de la unidad de almacenamiento que se propone (100 MW) es considerablemente menor respecto de la capacidad instalada estimada para el sistema (sobre 30000 MW año 2030), por lo impacto en los perfiles de precios en la barra de conexión se consideran aceptables para efectos de este trabajo.

Los perfiles de precios que son datos de entradas del modelo operacional del complejo Colbún son obtenidos a partir de un modelo de despacho simplificado (e.g. uninodal), elaborado para efectos de este trabajo. Si bien, es posible utilizar otros programas para obtener el mismo resultado de perfil de precios, el objetivo de este trabajo no es obtener con la mayor precisión posible el costo marginal futuro (ni estudiar otros efectos más complejos como la congestión del sistema de transmisión mediante un modelo multi-nodal), sino obtener el perfil esperado para determinados escenarios de desarrollo renovable (e.g. viento, solar), que permitan entender mejor el comportamiento de la operación del complejo bajo distintos desarrollos de matrices energéticas del país. Bajo esta concepción, el valor agregado de este trabajo está en optimizar la operación para todo un año, sin ventanas móviles de tiempo, recibiendo como entrada perfiles de generación suficientemente validados y aceptados para efectos de este trabajo.

Respecto a los escenarios de capacidad instalada futura y proyecciones de penetración solar y eólica, se han escogido de acuerdo a los requerimientos de Colbún. Asimismo, los perfiles de generación obtenidos de acuerdo a estos requerimientos con el modelo de despacho uninodal propuesto en esta tesis han sido sometidos a las discusiones pertinentes en Colbún, concluyendo que los perfiles son lo esperable para los requerimientos de la empresa y de este trabajo, siendo innecesaria la utilización de otro programa para estos efectos. La información de la capacidad instalada para los escenarios futuros ha sido tomada a partir de los Informes Técnicos Definitivos para el SIC y SING en su versión de Abril 2015. Para otros escenarios requeridos, se ha modificado pertinentemente esta información de acuerdo a los intereses y requerimientos de Colbún.

Este trabajo analiza el beneficio de utilizar una unidad de almacenamiento por bombeo según la información entregada por Colbún. Para estos efectos, no se modifica ningún otro parámetro que no sea lo que se ha indicado en este trabajo. Cualquier otro tipo de sensibilidad es parte de la discusión para trabajos posteriores al realizado.



## 1.4 ESTRUCTURA DEL TRABAJO

Este trabajo se divide en 6 capítulos, los cuales se detallan a continuación:

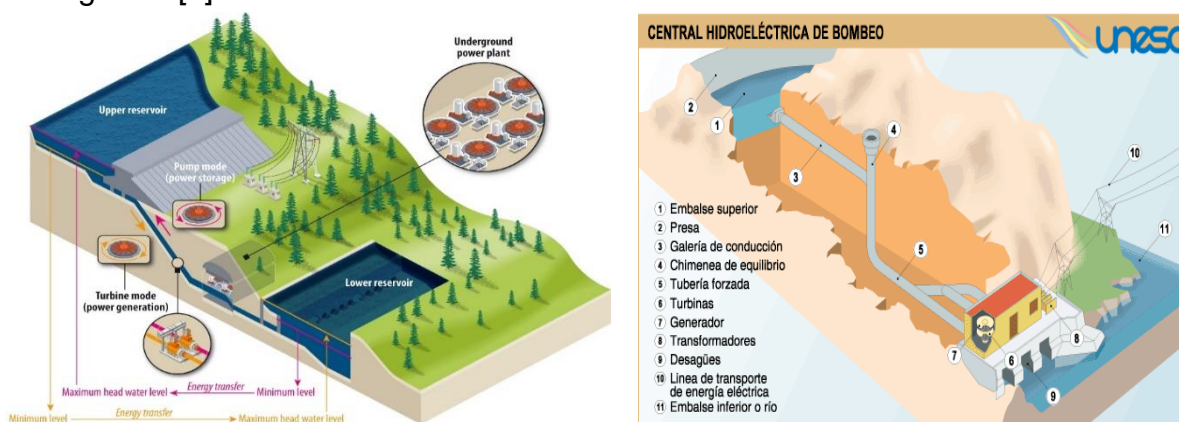
- En el capítulo 1 se indican los elementos que dan el sustento para la realización de este trabajo: desde la motivación, los objetivos generales y específicos, hasta el alcance que se pretende llegar con el presente trabajo.
- En el capítulo 2, se entregan los antecedentes necesarios para entender la tecnología de almacenamiento por bombeo. Se realiza una descripción de esta tecnología, una comparativa en términos de aspectos técnicos con otras tecnologías de almacenamiento, distintos tipos de clasificaciones, experiencias de desarrollo en otros países y proyectos en nuestro país, los servicios y contribuciones que este tipo de tecnologías puede entregar a las redes eléctricas y los requerimientos económico-regulatorios que deben cumplir los mercados eléctricos para que la introducción de este tipo de tecnología sea exitosa.
- En el capítulo 3 se entregan detalles de la metodología seguida para dar cumplimiento a los objetivos planteados con la realización de este trabajo.
- En el capítulo 4, se entregan los resultados obtenidos a partir de los modelos y optimizaciones desarrolladas. Se realiza el análisis respectivo que da cuenta del cumplimiento de los objetivos planteados al realizar este trabajo.
- En el capítulo 5 se entregan las principales conclusiones del trabajo realizado, y una serie de recomendaciones para un eventual trabajo futuro que pueda ser desarrollado a partir de lo realizado.

### 2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE CENTRALES PSH

#### 2.1.1 Fundamentos de la Tecnología PSH

La tecnología de almacenamiento por bombeo (PSH: *Pumped Storage Hydropower*, por sus siglas en inglés) ha sido utilizada durante mucho tiempo como un componente importante de los sistemas eléctricos de potencia. Una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo (central PSH) es una central hidroeléctrica que, además de generar electricidad a partir de la energía potencial gravitatoria del agua, permite el almacenamiento de la energía mediante el bombeo de agua desde un reservorio de menor altura (reservorio inferior) a uno de mayor altura (reservorio superior) [3] [4].

En este tipo de centrales, el bombeo al reservorio superior típicamente se produce en los períodos de baja demanda eléctrica (horas fuera de punta u *off-peak hours*), en donde los precios de la electricidad son más baratos, mientras que la operación como central hidroeléctrica convencional se produce en los períodos de alta demanda eléctrica (horas punta o *peak hours*), en donde los precios de la electricidad son más caros [5] [6]. Por otro lado, una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo está constituida fundamentalmente por los siguientes elementos: reservorios superior e inferior, obras de toma y de descarga, chimenea de equilibrio, tubería forzada, casa o caverna de máquinas, y las instalaciones necesarias para la transmisión de la energía a la red. El esquema de funcionamiento de una central de almacenamiento por bombeo, como los principales componentes asociados a este tipo de centrales, se puede apreciar en la figura 1 [7]:



**Figura 1** Funcionamiento de un central de almacenamiento por bombeo (izq.) y principales componentes (der.) [5].

#### 2.1.2 Clasificaciones de las centrales PSH

En la literatura es posible distinguir al menos cuatro tipos de clasificaciones de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo. El primer grupo de clasificación está relacionado con la ubicación del reservorio inferior, distinguiéndose así las centrales convencionales, las subterráneas y las que utilizan agua mar. El segundo grupo de clasificación es el que realiza el *USACE*

(United Army Corps of Engineers), que caracteriza a las centrales según si reciben o no aportes de recursos hídricos (afluentes, ríos, etc.). El tercer grupo de clasificación está basado en la configuración del tipo de máquina utilizada. La última clasificación se refiere al control de la velocidad de la máquina empleada, distinguiéndose las máquinas de velocidad fija (FS, *fixed speed*) y las de velocidad variable o ajustable (AS, *adjustable speed*). En la figura 2 se entrega un resumen de las clasificaciones anteriormente expuestas [3] [5] [6]:

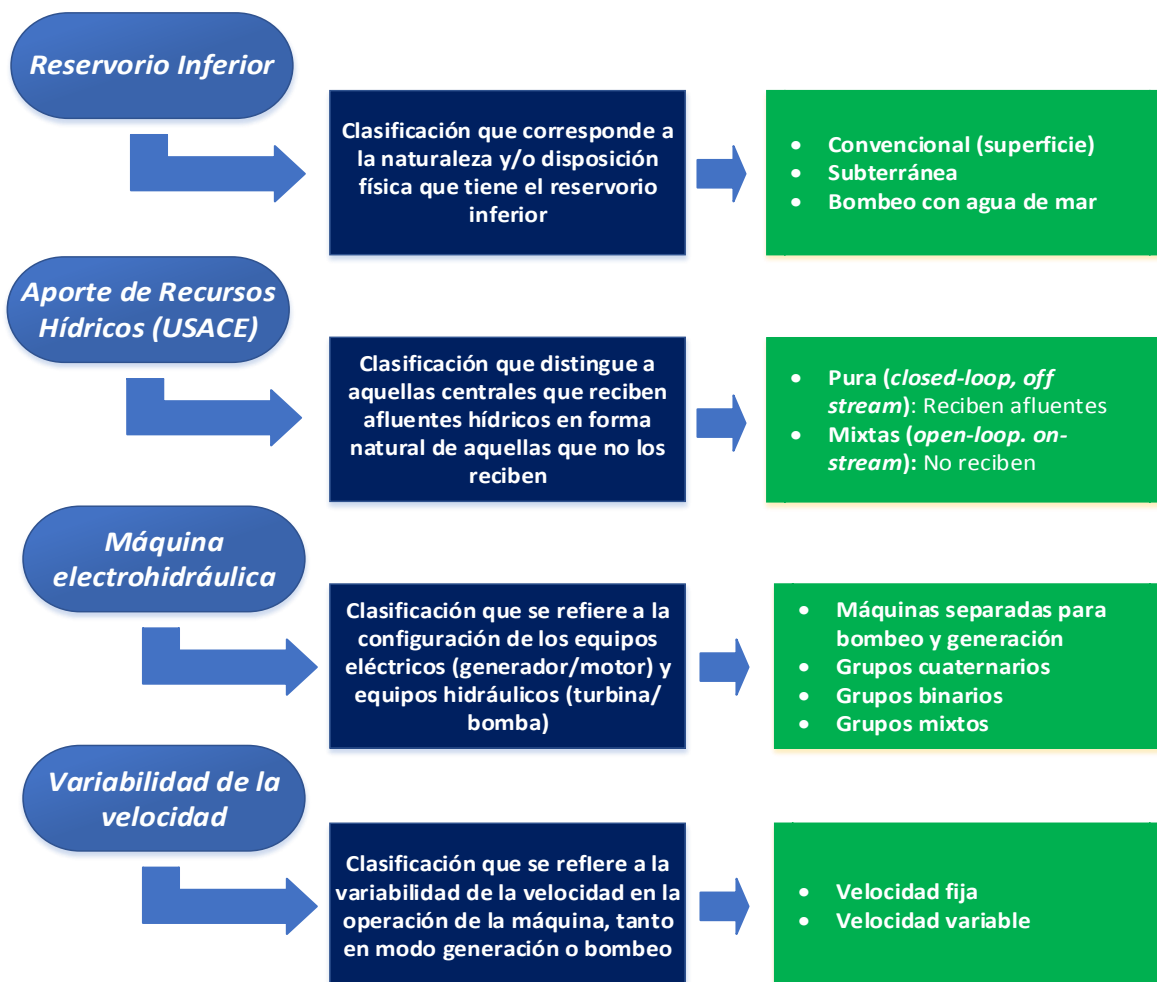


Figura 2 Clasificación de las centrales de almacenamiento por bombeo (elaboración propia)

### 2.1.3 Comparación entre PSH y otras tecnologías de almacenamiento

La tecnología de almacenamiento de energía eléctrica mayormente conocida y utilizada en el mundo corresponde a las centrales de bombeo. Sin embargo, no constituye la única tecnología desarrollada para estos fines, sino que existe una amplia variedad de sistemas que pueden tener distintas aplicaciones según sus características propias. Una clasificación ampliamente utilizada corresponde a la forma de energía utilizada para el almacenamiento, en donde se distinguen sistemas mecánicos, electromecánicos, químicos, eléctricos y térmicos. Esta clasificación puede verse en la figura 3 [8]:

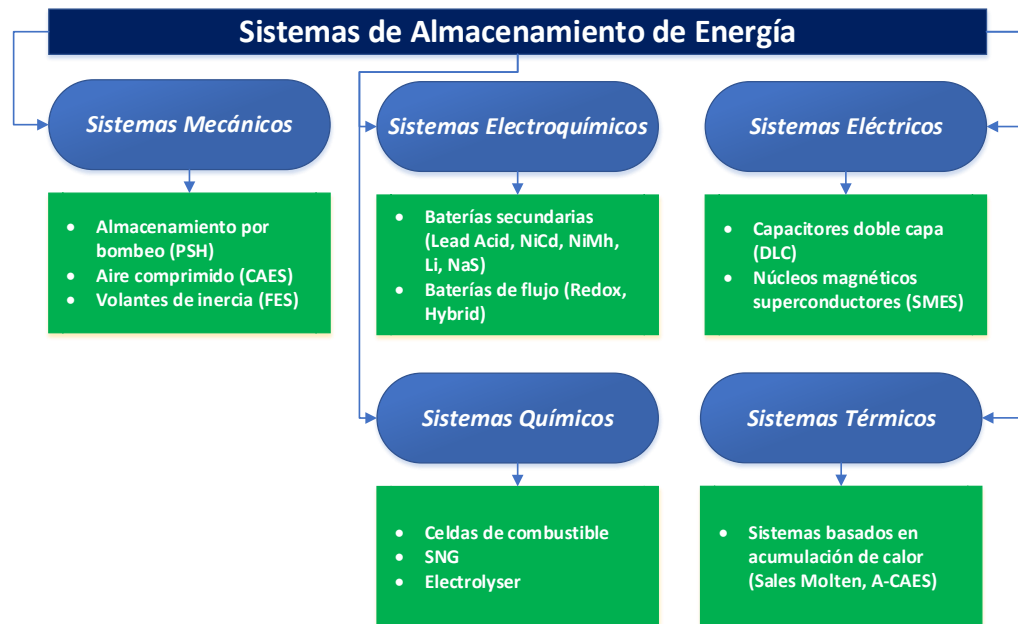


Figura 3 Tipos de sistemas de almacenamiento [16].

Según lo anterior, existe una amplia variedad de tecnologías, cada una de las cuales posee distintas características técnicas que dan origen a diferentes aplicaciones y usos. Para efectos comparativos, la figura 4 muestra las características de varias tecnologías de almacenamiento de energía en términos de rangos de potencia nominal (eje X) y tiempos de descarga a potencia nominal (eje Y), en donde es posible apreciar que la tecnologías de almacenamiento por bombeo (PSH) y los sistemas de almacenamiento por aire comprimido (CAES), son las que presentan mayores niveles de potencia y tiempos de descarga, posibilitando un mayor almacenamiento de energía respecto de otras tecnologías [9]:

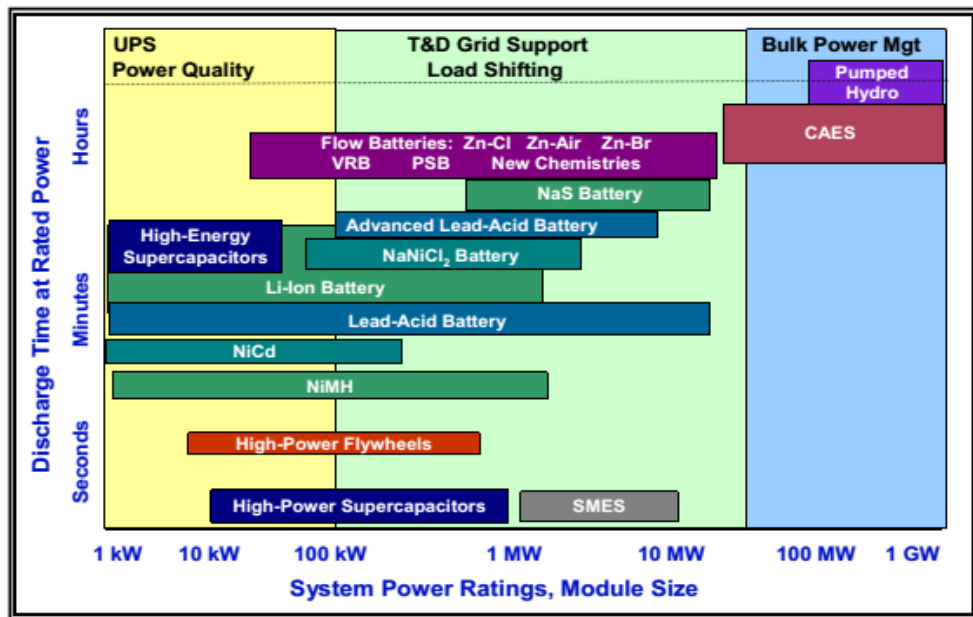


Figura 4 Características relativas a potencia de los sistemas de almacenamiento de energía [17]

Sin embargo, la tecnología CAES requiere de condiciones geográficas especiales y, en parte, se basa en la utilización de combustibles fósiles para su operación, además de que existen pocas plantas de este tipo operando en el mundo actualmente [6]. En contraste, la tecnología PSH es una tecnología madura y probada, que presenta costos bastante favorables en comparación con otras tecnologías [4].

Una de las aplicaciones claves para la integración de los sistemas de almacenamiento de energía a los sistemas eléctricos es su utilización para contrarrestar los efectos de la variabilidad diaria y horaria de las fuentes renovables, tales como las centrales solares y eólicas. En ese sentido, las tecnologías PSH y CAES presentan una mayor ventaja pues es posible, por un lado, almacenar una mayor cantidad de energía y, por otro, disponer de mayores niveles de potencia respecto de otras tecnologías. Otras tecnologías, tales como los sistemas de baterías, tendrán como uso principal contrarrestar la intermitencia en el ámbito de los segundos hasta minutos y horas, mientras que los sistemas de *flywheels* y súper capacitores buscarán ayudar al equilibrio en el contexto de segundos hasta minutos [4]. Como se mencionó anteriormente, las tecnologías presentan distintas características técnicas entre sí, por lo que adoptar una determinada tecnología dependerá de la aplicación.

Dado que no todas las tecnologías de almacenamiento pueden ser usadas en determinada aplicación, resulta interesante determinar la forma en que las características de las tecnologías de almacenamiento se ajustan a los requerimientos de las aplicaciones en los sistemas eléctricos. La figura 5 muestra tanto las aplicaciones como las tecnologías de almacenamiento, en términos de la capacidad de almacenamiento y tiempos de descarga [10]. Los servicios y contribuciones a los sistemas eléctricos de las centrales de almacenamiento por bombeo se discutirán en secciones posteriores de este mismo capítulo:

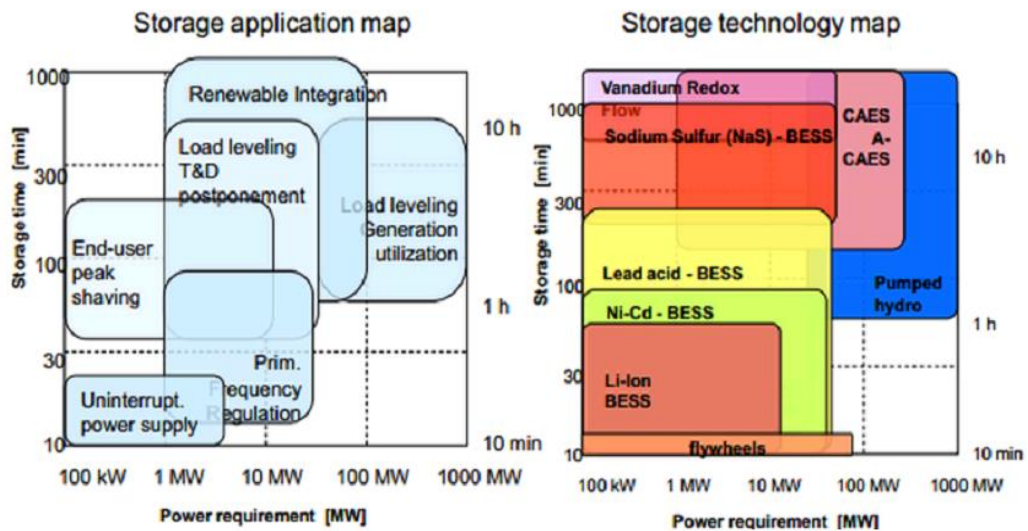


Figura 5 Distintas aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía [18]

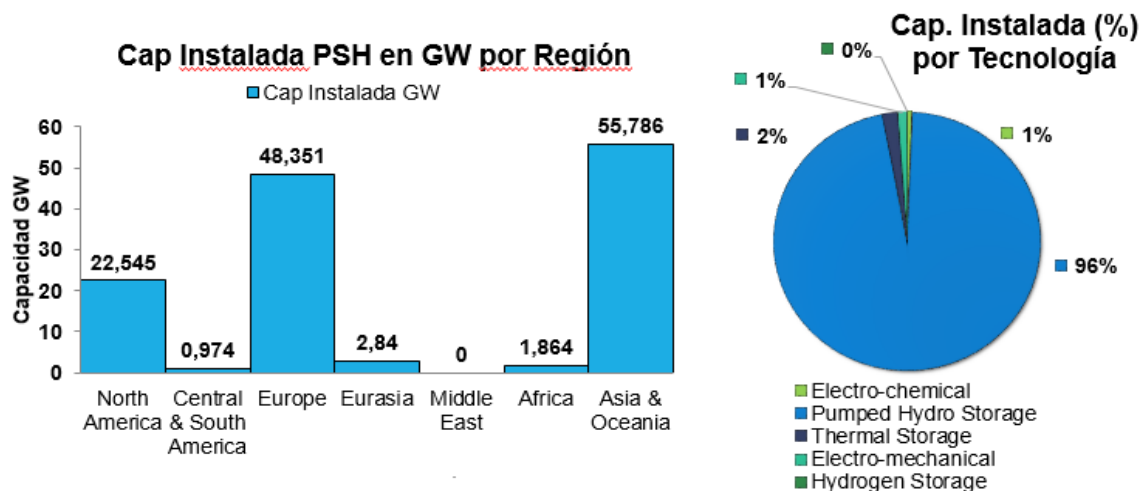
## 2.2 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES Y NACIONALES DE CENTRALES PSH

### 2.2.1 Desarrollo de la tecnología PSH en el mundo

La tecnología de centrales hidroeléctricas de bombeo es actualmente el medio más utilizado en el mundo en lo que se refiere a los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica [10]. Si bien, esta tecnología ha tenido un auge reciente, las primeras aplicaciones conocidas de este tipo de tecnología datan de 1882, en Zurich, Suiza, en donde por cerca de una década se utilizó una bomba, una turbina y un reservorio como sistema hidromecánico de almacenamiento [6].

El renovado interés por este tipo de tecnología ha sido motivado en parte por el significativo incremento de la generación de energía proveniente de fuentes renovables, tales como la generación solar y generación eólica, las cuales, por su naturaleza aleatoria, introducen variabilidad e incerteza en la generación de energía eléctrica, demandando una mayor flexibilidad por parte del resto de los recursos del sistema eléctrico. Dado que las tecnologías de almacenamiento de energía poseen una serie de características técnicas que pueden contribuir a una operación más confiable del sistema eléctrico, como por ejemplo atenuar las variabilidades de las fuentes renovables, el almacenamiento por medio de centrales de bombeo es la tecnología que ha resurgido favorablemente dada la madurez que ha alcanzado y la extensión de su utilización. Simultáneamente, las reestructuraciones de los mercados eléctricos han permitido determinar los tipos de flexibilidades necesarias, especificando la forma de compensación de esta flexibilidad, y estableciendo mercados para favorecer la competencia y cumplir estos requerimientos [5].

En la figura 6 es posible apreciar que la tecnología de almacenamiento por bombeo es que más se ha desarrollado como medio de almacenamiento de energía, alcanzando el 96% de la capacidad total instalada a nivel mundial respecto de la capacidad instalada de todas las tecnologías de almacenamiento [11]. Adicionalmente, es posible de apreciar también zonas del mundo en que se ha desarrollado en mayor cantidad la tecnología de centrales de almacenamiento por bombeo [12]:



**Figura 6** Participación del almacenamiento de energía por bombeo según ubicación y otros tipos de almacenamiento [20]



Un aspecto relevante de las centrales de bombeo, es que la potencia de diseño de este tipo de centrales puede ser considerablemente mayor con respecto a otros tipos de sistemas de almacenamiento de energía. Resulta también interesante también notar que este tipo de tecnología no se ha desarrollado exclusivamente en el último tiempo, como es posible de observar en la tabla 1, en donde la central Bath County es de mayor capacidad instalada en el mundo, y data desde 1905 [11]:

**Tabla 1** Centrales de bombeo más grandes en términos de capacidad instalada [19]

Nombre Proyecto	Tipo de PSH	Pot MW	Status	Inicio	Beneficios Red	País
Bath County Pumped Storage Station	Open Loop PSH	3030	O	1905	ETS	USA
Robert Moses Niagara Hydropower Plant	Open Loop PSH	2755	O	1961	ETS; SC; SRC-S	USA
Huizhou Pumped Storage Power Station	Open Loop PSH	2448	O	2011	ETS; SRC-S; FR	China

Sudamérica también ha explorado en el desarrollo de esta tecnología, en donde Brasil y Argentina lideran en lo que se refiere a la utilización de este tipo de centrales, tal como se puede ver en la tabla 2:

**Tabla 2** Centrales de bombeo en Sudamérica [19]

Nombre Proyecto	Tipo de PSH	Pot MW	Status	Inicio	Beneficios Red	País
Rio Grande-Cerro Pelado Hydroelectric Complex	Open Loop PSH	750	O	1986	ETS; SRC-S	ARG
Los Reyunos Pumped Hydro Storage	Open Loop PSH	224	O	1984	ETS; SC	ARG
Pedreira Pumped Hydro Power Station	Open Loop PSH	20	O	-	ETS; SC	BRA

### 2.2.2 Conversión de centrales hidroeléctricas convencionales a centrales PSH

Uno de los hechos relevantes que ha llevado a considerar con un renovado interés a las tecnologías de almacenamiento de energía, en particular a las centrales de almacenamiento por bombeo, es la creciente necesidad de dotar de mayor flexibilidad a los sistemas eléctricos, para permitir una mayor incorporación de fuentes de energía renovables, fuentes que se caracterizan por la variabilidad e incertidumbre. Bajo esta consideración, si bien existen proyectos que desde sus inicios se conciben como centrales de almacenamiento por bombeo y por ende pueden operar en formar reversible tanto para generar energía como bombear agua hacia un reservorio superior y actuar como consumo, no es ilógico evaluar la factibilidad de convertir una central hidroeléctrica convencional en una central de bombeo. De acuerdo a lo anterior, existen tanto casos de conversión de central convencional a central de bombeo como estudios que evalúan la factibilidad del proceso de conversión. Tanto los casos reportados como los estudios asociados, se detallarán en los siguientes apartados.

#### a) Caso de Conversión Central Sloy, Escocia:

La central hidroeléctrica Sloy, ubicada en Escocia – Reino Unido, completó su construcción en 1950. Posee una capacidad instalada de 152 MW, la cual está conformada por 3 unidades de 40 MW y 1 unidad de 32 MW, en donde todas las turbinas son del tipo Francis vertical. Tras un estudio realizado por la empresa propietaria de la instalación (SSE *Renewables*), cuyo fin fue

determinar y evaluar nuevas propuestas para el desarrollo de almacenamiento de energía por centrales de bombeo, se propuso la conversión de la central convencional Sloy. La propuesta consistió en la instalación de dos unidades adicionales de bombeo, de 30 MW cada una, que permitieran bombear agua al reservorio superior en promedio 6 horas al día. Esta configuración no aumentó la capacidad instalada de la central en el modo generación, sino que se adicionaron 60 MW de capacidad de bombeo. Los datos anteriormente mencionados de esta central se encuentran en la tabla 3:

**Tabla 3** Características Central PSH Sloy [21]

<b>Nombre Central</b>	<b>Sloy Hydroelectric Power Station</b>
<b>Ubicación</b>	Loch Lomond, Escocia, Reino Unido
<b>Propietario</b>	Scottish & Southern Energy (SSE)
<b>Capacidad instalada generación</b>	152 MW (1x32 MW y 3x40 MW)
<b>Capacidad de bombeo</b>	60 MW (2x30 MW)

## **b) Estudios de evaluación de nuevas propuestas de centrales PSH**

El interés por evaluar nuevas propuestas para el desarrollo de proyectos de centrales de almacenamiento por bombeo se ha reflejado en estudios realizados por diversas instituciones a nivel internacional. En este trabajo se citarán dos estudios, uno patrocinado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, US) y otro realizado por el Centro de Investigación Conjunta (JRC) del Instituto de Energía y Transporte de la Unión Europea.

### **1. Evaluación de propuestas en Estados Unidos:**

El estudio de la referencia [13] realiza una evaluación de sitios candidatos para la instalación de nuevos proyectos de centrales de almacenamiento por bombeo. Para realizar la evaluación, previamente se revisan y caracterizan las centrales de bombeo existentes en Estados Unidos, con el objetivo de definir los criterios de selección de los sitios de emplazamientos de nuevas centrales. Dentro de los posibles emplazamientos considerados en la evaluación, se encuentran centrales hidroeléctricas convencionales, en donde se propone la conversión de este tipo de centrales bajo ciertos criterios técnicos y económicos.

### **2. Evaluación de propuestas en la Unión Europea:**

El estudio de la referencia [14] también realiza una evaluación de posibles zonas candidatas para la instalación de centrales de almacenamiento por bombeo. La diferencia radica en que se utiliza una metodología diferente, a través de un análisis de información geográfica (GIS). Con esta herramienta es posible de obtener un potencia teórico, al cual después se le aplican una serie de restricciones de todo tipo (ambientales, técnicas, etc.) con la finalidad de obtener un potencial realizable y factible.

#### **2.2.3 Centrales PSH en Chile: Espejo de Tarapacá – Valhalla Energía**

El proyecto “Espejo de Tarapacá”, iniciativa que se encuentra en evaluación ambiental y que es llevada a cabo por la empresa Valhalla Energía es pionera en su tipo en Chile en lo que se refiere a centrales de almacenamiento por bombeo. El objetivo de este proyecto es la generación de energía mediante una central



hidráulica reversible de bombeo ubicada en el sector costero de Caleta San Marcos, a unos 100 kilómetros al sur de la ciudad de Iquique. La conexión de esta central se llevaría a cabo en la subestación Lagunas en el SING.

El principio de funcionamiento de la central considera bombear agua de mar durante el día, utilizando para ello la energía proveniente de centrales solares ubicadas en la vecindad de la red troncal del SING, energía proveniente del proyecto solar fotovoltaico “Cielos de Tarapacá” de la misma empresa, para luego, durante la noche, generar hidroelectricidad. De este modo, se logra una producción que combina la energía solar durante el día con la energía hidráulica durante la noche, garantizando una producción constante que permite satisfacer adecuadamente la demanda de energía de terceros. Para lograr lo anterior se contempla la instalación de equipos de bombeo reversibles, alojados en una caverna de máquinas, los que operando con energía solar, elevarán el agua de mar hasta una depresión natural ubicada en la meseta superior aledaña, y durante la noche, operando en modo de turbinas, utilizarán el agua acumulada en la meseta superior para generar energía devolviéndola posteriormente al mar [15]. Tanto el sistema de captación de agua de mar como las conducciones serán subterráneas y bidireccionales, es decir, la dirección del flujo de agua dependerá si ésta es bombeada o turbinada, no requiriéndose obras distintas para cada modo de operación. Se contempla una potencia instalada de bombeo de 300 MW y una potencia instalada de generación de hasta 300 MW distribuida en tres turbinas hidráulicas reversibles (bomba/turbina) de 100 MW cada una.

En la figura 7 es posible apreciar tanto la ubicación geográfica del proyecto, como un diagrama de funcionamiento del proyecto [15] [16] [17].

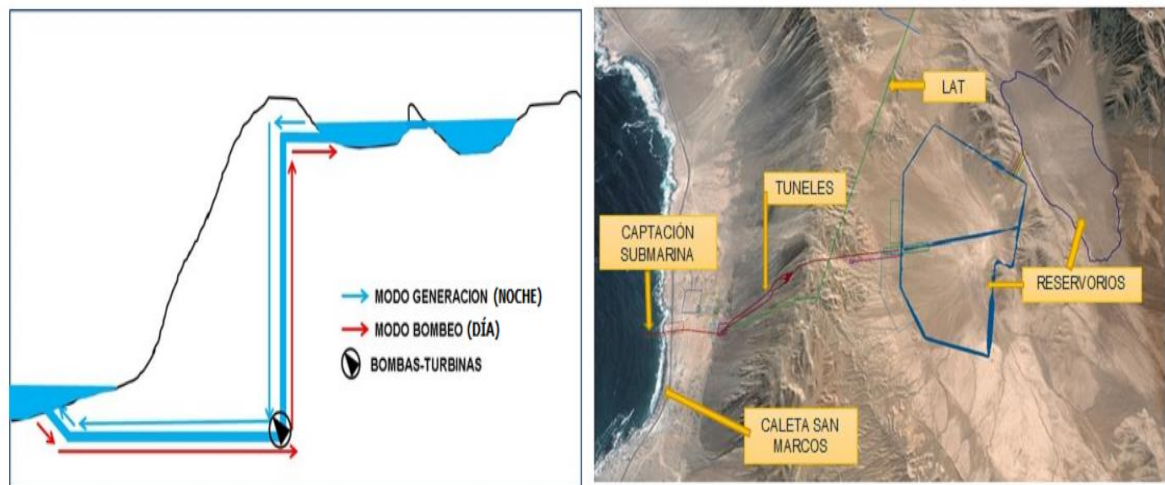


Figura 7 Configuración física proyecto (izq.) y ubicación de componentes (der.), Proyecto “Cielos de Tarapacá”

### 2.3 IMPORTANCIA DE LAS CENTRALES PSH EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

La red eléctrica es un sistema de ingeniería bastante complejo, en donde la generación debe ajustarse constantemente a la demanda, con la finalidad de mantener la frecuencia y la estabilidad. Para cumplir lo anterior, deben abordarse tanto problemas operaciones como de control, en ventanas de tiempo desde los

microsegundos hasta días, tal como lo muestra la figura 18. En el corto plazo inmediato, los problemas asociados a los armónicos en la red y la estabilidad de la misma son abordados mediante sistemas de control y acciones de respuesta automática. En la ventana de tiempo del mediano plazo, se emplean acciones de regulación y despacho para mantener la frecuencia del sistema y el balance entre la generación y la demanda. En el largo plazo, el desafío es planificar y determinar, en la forma más económica posible, los recursos necesarios para controlar la variabilidad y la incerteza tanto en la demanda como en la generación. El incremento de las energías renovables incorpora a los sistemas eléctricos una cuota importante de variabilidad e incerteza en los sistemas eléctricos, apreciándose este impacto en forma más significativa en la mitad de la ventana de tiempo operacional de la figura 8 [6]:

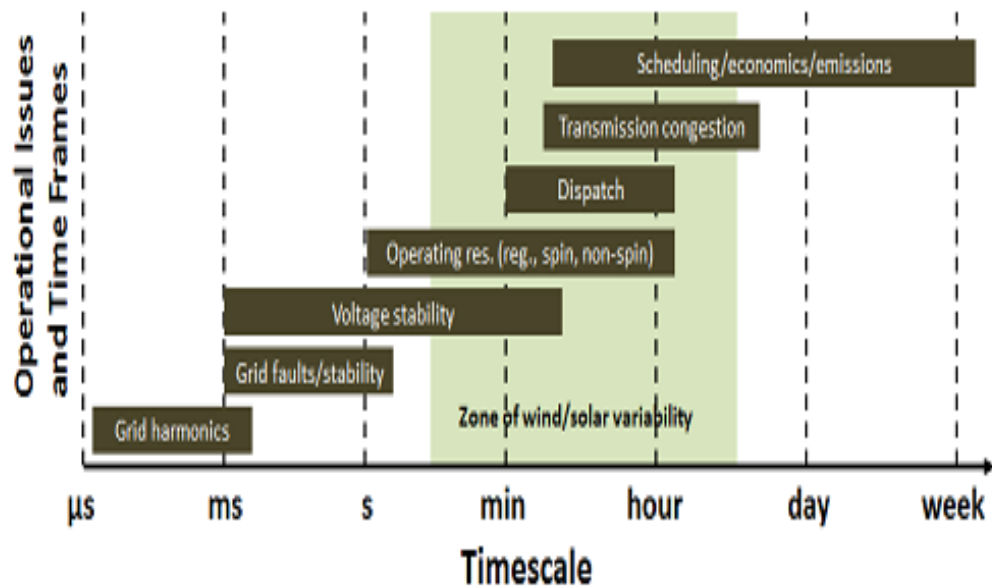


Figura 8 Aspectos operacionales según ventana de tiempo considerada [4]

Las centrales de almacenamiento por bombeo pueden contribuir al cumplimiento de los desafíos de control y operacionales mencionados anteriormente, dado que este tipo de centrales posee una flexibilidad y versatilidad importante en su operación. En las secciones siguientes, se evaluarán los beneficios de las centrales de almacenamiento por bombeo en los sistemas eléctricos, y se detallará como este tipo de centrales puede contribuir a la confiabilidad de la red y a una integración más eficiente de las energías renovables.

### 2.3.1 Servicios y contribuciones a la red de las centrales PSH

Las centrales de almacenamiento por bombeo son instalaciones versátiles que proveen de muchos beneficios a los sistemas eléctricos en los cuales están localizadas. Los servicios y contribuciones que entregan este tipo de centrales se pueden apreciar en la tabla 4, en donde se agrupan según las características propias de cada uno de estos servicios [5] [6] [3] [4] [18]:

**Tabla 4** Servicios y contribuciones a la red de centrales de bombeo [5] [6] [3] [4] [18]

<b>Categoría 1: Servicios de Suministro Eléctrico</b>
1. Arbitraje de energía 2. Capacidad de generación
<b>Categoría 2: Servicios Complementarios</b>
1. Reservas operativas 2. Soporte para el control de tensión 3. Partida en negro
<b>Categoría 3: Apoyo a Sistema de Transmisión y Distribución</b>
1. Soporte para la transmisión 2. Reducción de la congestión en transmisión 3. Desplazamiento de inversiones en transmisión y distribución
<b>Categoría 4: Gestión de Energía a Consumidores</b>
1. Confiabilidad del servicio eléctrico 2. Calidad del servicio eléctrico
<b>Categoría 5: Integración de Energías Renovables</b>
1. Arbitraje de energías renovables 2. Capacidad firme de energías renovables 3. Integración a la red de la generación eólica
<b>Categoría 6: Contribuciones Incidentales</b>
1. Reducción en el uso de combustibles fósiles en generación 2. Reducción en las emisiones medioambientales

La tabla anterior resume las contribuciones y servicios que son capaces de entregar las centrales de almacenamiento por bombeo en los sistemas eléctricos. Sin embargo, existen algunos servicios y contribuciones en los cuales este tipo de centrales presentan ventajas comparativas sobre otras tecnologías de almacenamiento, tales como el arbitraje de energía, servicios complementarios asociados a provisión de reservas operativas y partida en negro, integración de energías renovables y optimización de los consumos de los usuarios finales, tal como puede observarse en la tabla 5 [29]:

**Tabla 5** Ventajas comparativas de las centrales PSH en términos de los servicios que entregan a la red [29]

Aplicación	CAES	PSH	Flywheels	Lead-Acid	Nas	Li-ion	Flow Batteries
Arbitraje energía	+	+	-	++	++	++	++
Reservas operativas	-	+	+	++	++	++	++
Servicios complementarios	+	+	+	+	+	+	+
Partida en negro	+	+	-	+	+	+	+
Retraso inversión Tx	-	-	-	+	+	+	+

Retraso inversión Dx	-	-	-	+	+	+	+
Suministro de energía portátil (usuario final)	-	-	-	+	+++	+++	+++
Integración GD intermitente	-	-	-	+	+	+	+
Regulación consumos usuarios finales	+	+	-	+	+	+	+
Integración microredes	-	-	-	+	+	+	+

Se dará a continuación una breve explicación de aquellas características en las cuales las centrales de almacenamiento por bombeo presentan ventajas comparativas. El resto de los servicios y contribuciones se encuentran detallado en la sección Anexos de esta memoria.

### a) Arbitraje de Energía

El arbitraje de energía se entiende como la operación en la cual las instalaciones de almacenamiento de energía generan electricidad en los períodos punta o de demanda alta (*peak hours*), en donde típicamente el precio de la electricidad es alto, y consumen electricidad en los períodos valle o de demanda baja (*off-peak hours*), en donde típicamente el precio de la electricidad es bajo. El arbitraje de energía es una operación que está impulsado por razones económicas e implica beneficios tanto en servicios eléctricos regulados como mercados eléctricos competitivos. En los servicios eléctricos regulados, el arbitraje de energía permite reducir el costo total de producción del sistema, desplazando a las unidades de alto costo en las horas punta o de alta demanda, e incrementando la utilización de las unidades de base de bajo costo durante las horas de baja demanda. Dado que este tipo de operación reduce la demanda neta del sistema durante las horas punta e incrementa la demanda durante las horas fuera de punta, normalmente se le conoce como recorte de punta o nivelación de la carga [5], tal como se muestra en la figura 9:

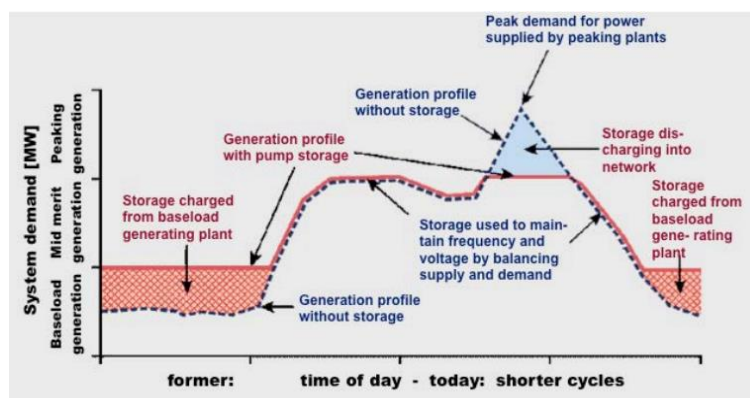


Figura 9 Arbitraje de Energía [3]

En mercados competitivos, en donde los precios de la electricidad son determinados hora a hora, el arbitraje de energía permite reducir los altos precios de la electricidad durante las horas punta, y al mismo tiempo, se utilizan los precios bajos de la electricidad durante las horas fuera de punta para recargar el sistema de almacenamiento de energía.

Es importante notar que la operación de arbitraje de las instalaciones de almacenamiento de energía en mercados competitivos es motivada principalmente por la diferencia de precios entre las horas punta y las horas fuera de punta. El diferencial de precios debería ser suficientemente grande como para cubrir las pérdidas en el ciclo de eficiencia en el proceso de carga/descarga de energía y para proveer cierta cantidad de ingresos. Por lo anterior, también al arbitraje de energía se le conoce también como arbitraje de precios.

## b) Reservas Operativas:

Las reservas operativas se entienden como la capacidad disponible en el sistema para el balance de la potencia activa. Desde el punto de vista de los servicios complementarios y las contribuciones de las centrales de almacenamiento por bombeo, es posible distinguir las siguientes aplicaciones:

### i. Reservas para regulación (control primario):

El control primario de frecuencia, conocido también como el control del regulador o respuesta del regulador, permite recuperar el balance entre la potencia consumida y demandada. En otras palabras, la regulación es utilizada para amortiguar las diferencias que se pueden producir entre la generación y la demanda, dada la fluctuación de las mismas, tal como se muestra en la figura 10 [19]:

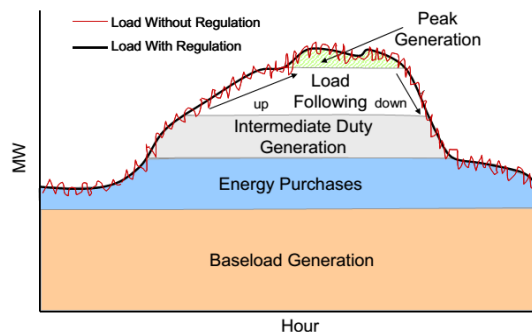


Figura 10 Diagrama de reservas operativas para regulación [29]

Dado que la naturaleza de las fluctuaciones, se requiere de unidades que puedan responder en forma rápida ante estas variaciones, característica que poseen las centrales de almacenamiento por bombeo. Como consecuencia de lo anterior, las centrales convencionales térmicas son más eficientes cuando operan en un nivel de potencia específico y constante, lo que sería posible si las centrales de almacenamiento por bombeo absorbieran estas fluctuaciones, permitiendo así que las centrales convencionales térmicas no acorten su vida útil producto de las constantes

variaciones en sus niveles de potencia de operación, evitando también los encendido y apagado de unidades [29]. Las tecnologías recientes asociadas al almacenamiento de bombeo permiten suministrar reservas de regulación para el control primario de frecuencia, tanto en modo de generación como en modo de bombeo, en contraste con las tecnologías más antiguas que solo permitían este tipo de regulación en modo generación solamente.

**ii. Reservas para seguimiento (control secundario):**

Se entiende como reservas para seguimiento la capacidad disponible en condiciones normales de operación que puede ser utilizada para el corregir el desbalance futuro de potencia activa. Es más lento que la optimización del despacho económico y no requiere de una respuesta automática centralizada. Este tipo de reservas incrementa o disminuye la potencia de salida de las unidades generadoras con la finalidad de seguir los cambios de la demanda horaria en el largo plazo, más predecibles. Este tipo de reservas puede ser del tipo manual o por medio de AGC. Un ejemplo del seguimiento de la demanda se muestra en la figura 11 [29]:

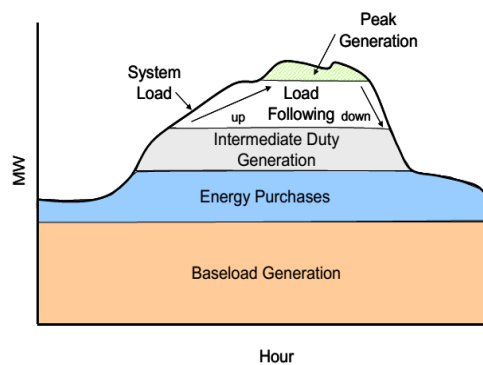


Figura 11 Diagrama de reservas para seguimiento [29]

**iii. Reserva pronta (control terciario):**

Capacidad de generación que está disponible, no sincronizada, y que no responde automáticamente ante desbalances de potencia activa entre generación y consumo, pero que puede ser utilizada en el corto tiempo para corregir la frecuencia a su valor nominal y/o el ACE a cero.

**iv. Reservas suplementarias:**

Reservas cuya finalidad principal es ser respaldo de las reservas en giro y las reservas no en giro. Este tipo de reservas no está sincronizada y puede responder en el corto tiempo ante desbalances de potencia de largo plazo. Son utilizadas una vez que todas las reservas en giro y no en giro hayan sido sincronizadas.

En la siguiente figura, se muestra el almacenamiento de energía puede responder ante requerimientos de reserva de giro. El gráfico superior muestra que existe una pérdida de generación y el gráfico inferior muestra



la respuesta inmediata del almacenamiento de energía, con una descarga de 30 minutos, hasta que se restablece la generación convencional [29]:

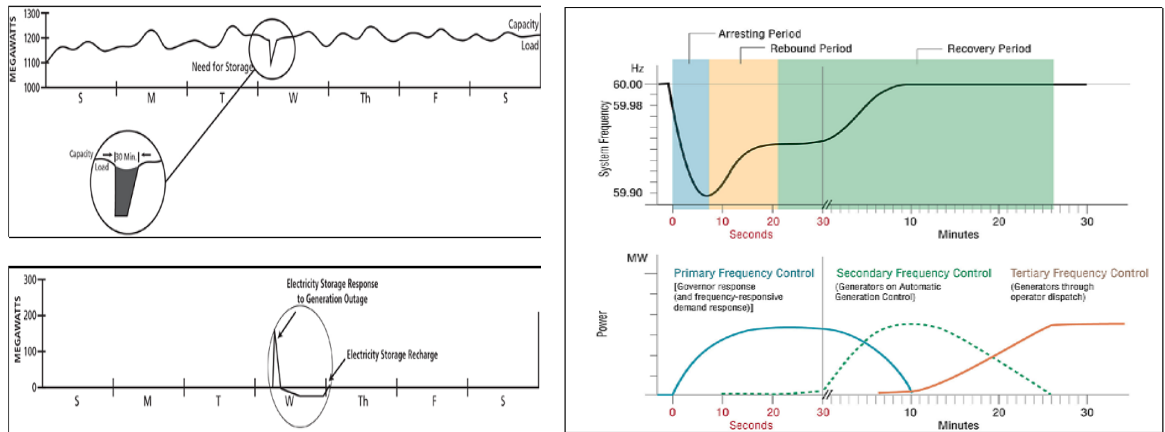


Figura 12 Diagrama de reservas en giro (izq.) y acciones de control de frecuencia (der.). [29]

En la figura 12 se puede apreciar el problema del control de frecuencia y las acciones sucesivas de control para llevar la frecuencia a su nivel nominal [29]:

**c) Partida en negro (*Black-Start Capability*):**

En el caso de una caída general del sistema eléctrico, la restauración del sistema debe comenzar por aquellas unidades que puedan partir en forma autónoma. Es claro que este tipo de unidades de partida en negro, tienen una función esencial en los sistemas eléctricos, y la mayoría de los sistemas tarifarios reconocen este tipo de servicios complementarios. Los avances en la tecnología de centrales de almacenamiento por bombeo son capaces de suministrar este tipo de servicio. Las unidades ternarias son capaces de ofrecer este tipo de servicios, aunque aquellas unidades que operan con electrónica de potencia no podrían ofrecer este tipo de servicio por las restricciones propias de su diseño [3]. En la figura 13, se puede apreciar la operación del almacenamiento de energía en el caso de partida en negro. La figura muestra la operación de una batería que entrega energía tanto a un sistema de transmisión como a dos motores diesel que operan hasta que el sistema e interconexión se ha restablecido [29].

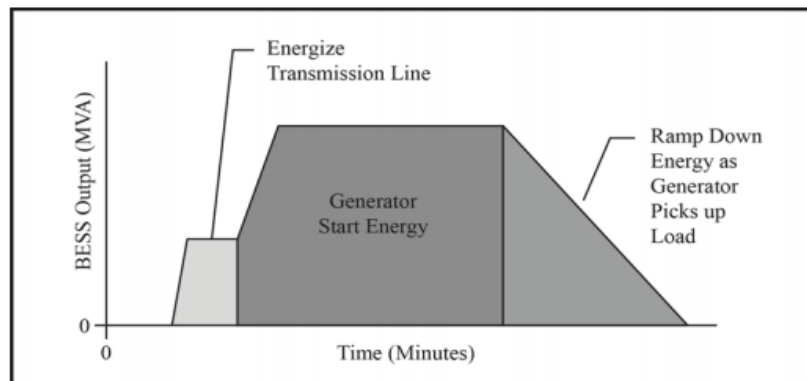


Figura 13 Partida en Negro [29]

#### **d) Integración de energías renovables en sistemas eléctricos**

Las tecnologías de almacenamiento de energía, tales como las centrales de almacenamiento por bombeo, pueden facilitar de muchas formas la integración de energías renovables a la red. Las centrales de almacenamiento por bombeo pueden almacenar los excedentes de energía solar y eólica en las horas en las cuales la generación excede a la demanda, energía que puede ser utilizada posteriormente en los períodos de alta demanda. Con esta operación, las centrales de almacenamiento por bombeo pueden efectivamente disminuir las reducciones de operación de las centrales renovables y permiten la utilización de los recursos renovables [3] [18] [19].

La utilización conjunta de centrales del almacenamiento por bombeo y centrales de energías renovables puede ser una aplicación útil para reducir el problema de variabilidad que enfrentan los recursos renovables. El objetivo entonces es conseguir que la generación combinada de los recursos renovables y las centrales de almacenamiento sea prácticamente constante [18] [19]. Lo anterior se traduce en que si se tiene una capacidad firme renovable constante en las horas punta, no es necesaria la utilización de centrales convencionales de alto costo en las horas punta [18] [19].

## **2.4 ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA INCLUSIÓN DE CENTRALES PSH EN LA RED**

### **2.4.1 Experiencias de centrales PSH en Estados Unidos**

La mayoría de las instalaciones de centrales de almacenamiento de bombeo en los Estados Unidos se empezaron a construir en la segunda mitad de los años setenta. Los proyectos se justificaron económicamente por el arbitraje de precios diarios basados en los altos costos de las centrales de generación de punta, basadas en combustibles fósiles, y los bajos costos de generación de las centrales de base de carbón y nucleares en las horas fuera de punta. En esa época, los costos de capital eran similares a las centrales a gas de ciclo combinado. Hoy en día, con el gas natural como combustible que margina en los precios de la electricidad en la mayor parte de tiempo y con una mejor eficiencia de las turbinas de combustión a menores costos de capital, el arbitraje de energía no es necesariamente suficiente para justificar nuevas instalaciones de centrales de almacenamiento por bombeo. Sin embargo, el almacenamiento de energía ofrece beneficios adicionales asociados a una mayor flexibilidad para los sistemas eléctricos, flexibilidad que será necesaria para enfrentar la creciente, variable e incierta generación renovable. Es así como la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) ha definido explícitamente los servicios complementarios, lo cual ayudará a cuantificar y valorizar los requerimientos de flexibilidad. Esto ha llevado a la creación de mercados de energía y servicios complementarios que valorizan los beneficios de la flexibilidad. En ese sentido, se han identificado varios problemas asociados al diseño de los mercados eléctricos que afectan los beneficios de las centrales de almacenamiento por bombeo. Lo anterior se detalla en la tabla 6 [3] [4]:



**Tabla 6** Problemas que enfrentan los mercados eléctricos para la integración de PSH [3] [4]

Topico	Descripción y Estado Actual
<p><b>Optimización en mercados day-ahead</b></p>	<p>Permitir la programación del modo de operación de las centrales PSH en el mercado day-ahead, con el fin de minimizar el costo de operación en el horizonte de tiempo de análisis. La ventana de tiempo del horizonte de análisis es relevante. Actualmente, PJM es el único mercado que aplica esta metodología.</p>
<p><b>Optimización en mercados de tiempo real</b></p>	<p>Permitir la programación del modo de operación de las centrales PSH en el mercado, basado en la operación del mínimo costo y en la información actualizada del mercado day-ahead. Actualmente, no hay mercado que haga este tipo de optimización en tiempo real.</p>
<p><b>Pérdida del costo de oportunidad basado en precios de equilibrio de servicios complementarios multi-horarios.</b></p>	<p>Dado que el valor de las centrales de almacenamiento por bombeo depende en gran manera de su operación óptima a lo largo de un horizonte de tiempo (al menos un día), la pérdida del costo de oportunidad de sus recursos es altamente compleja. Los mecanismos de fijación de precios deberían tener en cuenta esta situación, en donde proveer servicios auxiliares a los sistemas eléctricos en una hora resulta en una pérdida de oportunidad para proveer energía en otra.</p>
<p><b>Realización de pagos por la operación completa (ciclo completo) de las centrales de almacenamiento por bombeo.</b></p>	<p>Si las unidades de almacenamiento por bombeo son completamente optimizadas en el mercado por el operador independiente del sistema (ISO), los propietarios de las instalaciones deberían recibir garantías de que si siguen la programación entregada por el ISO, ellos no incurrirán en pérdidas operacionales, similar a las reglas que se aplican a los generadores convencionales. Esto debería aplicarse si las plantas de almacenamiento por bombeo terminan pagando más durante la</p>

	operación por bombeo que lo que ganarían durante la operación de generación.
<p><b>Pagos basados en intervalos de tiempo sub-horarios</b></p>	<p>Si las remuneraciones están basadas en precios sub-horarios, la central de bombeo tendría oportunidades para usar su capacidad de respuesta rápida para ajustarse a las oscilaciones de precios en tiempo real que pueden beneficiar en gran manera al sistema. Con los pagos basados en intervalos horarios, la central de bombeo y otras centrales no tendrían los incentivos suficientes para responder a precios sub-horarios, sino seguirían los precios promedios por hora. Pocos ISOs realizan esta metodología, mientras que todos calculan precios sub-horarios como parte del despacho en tiempo real.</p>
<p><b>Pago por desempeño en las reservas de regulación</b></p>	<p>Las centrales de bombeo pueden mejorar la confiabilidad del sistema al proveer reservas de regulación que responden más rápido que aquellas que pueden proveer otras tecnologías. Las centrales de bombeo podrían además obtener ingresos adicionales si los pagos por este tipo de reserva estuvieran basados en la calidad del desempeño. Todos los ISOs han modificado las reglas en respuesta a la ordenanza de la FERC 755 y están comenzando a implementar modificaciones en el diseño relacionados con el mercado de pago por desempeño.</p>
<p><b>Mercado y precios para la respuesta primaria de frecuencia.</b></p>	<p>La respuesta primaria de frecuencia es un servicio que no es necesariamente incentivado en los mercados eléctricos actuales. Podría ser una fuente adicional de ingresos para las centrales de bombeo, especialmente aquellas centrales de velocidad variable que son particularmente adecuadas para entregar una respuesta primaria de frecuencia.</p>

<p style="text-align: center;"><b>Mercado y precios para reservas de seguimiento de la demanda</b></p>	<p>El servicio de seguimiento de la demanda está siendo propuesto en MISO y CAISO, pero también está siendo discutido ampliamente en la industria, para hacer frente a los desafíos de las energías renovables. Tales nuevos servicios pueden implicar nuevas fuentes de ingresos para las plantas de bombeo, especialmente a las centrales de bombeo de velocidad variable, las cuales pueden proveer este servicio tanto el modo de generación como en el modo de bombeo.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Mercado y precios para el control de tensión</b></p>	<p>No existen mercados en la actualidad asociados al control de tensión en USA, solo existen mecanismos de recuperación de costos. Un mecanismo de precio para el control de tensión podría significar ingresos adicionales para las centrales de bombeo.</p>

**i. Mercado de servicios complementarios:**

Típicamente los servicios complementarios involucran tanto a las reservas operativas de potencia activa, soporte para el control de tensión y partida en negro, entre otros servicios. Las reservas operativas corresponden a la capacidad disponible en el sistema para corregir los desbalances de potencia activa, ya sea en situaciones de contingencias o en operación normal del sistema [3]. En el diagrama de la figura 14 da cuenta de los distintos tipos de reservas operativas [3].

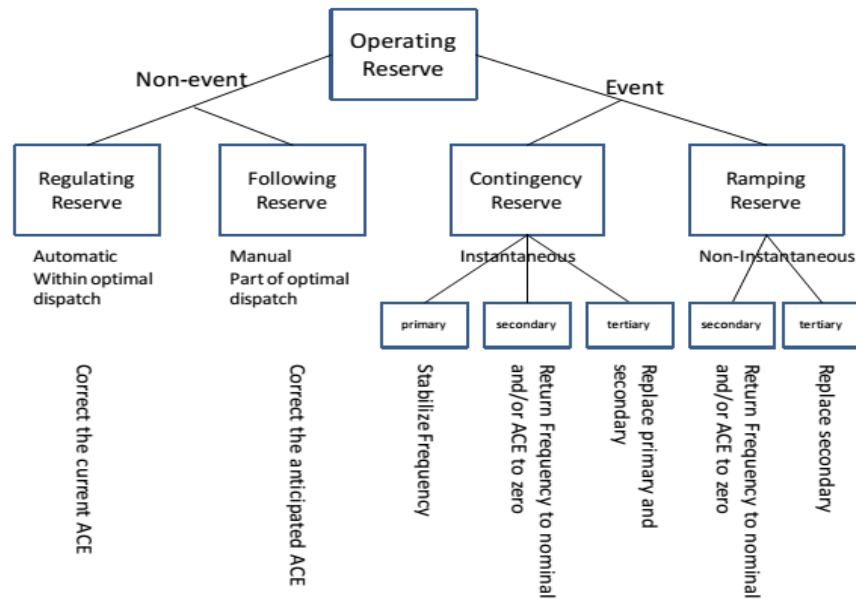


Figura 14 Tipos de reservas operativas [3]

De los servicios que se pueden ser visualizados en la gráfica anterior, dos tienen mercados asociados: las reservas para regulación y las reservas de contingencia, que participan en el control de frecuencia. Las reservas de seguimiento de la demanda y de seguimiento gradual (*ramping reserves*) no están definidas como productos separadas en los diseños de mercados actuales [3]. La tabla 7 resume los tipos de servicios complementarios en cinco mercados eléctricos de Estados Unidos, en el año 2012 [3]:

Tabla 7 Servicios complementarios en mercados eléctricos de USA [3]

Mercado	Servicio Complementario Remunerado
CAISO (California)	- Regulación - Reserva en giro - Reserva no en giro
ERCOT (Texas)	- Regulación - Respuesta en frecuencia (control primario) - Reserva no en giro
NYISO (Nueva York - Este)	- Regulación - Reserva en giro - Reserva no en giro - Sincronización hasta 30 min
MISO	- Regulación - Reserva en giro - Reserva no en giro
ISONE (Nueva Inglaterra)	- Regulación - Reserva en giro - Sincronización hasta 10 min - Sincronización hasta 30 min

**ii. Mercado de capacidad:**

Algunos operadores de mercados han establecido mercados de capacidad para asegurar que habrá suficiente capacidad de generación disponible en las localizaciones correctas, de forma tal de que la capacidad se ajuste a la demanda pronosticada y a los requerimientos de reserva. Es el caso de ISONE, PJM, NYISO, MISO, CAISO. Algunos de ellos solo tienen mercados de capacidad para requerimientos de reserva, mientras que otros sistemas tienen mercados de capacidad a futuro. Sin embargo, el diseño de los mercados de capacidad en la actualidad no permite que se financien los costos de capital de las centrales PSH [3].

**2.4.2 Consideraciones económicas para la inclusión de centrales PSH en la red**

Existen diversos estudios que hablan de las barreras y de los desafíos para el desarrollo de las centrales de almacenamiento de bombeo. Algunos de los desafíos son específicos de las centrales de bombeo, otros son más generales y aplican también a otras tecnologías de almacenamiento. La NHA (*National Hydropower Association*) de los Estados Unidos, en el año 2012, ha establecido una serie de recomendaciones para facilitar el desarrollo de centrales de almacenamiento por bombeo en los Estados Unidos, los que se detallan a continuación [20].

- a) Facilitar la creación de productos en el mercado, para que los recursos flexibles puedan ofrecer servicios que permitan ajustarse a los requerimientos de la red, incluyendo sistemas de respuesta rápida que puedan ofrecer capacidad crítica durante periodos claves de necesidad de energía.
- b) Aplicación de las políticas de desarrollo de centrales de almacenamiento de bombeo a otros tipos de tecnologías de almacenamiento.
- c) Reconocimiento de diferencias regionales al interior del portafolio de generación en Estados Unidos y el rol único que las tecnologías de almacenamiento juegan en las diferentes regiones.
- d) Reconocer el rol de las centrales de almacenamiento por bombeo en la seguridad energética de las redes residenciales.
- e) Establecimiento de alternativas para la obtención de permisos para proyectos de centrales de almacenamiento por bombeo de bajo impacto, tales como proyectos *closed-loop*.
- f) Mejorar la integración de las agencias estatales y federales en los procesos de permisos iniciales de centrales de almacenamiento por bombeo.
- g) Facilitar una estructura de mercado en donde los proveedores de servicios de transmisión pueden beneficiarse de acuerdos de largo plazo con desarrolladores de las instalaciones de centrales de bombeo.

Por otro lado, EPRI (*Electric Power Research Institute*) ha publicado un estudio en el 2013 en donde se discuten cuatro formas de incrementar los beneficios de las

centrales hidroeléctricas de bombeo y convencionales en los mercados eléctricos [21]:

- a) Realizar pagos de energía en mercados sub-horarios, incrementando las oportunidades para el arbitraje de energía tanto de centrales hidráulicas convencionales y de bombeo, en conjunto con los beneficios asociados al seguimiento de la demanda.
- b) Disponer de una programación de centrales hidráulicas a nivel de ISO o RTO, para co-optimizar energía y servicios auxiliares a través de una autoridad encargada del balance de oferta y demanda.
- c) Evaluar las centrales de bombeo como un nuevo tipo de almacenamiento, capturando la totalidad de los beneficios de los servicios ofrecidos por este tipo de centrales, y mejorando el desempeño de aquellas áreas que tengan restricciones de recursos.
- d) Acreditar que la energía hidroeléctrica ofrece la respuesta de regulación más rápida, en situaciones en que la suficiencia de recursos es una cuestión de confiabilidad del sistema eléctrico.

#### **2.4.3 Posibles fuentes de ingresos para centrales PSH en Chile**

La remuneración del almacenamiento de energía por sólo uno de los servicios otorgados tales como arbitraje de energía, regulación primaria, optimización del portafolio de generación, beneficios para la transmisión, entre otros, no logra hacer rentable su desarrollo. En ese sentido, los desafíos que deben ser abordados por este tipo de tecnologías para que se vuelvan atractivos desde el punto de vista económico se basan principalmente en dos objetivos [22] [4].

- i. Determinar la forma en que es posible agregar los múltiples servicios ofrecidos por las tecnologías de almacenamiento de energía, con el fin de aprovechar todas las fuentes de ingresos posibles.
- ii. Determinar la forma en que se pueden maximizar estos ingresos.

En el mercado chileno, el pago efectuado a generadores se realiza mayoritariamente por tres servicios: energía suministrada a la red (vía contratos y en conjunto con el mercado spot); pago por capacidad (de acuerdo al nivel de generación que una central pueda otorgar en el momento de demanda punta); y pago por servicios complementarios (reservas operativas). La inclusión de centrales de almacenamiento por bombeo podría ocurrir en diversas formas. Algunos ejemplos son: proyecto independiente de almacenamiento por bombeo que ofrezca servicios al sistema; proyecto conjunto de almacenamiento por bombeo y otra fuente de energía (generador virtual); construcción y operación de centrales de almacenamiento por bombeo por parte del operador del sistema (ISO) (ejemplo es la central Robert Moses, en Estados Unidos); uso del almacenamiento por bombeo por parte de los consumidores para ajustar energía adquirida a su perfil de consumo.

### **3.1 METODOLOGÍA PRINCIPAL**

La metodología propuesta consta de una serie de etapas a realizar, las cuales se detallan a continuación:

#### **a) Etapa 1: Revisión Bibliográfica**

En esta etapa, se realizará una revisión de la tecnología de centrales de almacenamiento por bombeo desde distintos puntos de vista, con la finalidad de comprender las características de este tipo de centrales. Desde el punto de vista técnico se busca comprender el equipamiento utilizado en este tipo de centrales, las distintas clasificaciones, los beneficios que permiten entregar a los sistemas eléctricos, entre otras consideraciones. Desde el punto de vista económico y regulatorio, entender las condiciones que deben cumplir los mercados eléctricos para que existan incentivos para la utilización de este tipo de centrales, y las normativas que permiten dicha incorporación. Adicionalmente, se realizará una revisión de la experiencia internacional en este tipo de tecnología, su aplicación en Sudamérica y los proyectos a realizar en nuestro país.

#### **b) Etapa 2: Definición del Caso de Estudio**

En esta etapa, se busca entender la problemática que se quiere resolver. Se busca comprender el funcionamiento de la hidrografía del complejo Colbún, el mecanismo para cumplir las dotaciones de riego y las consignas de operación de las centrales para su despacho económico, entre otros aspectos técnicos que deben cumplir las centrales del complejo Colbún.

#### **c) Etapa 3: Construcción Modelo Operacional**

En esta etapa se plantean las condiciones que debe cumplir el modelo de optimización que se quiere desarrollar. Se determina que es lo que se quiere optimizar, que datos serán considerados como entrada para el modelo así como también aquellos parámetros técnicos necesarios para la optimización. Adicionalmente se determinan las restricciones asociadas al modelo, desde el punto de vista de las condiciones de riego, las restricciones hidráulicas y las restricciones eléctricas pertinentes, que permitan reflejar la operación. Por último, se determinan los escenarios futuros que son de mayor interés para analizar.

#### **d) Etapa 4: Optimización Modelo Operacional**

La metodología de optimización propuesta está compuesta de dos fases, las cuales pueden apreciarse en la figura 15 y se describirán a continuación:

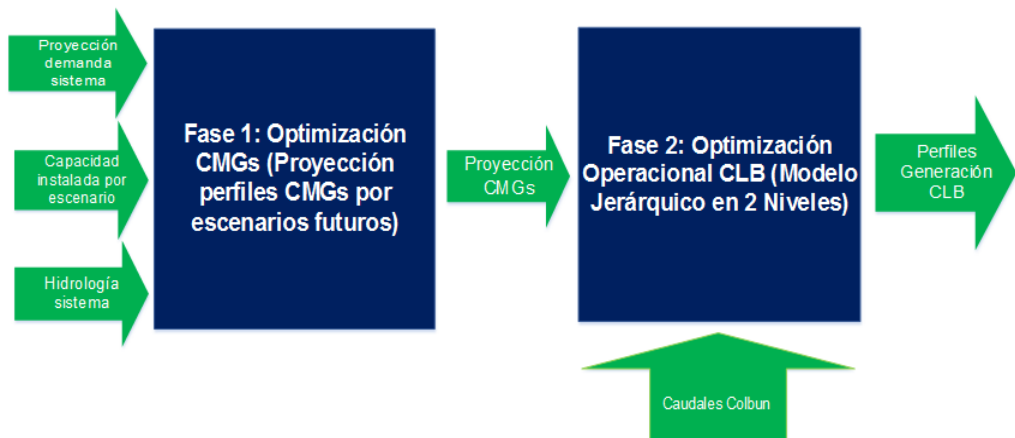


Figura 15 Optimización en dos fases

- **Fase 1: Optimización de CMGs (Despacho Uninodal):**  
El objetivo de esta fase es desarrollar un modelo que sea capaz de determinar la curva de costos marginales de todo el sistema para un horizonte de evaluación, que en este caso será de un año. Este modelo de despacho, que será de carácter hidrotérmico, utilizará como datos de entrada una proyección de la demanda total del país, la capacidad instalada por escenarios futuros y las hidrologías determinadas para el sistema.
- **Fase 2: Optimización Operacional Colbún (Modelo Jerárquico en 2 niveles):**  
En esta fase, se desarrollará un modelo que sea capaz de determinar el perfil de generación de todas las centrales del complejo, recibiendo como datos de entrada el perfil de costos marginales proyectados por el modelo de la fase 1 y los caudales afluentes al complejo para cada una de las tres hidrologías mencionadas (HH, HS, HM). Una vez desarrollada la optimización, el modelo obtendrá como resultado el perfil de generación de potencias de cada una de las centrales del complejo, con resolución horaria, para todo el año.

El modelo de optimización del complejo Colbun inicialmente considerado contenía una gran cantidad de variables binarias en su formulación. Las variables binarias se utilizan con la finalidad de dar cuenta de las aproximaciones lineales de las funciones no lineales presentes en el modelo, tales como la función potencia de la central Colbún, la función potencia de la central Machicura, y las funciones volumen-cota de los embalse Colbún y Machicura. También se utilizaron variables binarias para dar cuenta del rango operacional de aquellas centrales que presentan mínimos técnicos.

La gran cantidad de variables binarias utilizadas ralentizaban bastante las simulaciones iniciales (y en algunos casos no era posible resolver el problema por la cantidad de RAM demandada), por lo cual se decidió buscar un enfoque alternativo para la resolución del problema de optimización. Como una forma de reducir el esfuerzo computacional requerido para



resolver el problema de optimización que representa el modelo operacional del complejo Colbún, se ha propuesto una forma alternativa, denominada “*Metodología jerárquica en 2 niveles*”. Dicha metodología puede explicarse mediante el diagrama de la figura 16:

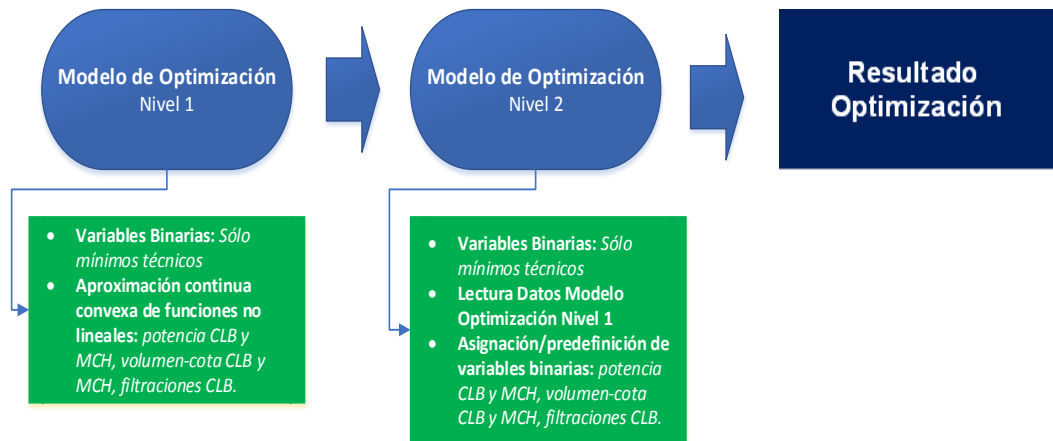


Figura 16 Modelo Jerárquico en 2 Niveles

Como puede apreciarse en la figura anterior, la metodología consiste en resolver dos problemas de optimización lineal entero mixto (MILP: *Mixed Integer Linear Programming*). En cada nivel se resolverá un MILP, pero con distintas restricciones. Los detalles de cada nivel se darán a continuación:

- Modelo de Optimización Nivel 1:** En este nivel, se resolverá el problema de optimización del complejo Colbún, en donde las únicas variables binarias presentes en el problema son aquellas que dan cuenta de los mínimos técnicos de aquellas centrales que presentan estas restricciones operacionales. Las funciones no lineales, como las funciones de potencia de la central Colbún y Machicura, las funciones de volumen-cota del embalse Colbun y Machicura y la función de filtraciones del embalse Colbun son acotadas por funciones continuas convexas.
- Modelo de Optimización Nivel 2:** En este nivel, se tomarán los resultados a las ecuaciones no lineales antes mencionadas y se las asociará, mediante una variable binaria, al tramo o plano de aproximación más cercano. En el caso de las funciones de volumen-cota de los embalses Colbún y Machicura, la función filtraciones del embalse Colbún y la función potencia de la central Machicura, se les asociará un tramo de la aproximación lineal, mientras que en el caso de la función potencia de la central Colbún y la unidad PSH, se les asignará un plano de aproximación, por su dependencia de tanto la cota como el caudal. Se mantendrán también las variables binarias asociadas a los mínimos técnicos.

Alternativamente, se podría haber resuelto el problema sin la descomposición propuesta en un horizonte más corto (e.g. 1 semana) donde luego se concatenaban los resultados para formar el horizonte anual. Se decidió proponer una nueva alternativa para contribuir al estado del arte en términos de la modelación.

**e) Etapa 5: Evaluación Resultados del Modelo:**

Una vez realizadas las respectivas optimizaciones, se evaluarán los resultados obtenidos, replicando las optimizaciones en una ventana de tiempo semanal de forma de facilitar la comprensión de lo que se obtuvo para las simulaciones anuales. Adicionalmente, se realizará una evaluación económica del proyecto en función de indicadores financieros.

La metodología planteada puede observarse en el diagrama de la figura 17:

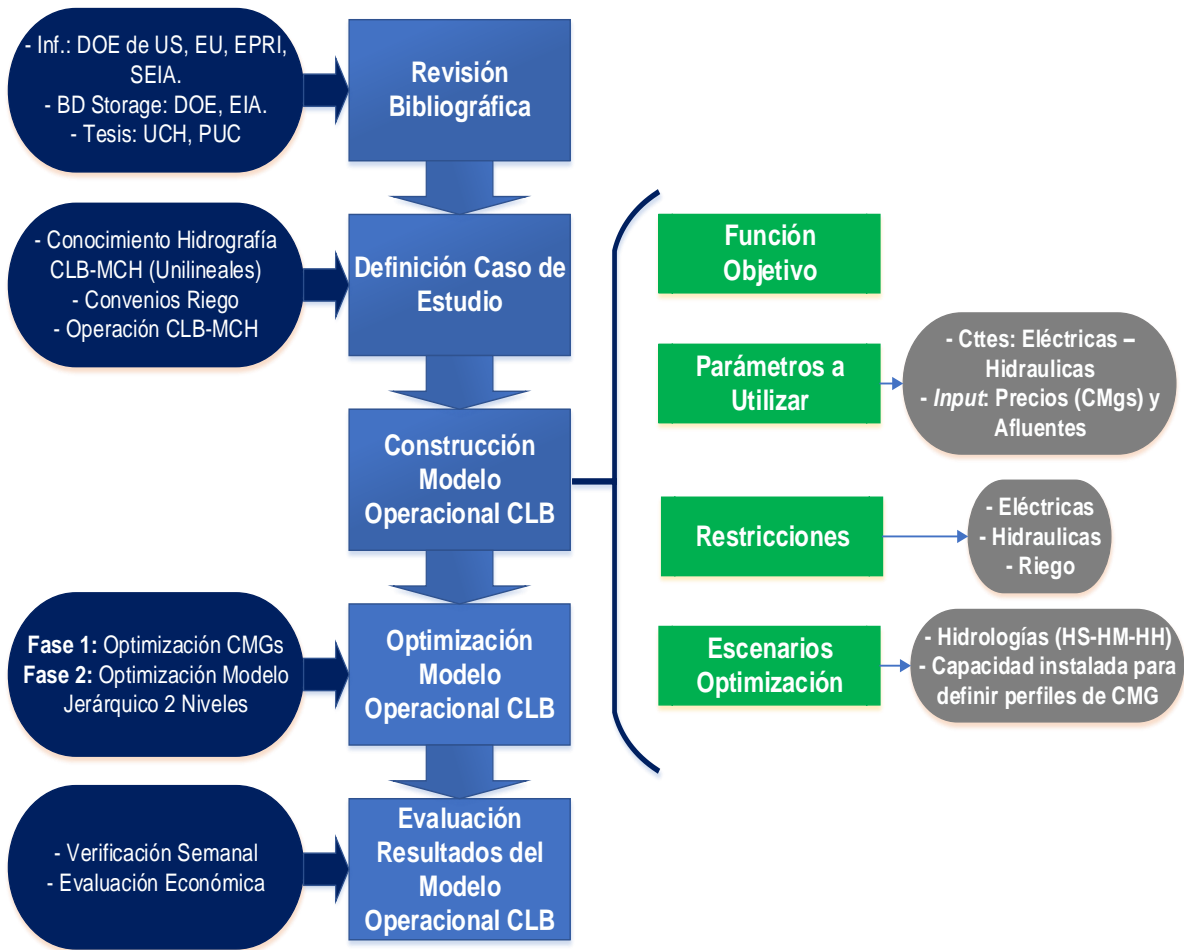


Figura 17 Metodología propuesta

#### **4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES**

La metodología presentada en el capítulo anterior plantea la realización de la optimización operacional del complejo Colbún en dos fases. La primera fase comprende un modelo de optimización de despacho uninodal que permita obtener los perfiles de costos marginales del sistema eléctrico a partir de diferentes escenarios de capacidad instalada e hidrologías que concitan cierto interés por ser analizados en este trabajo. Si bien, es posible utilizar otros programas multi-nodales para obtener este resultado de perfil de precios, el objetivo de este trabajo no es obtener con la mayor precisión posible el costo marginal futuro (ni estudiar el efecto de las congestiones de la red de transmisión), sino obtener el perfil esperado para determinados escenarios de desarrollo renovable (e.g. viento, solar), que permitan entender mejor el comportamiento de la operación del complejo bajo distintos desarrollos de matrices energéticas del país. La segunda fase comprende un modelo de optimización que recibe como parámetros de entrada los precios o costos marginales de la energía obtenidos a partir de la primera fase y los caudales afluentes a las centrales del complejo Colbún, con la finalidad de obtener los perfiles de generación en cada una de las centrales del complejo Colbún para todas las horas de un año.

El modelo de operación para el complejo Colbún se ha considerado como un tomador de precios, puesto que se considera que la capacidad instalada es considerablemente superior a la capacidad de la central de almacenamiento por bombeo (PSH) objeto de este estudio, y por lo tanto, se asumirá que no modificará en forma considerable los precios en la barra de conexión de dicha central (S/E Ancoa).

En las siguientes secciones se describirán los modelos de optimización utilizados en este trabajo.

#### **4.2 FASE 1: MODELO DE PROYECCIÓN DE CMGs PARA ESCENARIOS FUTUROS**

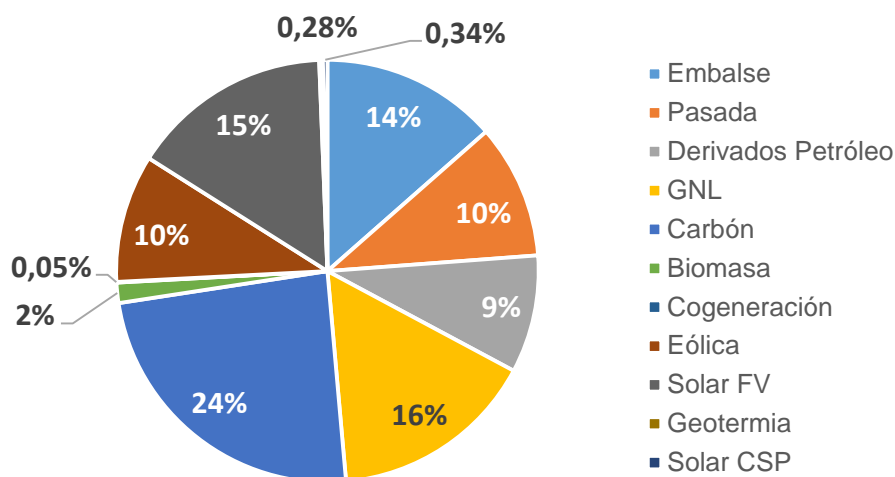
##### **4.2.1 Consideraciones generales del modelo**

Como se mencionó anteriormente, el objetivo de esta fase es desarrollar un modelo de despacho uninodal a nivel sistémico para poder obtener un perfil de costos marginales de todo el sistema en un año determinado, de acuerdo a una demanda proyectada, una hidrología y a la capacidad instalada del sistema para cierto año. Las consideraciones y supuestos utilizados para determinar la hidrología, la demanda proyectada, la capacidad instalada del sistema en un año futuro y otras consideraciones, se detallarán en los siguientes puntos:

**a) Capacidad instalada para año 2030 – Plan CNE:**

El despacho uninodal del sistema se realizará para el año 2030, utilizando la capacidad instalada proyectada en el SING y en el SIC detallada en los Informes Técnicos Definitivos (ITD) para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de Abril 2015 de ambos sistemas, publicado por la Comisión Nacional de Energía

(CNE). Se utilizará la capacidad instalada a la fecha, las obras en construcción y las obras del plan indicativo de ambos sistemas. Se asumirá que en el año 2030, el sistema estará adaptado (no habrá congestiones en las líneas de transmisión) y estará operativa la interconexión de ambos sistemas (SIC-SING) de forma tal que la capacidad del sistema será la suma de las capacidades instaladas en el SING y el SIC. La capacidad instalada para el año 2030, agrupadas por tecnología se puede apreciar en la figura 18 y la tabla 18:



**Figura 18** Capacidad instalada Plan CNE 2030 (Fuente: ITD Precio Nudo SING y SIC Abril 2015).

**Tabla 8** Capacidad instalada Plan CNE 2030 (Fuente: ITD Precio Nudo SING y SIC Abril 2015).

Tecnologías	Potencia Instalada MW
<b>Embalse</b>	4347
<b>Pasada</b>	3306
<b>Derivados Petróleo</b>	2895
<b>GNL</b>	5069
<b>Carbón</b>	7710
<b>Biomasa</b>	499
<b>Cogeneración</b>	18
<b>Eólica</b>	3146
<b>Solar FV</b>	4950
<b>Geotermia</b>	90
<b>Solar CSP</b>	110
<b>Total</b>	32140

**b) Costos variables de operación 2030 – Plan CNE:**

Para efectos de simplificación, las capacidades instaladas en el país para el año 2030 se agruparán por tecnologías de forma tal que cada tecnología quede representada por un costo variable de operación. Los costos variables de operación de las tecnologías térmicas se obtienen a partir de las proyecciones indicadas en el ITD para los combustibles fósiles (diésel, gas y carbón). En el

caso de las tecnologías cuyo costo variable de operación no sea proyectado por la CNE en el ITD, se utilizará la proyección indicada por el proyecto MAPS (*Mitigation Action Plans and Scenarios*). Los costos variables de operación se supondrán constantes para todo el horizonte de evaluación. Los costos variables de operación proyectados se pueden apreciar en la tabla 9:

**Tabla 9** Costos variables por tecnología Plan CNE 2030 (Fuente: ITD Precio Nudo SING y SIC Abril 2015).

<b>Tecnología</b>	<b>CV US\$/MWh</b>
<b>Cogeneración SING</b>	28,17
<b>Geotérmica SING</b>	2,00
<b>Pasada SIC</b>	4,00
<b>Pasada SING</b>	4,00
<b>Solar SIC</b>	5,00
<b>Geotermia SIC</b>	5,00
<b>Solar FV SING</b>	6,00
<b>Eólica SING</b>	13,75
<b>Eólica SIC</b>	13,75
<b>Solar CSP SING</b>	21,50
<b>Biomasa SIC</b>	27,16
<b>Carbon SING</b>	36,23
<b>Carbon SIC</b>	42,00
<b>CC Gas SING</b>	93,21
<b>CC Gas SIC</b>	93,64
<b>CA Gas SIC</b>	129,90
<b>CC Diesel SING</b>	149,20
<b>CA Gas SING</b>	160,14
<b>CC Diesel SIC</b>	186,82
<b>CA Diesel SING</b>	211,42
<b>CA Diesel SIC</b>	309,93

**c) Central de embalse equivalente:**

Para efectos de esta modelación, y dado que el despacho es de un sistema uninodal, se realiza una agregación de todos los embalses del SIC en uno equivalente. Para determinar los parámetros del embalse equivalente, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones [23]:

- El volumen mínimo y máximo se obtendrá como la suma de los volúmenes individuales de los embalses, respectivamente.
- Se determina un rendimiento del embalse equivalente, que se calcula como el promedio ponderado de los rendimientos de los embalses individuales. Así, el rendimiento equivalente tiene la siguiente expresión:

$$\eta_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^{NE} \eta_{eqi} * P_{MAXi}}{\sum_{i=1}^{NE} P_{MAXi}} \quad (4.0)$$

en donde:

- $\eta_{eq}$ : Rendimiento del embalse equivalente (MW/m3/s)
- $\eta_{eqi}$ : Rendimiento del embalse individual i (MW/m3/s)
- $P_{MAXi}$ : Potencia instalada del embalse i (MW)
- $NE$ : Número de embalse considerados (en este caso, 12).

Respecto al caudal afluente equivalente del embalse equivalente, éste se determina como la suma de los caudales afluentes individuales para cada uno de los embalses, información que es obtenida a partir de las series hidrológicas disponibles en el software PLP de Colbún [24]. Dado que se dispone sólo de la información del valor promedio semanal del caudal afluente de cada embalse para cada una de las semanas del año, se ha asumido, para efectos de este modelo, que dicho valor es constante todas las horas de las respectivas semanas, de forma tal de disponer de un valor de caudal afluente horario para el embalse equivalente. Finalmente, para definir la condición de operación inicial y final de los embalses, se ha definido que el volumen inicial y final del embalse equivalente corresponda al valor medio obtenido a partir del valor máximo y mínimo del embalse equivalente. El embalse equivalente queda determinado por los siguientes parámetros:

**Tabla 10** Parámetros embalse equivalente

Parámetros	Valor
<b>Rendimiento <math>\eta_{eq}</math> (MW/m3/s)</b>	1,62815
<b>Volumen Mínimo (Hm3)</b>	1835,16
<b>Volumen Máximo (Hm3)</b>	10452,61
<b>Volumen Inicial (Hm3)</b>	6143,89
<b>Volumen Final (Hm3)</b>	6143,89

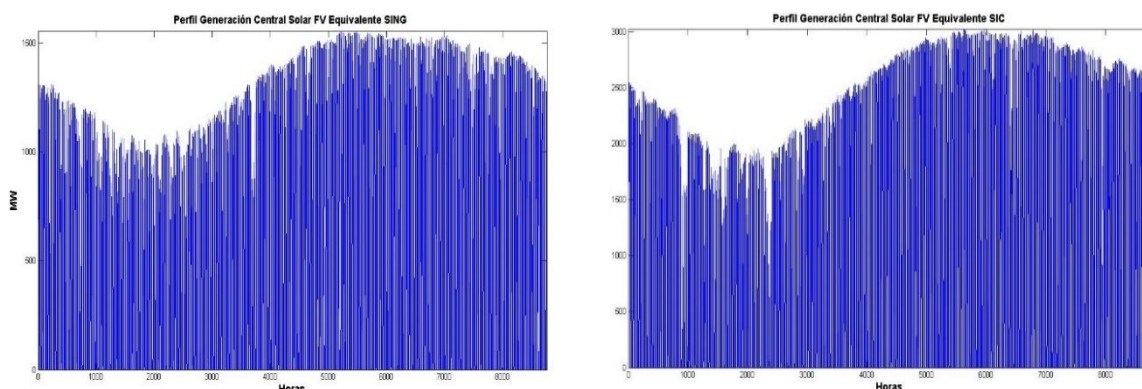
**d) Central de pasada equivalente:**

De forma similar al procedimiento para determinar el perfil de generación de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, se obtuvo un perfil de caudal afluente equivalente representativo de las centrales de pasada pura como de las centrales de pasada serie. Para obtener el caudal de pasada equivalente, se normalizó el caudal agregado semanal de las centrales de pasada (que corresponde a la suma de todos los caudales semanales de las centrales de pasada) por la potencia instalada de dichas centrales, de forma de obtener un factor de planta semanal de las centrales de pasada. Para representar la variabilidad del caudal afluente equivalente, se normalizaron los perfiles de cada una de las hidrologías por la generación de las centrales de pasada del año 2014. Con lo anterior, es posible obtener un caudal afluente equivalente de las centrales de pasada con resolución horaria. La información de los caudales afluentes para las centrales de pasada se obtuvo a partir de la base de datos de las series hidrológicas disponibles en el software PLP de Colbún.

**e) Perfil de generación solar:**

Con la finalidad de poder obtener un perfil de generación para una planta solar fotovoltaica (FV), se elaboró un perfil de radiación solar representativo para cada sistema (SIC y SING). La elaboración de este perfil de radiación tomó en consideración la ubicación de las principales centrales solares FV tanto en el SING como en el SIC, indicadas en el ITD de Abril 2015, obteniéndose los datos de radiación de las estaciones de medición del recurso solar administradas por el Ministerio de Energía. En los casos en que los datos de radiación no eran consistentes, se optó por utilizar los valores de radiación solar simulados a partir del Explorador Solar del DGF de la Universidad de Chile, para complementar la información. Por otro lado, cabe mencionar que se utilizó la radiación solar con seguimiento, puesto que la mayoría de los proyectos presentados en el SEIA presentan este tipo de tecnología.

Para obtener el perfil de generación de una planta solar FV representativa en el SING y el SIC, se pondera el perfil de radiación solar con seguimiento representativo de ambos sistemas (normalizado con respecto a la radiación máxima en cada sistema) por la capacidad instalada de tecnología solar FV en el SIC y el SING (1726 MW y 3224 MW, respectivamente). El perfil resultante puede observarse en la figura 19, para cada uno de los sistemas considerados



**Figura 19** Perfil generación solar fotovoltaico SING (izq) y SIC (der). Elaboración propia.

Respecto al valor del factor de planta de las centrales equivalentes, se observa que el factor de planta para la central solar FV equivalente en el SING es de 0,3082, mientras que el factor de planta para la central solar FV en el SIC es de 0,3287, valores que son aceptables para el tipo de tecnología considerado (centrales solar FV con seguimiento).

**f) Perfil de generación eólico:**

De la misma forma que se procedió para elaborar el perfil de generación para las centrales solares FV de cada sistema, se elaboró un perfil de generación equivalente para las centrales eólicas del SING y del SIC. En primera instancia, se determinaron las ubicaciones de las centrales eólicas que están operativas hoy en día, las que están en construcción y las que son parte del Plan de Obras Indicativo en el ITD de Abril de 2015 del SIC y del SING. La ubicación de las centrales fue complementado con la información obtenida a partir del SEIA. Para obtener la potencia generada por una central eólica de 1 MW, se utilizó el procedimiento de la referencia [XX] en donde a partir de la velocidad del viento



en la zona de ubicación del parque eólico, y considerando los datos técnicos de las torres a instalar, es posible obtener la potencia generada por la central de 1 MW. La potencia a generar por la central puede ser determinada a partir de la siguiente expresión:

$$P(v) = \begin{cases} 0, & 0 \leq v \leq v_i \\ a + bv^3, & v_i \leq v \leq v_r \\ P_r, & v_r \leq v \leq v_o \\ 0, & v_o < v \end{cases} \quad (4.1)$$

en donde:

- $v$ : Velocidad del viento
- $v_i$ : Velocidad mínima del viento
- $v_r$ : Velocidad nominal
- $v_o$ : Velocidad de corte
- $P_r$ : Potencia nominal de la torre eólica (1MW en este caso)
- $a$ : Constante a determinar según las características de la torre eólica
- $b$ : Constante a determinar según las características de la torre eólica

En el caso de esta modelación y de acuerdo a la revisión de los proyectos en operación y en construcción (información técnica de los proyectos en el SEIA), determinó que la velocidad  $v_o$  sea de 25 m/s, velocidad  $v_i$  sea de 3 m/s, y la velocidad  $v_r$  sea de 13 m/s. La elección de estos valores se justifica por el hecho de que son los parámetros más comunes de los proyectos que operan (u operarán) en el país. De acuerdo con lo anterior se puede determinar los valores de  $a$  y  $b$  según las siguientes ecuaciones:

$$a = \frac{P_r v_i^3}{v_o^3 - v_r^3} \quad (4.2)$$

$$b = \frac{P_r}{v_i^3 - v_r^3} \quad (4.3)$$

De acuerdo al procedimiento anterior, es posible obtener un perfil de generación para una central eólica de 1MW tanto para el SIC como para el SING, el cual al ser ponderado por la capacidad instalada de tecnología eólica en cada sistema, permite obtener el perfil de generación de las centrales eólicas de forma agregada para ambos sistemas. El perfil de generación para la central eólica equivalente para ambos sistemas puede verse en la figura 20:

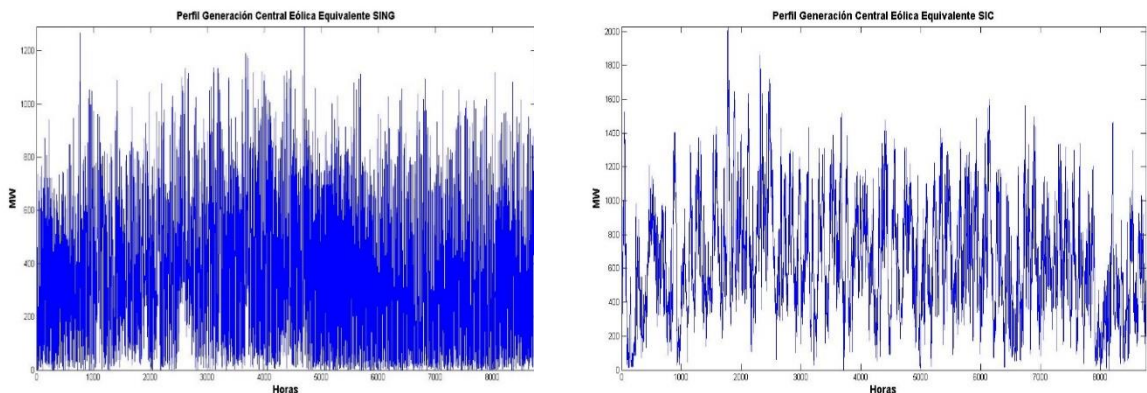


Figura 20 Perfil generación eólico SING (izq) y SIC (der). Elaboración propia



Respecto al factor de planta de las centrales equivalentes, el valor obtenido para el caso de la central equivalente del SING es de 0,3195 y en el caso del SIC, dicho valor es de 0,3519. Dichos valores son aceptables para centrales en nuestro país.

**g) Central de almacenamiento solar (CSP):**

En el ITD Abril 2015 del SING, se considera una central de capacidad 110 MW de tecnología termosolar, la que corresponde a la central Cerro Dominador. En ese sentido, es necesario proponer un esquema de modelación y operación de la central para el año 2030. En esta memoria, y de acuerdo a la referencia [25] el esquema de operación de basará en los siguientes puntos:

- La operación de la central estará predefinida para ciertas horas del día. En este caso, y de acuerdo a la experiencia internacional, la central generará entre las 12hrs y las 21 hrs de cada día, siempre y cuando tenga energía disponible a partir del sistema de almacenamiento. Se considera esta operación puesto que la turbina a vapor opera en forma más eficiente si es que tiene un perfil constante de generación. Lo anterior implica que la central puede generar energía en forma continua durante 8 horas sin cargarse.
- La central no operará entre las 22 hrs y las 11 hrs del día siguiente.
- La eficiencia del sistema de almacenamiento de este tipo de centrales es alto. Considerando la experiencia internacional, la eficiencia de esta central en esta modelación es de 95%.
- El modelo de optimización decidirá cuanto es la potencia generada por la central en cada hora, no estando el valor previamente predefinido. Sin embargo, la optimización tendrá como restricción que la central opere con una potencia constante en las horas que se predefinen como horas de generación.
- Se utilizará el perfil de radiación solar con seguimiento para la energía solar incidente en los sistemas de reflexión. El perfil a utilizar corresponde al perfil de radiación del SING.

**h) Demanda proyectada para año 2030 – Plan CNE:**

Para proyectar la demanda del país (sistema SIC y SING), se han utilizado las tasas de crecimiento para la demanda declaradas en el ITD de Abril de 2015 para el SIC y el SING. Para efectos de la modelación del despacho, la demanda para el año 2030 se ha calculado a partir de la ponderación entre la demanda del año 2013 y un factor de crecimiento de la demanda, determinado a partir del ITD de Abril de 2015. Los factores por los cuales hay que ponderar la demanda del año 2013 para obtener la demanda proyectada al año 2030 son los indicados en la tabla 11:

**Tabla 11** Factor de proyección de demanda SIC – SING (Fuente: ITD Precio Nudo SING y SIC Abril 2015 )

Factor de Proyección 2013-2030	Valor
<b>Factor SIC</b>	1,80187
<b>Factor SING</b>	2,13965

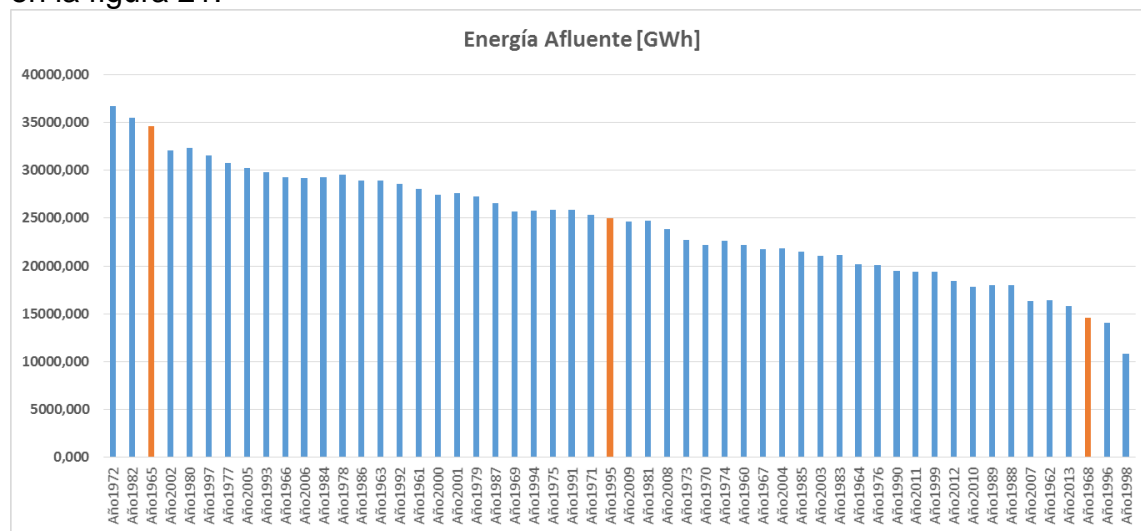
**i) Determinación de hidrologías:**

Dado que los afluentes del sistema (tanto de centrales de pasada pura y serie como centrales de embalse) están sujetos a variaciones climáticas a lo largo de los años, es conveniente estudiar como la hidrología del sistema puede afectar a la operación de las centrales. Para estudiar lo anterior, se determinarán hidrologías representativas de un año seco, un año medio y un año húmedo mediante probabilidades de excedencia de los afluentes del sistema. La determinación del año calendario correspondiente a cada año hidrológico (hidrología seca (HS), hidrología media (HM) e hidrología húmeda (HH)), se realizará de acuerdo a las probabilidades de excedencia indicadas en la tabla 12:

**Tabla 12** Clasificación de hidrologías según probabilidad de excedencia

Año Hidrológico	PExc
<b>HS</b>	P95
<b>HM</b>	P50
<b>HH</b>	P5

El año calendario se escogerá de acuerdo al valor de probabilidad de excedencia que más se parezca a los indicados en la tabla anterior. De acuerdo a lo anterior, la curva de probabilidad de excedencia de los afluentes del sistema se muestra en la figura 21:



**Figura 21** Energía afluyente al sistema (Elaboración propia)

Según la figura y lo indicado en el párrafo anterior, los años calendarios escogidos (indicados con color naranja en la figura anterior) para representar las hidrologías, se muestran en la tabla 13:

**Tabla 13** Clasificación hidrología según año calendario

Año Hidrológico	Año Calendario
HS	1968
HM	1995
HH	1965

#### 4.2.2 Ecuaciones del modelo de despacho uninodal

Dadas las consideraciones anteriormente mencionadas, es posible entonces plantear un modelo hidrotérmico de despacho uninodal, de forma tal que permita obtener los costos marginales para el año 2030. El problema de optimización corresponde a una minimización de costos variables de operación de todas las centrales del sistema. Dicho problema, puede escribirse matemáticamente como:

$$\min \left\{ \sum_{k=1}^{NH} \sum_{i=1}^{NT} CV_i \cdot P_i(k) \right\} \quad (4.5)$$

en donde:

- $CV_i$ : Costo variable de operación de la central de tecnología  $i$  (US\$/MWh) (aquellos indicados en la tabla XX)
- $P_i(k)$ : Potencia generada en la hora  $k$  por la central de tecnología  $i$  (MW)
- $NH$ : Horizonte de evaluación (en este caso,  $NH = 8760$  Hrs)
- $NT$ : Número de tecnologías de generación (en este caso, las indicadas en la tabla 7).

➤ **Ecuación de continuidad de volumen del embalse:**

El modelo planteado está compuesto por un embalse equivalente que agrega a todos los embalses presentes en el SIC. Este embalse debe cumplir con la condición de continuidad del volumen para cada etapa horaria, puesto que la resolución para este problema será de tipo horaria. La ecuación de continuidad de volumen se detalla a continuación:

$$V_{eq}(k) - V_{eq}(k - 1) = \Delta t * \left( Q_{AFeq}(k) - \frac{P_E(k)}{\underbrace{\eta_{eq}}_{Q_{TE}(k)}} \right) \quad (4.6)$$

en donde:

- $V_{eq}(k)$ : Volumen del embalse equivalente en la hora  $k$  (m<sup>3</sup>)
- $Q_{AFeq}(k)$ : Caudal afluente al embalse equivalente en la hora  $k$  (m<sup>3</sup>/s)
- $P_E(k)$ : Potencia generada embalse equivalente en la hora  $k$  (MW)
- $\Delta t$ : Etapa horaria en segundos (s)
- $\eta_{eq}$ : Rendimiento central de embalse equivalente (MW/m<sup>3</sup>/s)

Es importante notar que para efectos de simplificación de este modelo, se ha utilizado el hecho de que el rendimiento de la central de embalse equivalente es constante. Luego, se puede escribir el caudal turbinado de la central de embalse como (que puede reemplazarse en la ecuación de continuidad obteniendo lo que se mostró anteriormente):

$$Q_{TE}(k) = \frac{P_E(k)}{\eta_{eq}} \quad (4.7)$$

en donde:

$Q_{TE}(k)$ : Caudal turbinado central de embalse equivalente (m3/s)

La ecuación de continuidad del embalse equivalente requiere de condiciones iniciales y finales de operación. La condición inicial y final del embalse equivalente está dada por el volumen inicial y final del mismo, respectivamente. Estas condiciones se indican en las siguientes ecuaciones:

$$V_{eq}(1) - V_{eqi} = \Delta t * \left( Q_{AFeq}(1) - \frac{P_E(1)}{\eta_{eq}} \right) \quad (4.8)$$

$$V_{eqf} - V_{eq}(8760) = \Delta t * \left( Q_{AFeq}(8760) - \frac{P_E(8760)}{\eta_{eq}} \right) \quad (4.9)$$

en donde:

$V_{eqi}$ : Volumen inicial embalse equivalente (m3)

$V_{eqf}$ : Volumen final embalse equivalente (m3)

➤ **Balance de potencias:**

Una de las restricciones en el problema de optimización planteado es aquella que da cuenta del balance de la potencia generada con la demanda en cada etapa horaria. La ecuación se muestra a continuación:

$$\sum_{i=1}^{NT} P_i(k) = D(k) \quad (4.10)$$

en donde:

$D(k)$ : Demanda del sistema en la hora k (MW)

➤ **Límites de potencias de las centrales:**

Entre las restricciones planteadas en este modelo de despacho uninodal hidrotérmico, se encuentran aquellas que dan cuenta de la potencia máxima que puede generar cierta tecnología y que corresponde a la capacidad instalada de dicha tecnología según el ITD de Abril de 2015. Dichos límites se expresan en la siguiente ecuación:

$$P_i(k) \leq P_{imax} \quad (4.11)$$

en donde:

$P_{imax}$ :Potencia máxima central de tecnología i (MW)

Para las centrales eólicas, solares y de pasada, la ecuación que da cuenta de la potencia máxima generable es modificada, puesto que el valor  $P_{imax}$  no es fijo sino que es variable en cada hora, dado que se tratan de centrales que dependen del recurso disponible en el momento de generar, ya sea sol, viento o caudal. Por lo tanto, este valor, si bien es una constante para cada hora y un valor conocido,

no es el mismo para todas las horas de optimización. La ecuación entonces cambia de la siguiente forma:

$$P_{i-ernc}(k) \leq P_{iernc-max}(k) \quad (4.12)$$

en donde:

$P_{i-ernc}(k)$ : Potencia generada de la tecnología ernc (solar, eólica, pasada) en cada hora k (MW)  
 $P_{iernc-max}(k)$ : Potencia máxima generable de la tecnología ernc (solar, eólica, pasada) en cada hora k (MW)

➤ **Límites de volumen de embalses:**

El volumen del embalse equivalente queda limitado por la siguiente ecuación:

$$V_{eqmin} \leq V_{eq}(k) \leq V_{eqmax} \quad (4.13)$$

en donde:

$V_{eqmin}$ : Volumen mínimo embalse equivalente (m3)  
 $V_{eqmax}$ : Volumen máximo embalse equivalente (m3)

➤ **Almacenamiento termosolar (CSP):**

El sistema de almacenamiento termosolar se modela mediante una ecuación de continuidad de energía, que está dada por la siguiente expresión:

$$E_{csp}(k) = E_{csp}(k - 1) - P_{d-csp}(k) + ef_{csp} \cdot P_{c-csp}(k) \quad (4.14)$$

en donde:

$E_{csp}(k)$ : Energía del sistema de almacenamiento CSP en hora k (MWh)  
 $P_{d-csp}(k)$ : Potencia generada por tecnología CSP (MW)  
 $P_{c-csp}(k)$ : Potencia de carga de la tecnología CSP (MW)  
 $ef_{csp}$ : Eficiencia del sistema de almacenamiento termosolar (%)

Respecto a las condiciones iniciales y finales del sistema de almacenamiento termosolar, se considera en este modelo que la energía inicial y final es nula. Es importante notar que el valor de  $P_{c-csp}(k)$  indica la potencia de carga del sistema de almacenamiento termosolar, esto es, cuando está recibiendo energía solar mediante el sistema de espejos. Esta potencia está limitada por el valor máximo que el sistema puede captar desde el sol, valor máximo que es variable puesto que depende de la radiación solar la cual varía durante el día. Matemáticamente puede expresarse como:

$$P_{c-csp}(k) \leq P_{c-cspmax}(k) \quad (4.15)$$

en donde:

$P_{c-cspmax}(k)$ : Potencia máxima de carga del sistema de almacenamiento CSP (MW)

Como se mencionó anteriormente, la operación de la central termosolar está predeterminada para ciertas horas del día, y para las restantes horas, la central estará apagada. La optimización entonces deberá determinar el valor de la

potencia generable en cada día, valor que será constante para todas las horas de dicho día. Matemáticamente, esto puede escribirse de la siguiente forma:

$$\sum_{d=1}^{ND} PD_{d-csp}(d) * T_{CSP} \leq \sum_{k=1}^{NH} ef_{csp} * P_{c-cspmax}(k) \quad (4.16)$$

$$P_{d-csp}(kg + 24 * (d - 1)) = PD_{d-csp}(d) \text{ con } kg \in HG \quad (4.17)$$

$$P_{d-csp}(kg + 24 * (d - 1)) = 0 \text{ con } kg \in HNG \quad (4.18)$$

en donde:

- $PD_{d-csp}(d)$ : Potencia generada por la central termosolar en el día d (MW)
- $ND$ : Número de días en el año (en este caso, 365)
- $NH$ : Número de horas en el año (en este caso, 8760)
- $HG$ : Conjunto de horas en el día en que la central CSP genera.
- $HNG$ : Conjunto de horas en el día en que la central CSP no genera.
- $T_{CSP}$ : Máxima cantidad de horas en que la central puede generar (hr). En este caso, 10 horas.

Respecto a la máxima energía que puede almacenar el sistema termosolar, está dada por la expresión:

$$E_{cspmax} = T_{CSP} * P_{cspmax} \quad (4.19)$$

en donde:

- $E_{cspmax}$ : Capacidad de almacenamiento máximo del sistema termosolar (MWh)
- $P_{cspmax}$ : Potencia máxima generable de la central termosolar CSP, capacidad instalada de la central (MW)

Por otro lado, la turbina de vapor de la central termosolar tiene una máxima potencia que puede generar, la cual está limitada por la siguiente ecuación:

$$P_{d-csp}(k) \leq P_{cspmax} \quad (4.20)$$

### 4.2.3 Escenarios Futuros Considerados

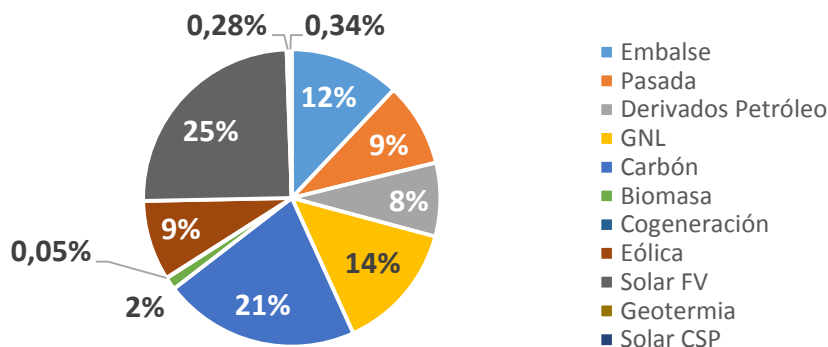
Para la obtención de los costos marginales proyectados, es necesario previamente definir los escenarios a simular. Por lo anterior, y dado el objetivo de estudiar la operación del complejo Colbún con una unidad hidroeléctrica reversible, se han definido una serie de escenarios que son de interés para el objetivo planteado, los cuales se detallan a continuación:

#### a) Escenario Base CNE 2030

Este escenario considera la capacidad declarada en los ITD de Abril de 2015 del SIC y el SING en conjunto para el año 2030, la cual se detalló anteriormente. La capacidad total instalada de ambos sistemas será la suma de cada uno de ellos. La obtención de las curvas de costos marginales se hará para las tres hidrologías seleccionadas: HS, HH y HM.

### b) Escenario Expansión Solar FV (25%)

Este escenario es una modificación del anterior, en donde se ha expandido la capacidad instalada de tecnología solar FV en ambos sistemas (SIC y SING) hasta completar un 25% de la capacidad instalada en el año 2030, siguiendo la misma tendencia señalada en el plan de obras indicativo de ambos ITD de Abril 2015 (en lo que se refiere a la proporción instalada en cada sistema). La nueva matriz de capacidad instalada de todo el sistema se muestran en el gráfico 22 y la tabla 14:



**Figura 22** Capacidad instalada para Escenario Expansión Solar 25% (Fuente: ITD Precio Nudo SING y SIC Abril 2015)

**Tabla 14** Capacidad instalada para Escenario Expansión Solar 25% (Fuente: ITD Precio Nudo SING y SIC Abril 2015)

Tecnologías	Potencia Instalada MW
<b>Embalse</b>	4347
<b>Pasada</b>	3306
<b>Derivados Petróleo</b>	2895
<b>GNL</b>	5069
<b>Carbón</b>	7710
<b>Biomasa</b>	499
<b>Cogeneración</b>	18
<b>Eólica</b>	3146
<b>Solar FV</b>	8950
<b>Geotermia</b>	90
<b>Solar CSP</b>	110
<b>Total</b>	36140

La obtención de las curvas de costos marginales se hará para las tres hidrologías seleccionadas: HS, HH y HM. Cabe mencionar que en este escenario, la capacidad instalada de tecnología solar FV aumenta desde 4950 MW (escenario base) hasta 8950 MW, con lo que se agregan a la matriz 4000 MW de esta tecnología.

### c) Escenarios de Penetración Eólica y Solar

Para determinar el efecto de la penetración solar y eólica en la diferencia de ingresos por la utilización de una unidad de bombeo reversible, se obtendrán

en total 10 perfiles de generación solar y eólica, para las tres hidrologías, de forma tal de determinar la curva de variación de ingresos ante estos distintos escenarios, los que serán detallados en el siguiente capítulo.

### 4.3 FASE 2: MODELO OPTIMIZACIÓN OPERACIONAL DEL COMPLEJO COLBÚN

El modelo que se presentará en las siguientes secciones tiene como objetivo representar la operación pero en el contexto real de operación del complejo Colbún, incorporando todas las restricciones necesarias que permitan reflejar el comportamiento real del complejo. En términos tangibles, el modelo detallado que se va a presentar a continuación, busca obtener los perfiles de generación (potencias generadas en cada hora del año) de cada una de las centrales del complejo Colbún, para determinados escenarios de capacidad instalada esperables en el futuro, considerando la instalación de una unidad de almacenamiento por bombeo (PSH).

#### 4.3.1 Características del Complejo Colbún

El complejo Colbún consta en la actualidad de 5 centrales, de las cuales 2 centrales poseen embalses y las 3 restantes corresponden a centrales de pasada. Las centrales de embalse corresponde a la central Colbún y a la central Machicura, mientras que las centrales de pasada corresponden a la central Chiburgo, central San Clemente y central San Ignacio. Las principales características de las centrales pueden observarse en la tabla 15:

Tabla 15 Características centrales complejo Colbún

Central	Tipo	Capacidad MW
Colbún	Embalse	474
Machicura	Embalse	94
San Ignacio	Pasada	37
San Clemente	Pasada	6
Chiburgo	Pasada	19

Adicionalmente, se plantea instalar una central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo en el embalse Colbún, de forma de poder bombear agua desde el embalse Machicura hasta el embalse Colbún en las horas de baja demanda eléctrica (donde se espera que el precio de la energía sea más barato) para volver a turbinarla en las horas de alta demanda eléctrica (donde se espera que el precio de la energía sea más caro) para así aprovechar de mejor forma la capacidad de estar presente en las horas punta de las centrales. Las principales características de la central de bombeo pueden observarse en la tabla 16:

Tabla 16 Características central de bombeo

Característica	Valor
Potencia MW	100
Caudal de diseño m <sup>3</sup> /s	70
Tipo de unidad PSH	Binaria





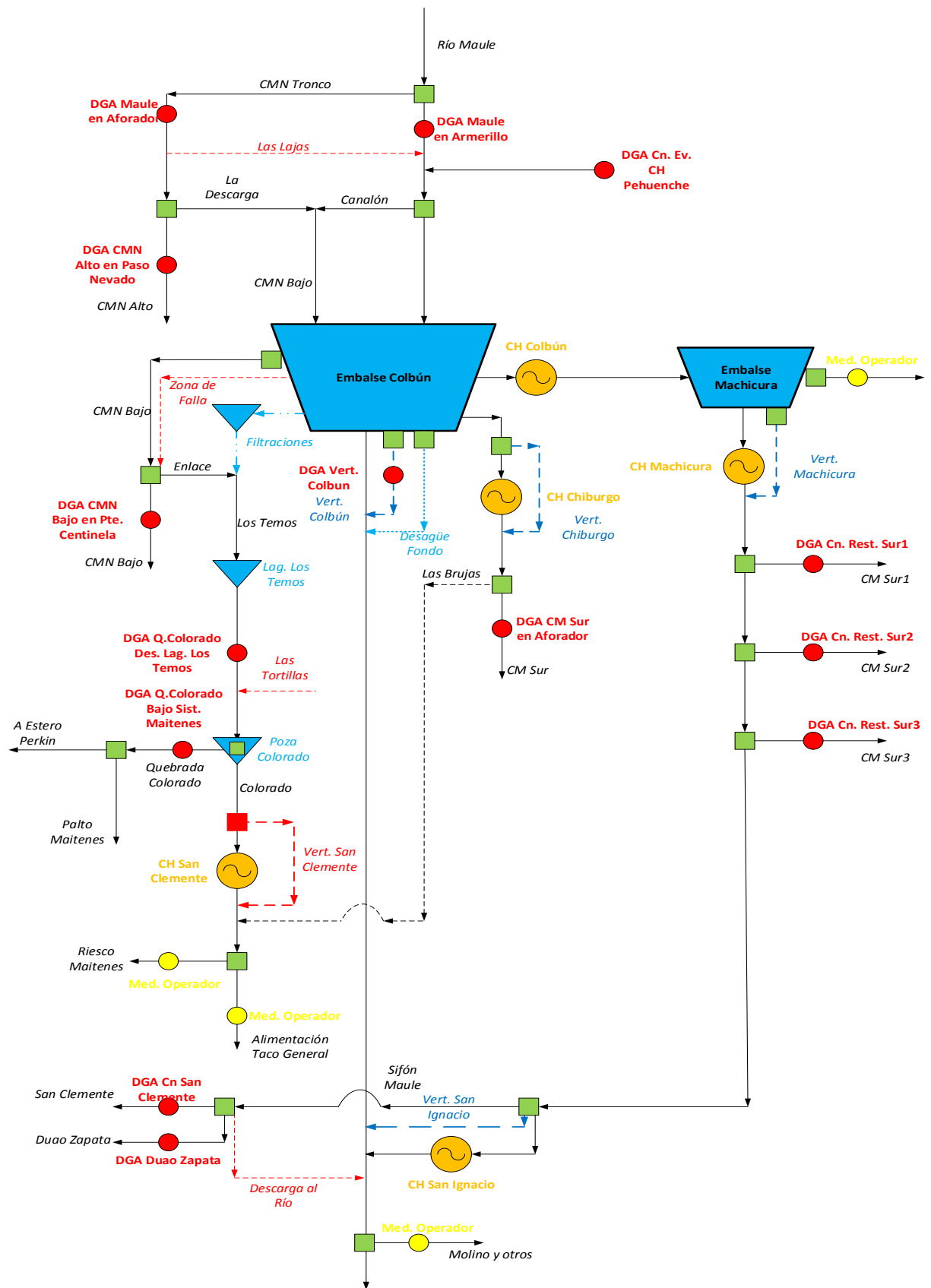


Figura 24 Diagrama del Complejo Colbún (Elaboración propia)

Respecto de las consideraciones y supuestos utilizados, así como los modelos planteados, se detallarán en los siguientes puntos.

#### **4.3.2 Consideraciones generales del modelo**

El objetivo del “Modelo Jerárquico en 2 Niveles” presentado en el Capítulo 3 es disminuir en la mayor cantidad posible la utilización de variables de decisión del tipo binario. La ventaja del enfoque propuesto permite definir a priori el valor de determinadas variables binarias, es decir, definir si su valor es 0 o 1, asumiendo que en la optimización del nivel 2, los puntos se mantendrán en el entorno de los tramos de aproximación determinados por el modelo de optimización del nivel 1, de forma que se fuerza a que la optimización del nivel 2 deberá buscar un punto de solución en el entorno del tramo de aproximación definido a priori.

Puede darse el caso de que un determinado punto de las funciones no lineales aproximadas pueda encontrarse en dos tramos de aproximación consecutivos o en dos planos de aproximación consecutivos, según sea el tipo de función. En dichos casos, en donde no sea suficientemente claro determinar cuál es el tramo o plano más óptimo, se utilizará una variable binaria que deberá ser optimizada en el modelo de optimización del nivel 2 para encontrar el tramo o plano óptimo.

El modelo de optimización del nivel 2 maximiza la misma función objetivo que el modelo de optimización del nivel 1. La diferencia entre los dos modelos planteados radica en las restricciones utilizadas en la optimización. Las restricciones modificadas corresponden a aquellas asociadas a la utilización de tramos o planos de aproximación: función potencia central Colbún, función potencia unidad PSH, función volumen-cota embalse Colbún, función volumen cota-embalse Machicura. El resto de las restricciones permanecen idénticamente iguales al modelo de optimización del nivel 1.

Por otro lado, una de las funciones del modelo de optimización 2, tal y como se dijo anteriormente, es predefinir las variables binarias de los planos aproximación asociados a las funciones potencia de la central Colbún y unidad PSH, como también predefinir las variables binarias de los tramos de aproximación lineal de las funciones cota-volumen de ambos embalses y de la función potencia de la central Machicura. En los casos en que no pueda predefinirse la variable binaria para un solo tramo o plano de aproximación, el modelo de optimización del nivel 2 asignará una variable binaria que deberá optimizarse para determinar el tramo o plano óptimo. Lo anterior será explicado en las siguientes secciones.

##### **a) Potencia Central Colbún**

La función de potencia de la central Colbún depende de la cota del embalse  $H$  y del caudal turbinado  $Q$ . La función puede apreciarse en la figura 25:

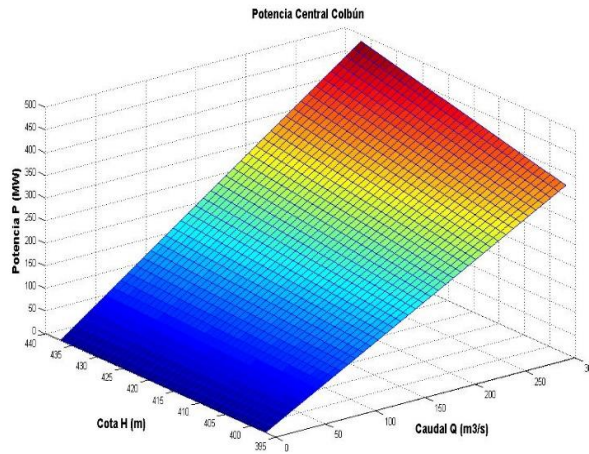


Figura 25 Potencia central Colbún (Elaboración propia)

Dada la complejidad de la función, es necesario simplificar la expresión para poder realizar la optimización. Para ello, y como se expuso anteriormente, es necesario trabajar en dos niveles de optimización, en cada uno de las cuales se da un tratamiento adecuado que permita manejar en un tiempo prudente la optimización. Las simplificaciones adoptadas para la función de potencia en cada nivel de la optimización, se especifican a continuación:

- **Modelo Nivel 1:** En este nivel, el conjunto de puntos que puede tomar como solución la función de potencia de la central Colbún se limita por un volumen factible. Este volumen queda delimitado por los planos cuyo origen está dado por las rectas que genera la función de potencia de la central Colbún en los planos PQ (rectas Lp<sub>q1</sub> y Lp<sub>q2</sub>) y PH (recta L<sub>ph</sub>). Dichas rectas, se observan en la figura 26:

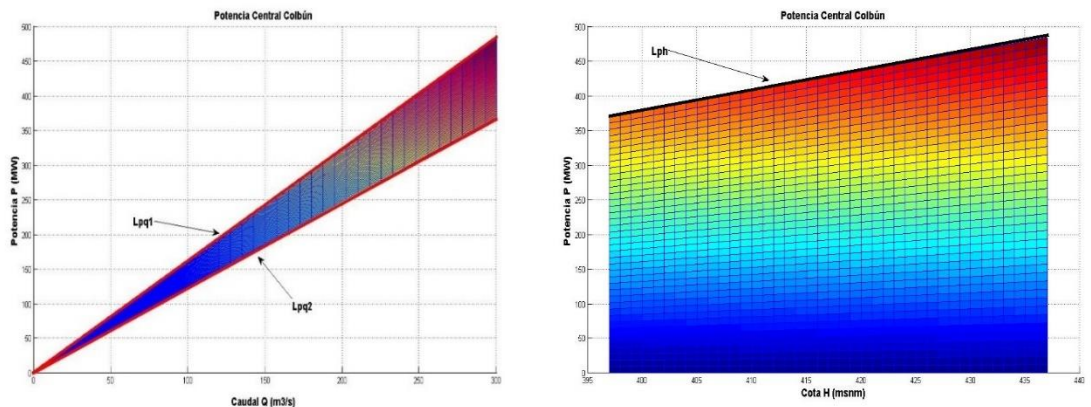
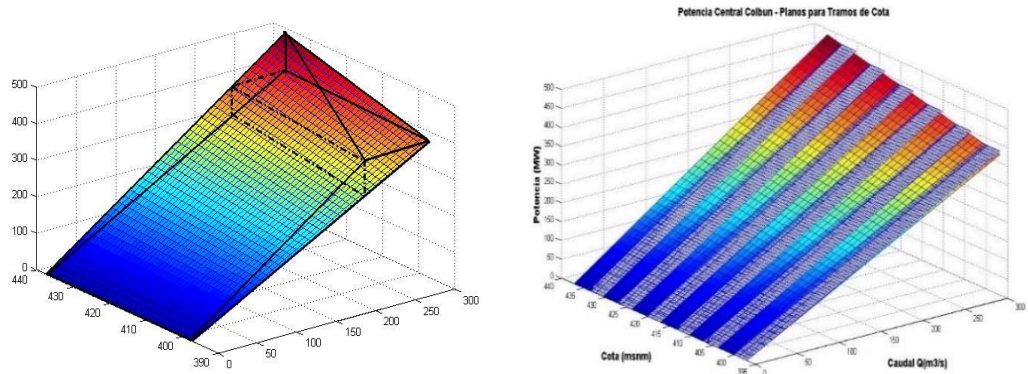


Figura 26 Potencia central Colbún – Plano PQ y rectas de aproximación (Elaboración propia)

De acuerdo a lo anterior, es posible determinar un volumen factible en el cual se pueden encontrar los puntos que son solución de la función de potencia de la central Colbún. Dicho volumen resulta de la combinación e intersección de los planos, el cual puede apreciarse en la siguiente figura, en donde la línea continua da cuenta de las aristas del volumen que se forma y las líneas discontinuas tienen solo la finalidad la aclarar el borde de

los límites de los sub-volúmenes que se forman producto de la intersección de los planos.

- **Modelo Nivel 2:** Para realizar la optimización de este nivel, la función potencia de la central Colbún se divide en una serie de planos, los cuales se obtienen de la división por tramos de la cota del embalse. El objetivo de esta división es utilizar los resultados del valor de la cota del embalse Colbún obtenidos con el modelo del primer nivel para asociarlos a un determinado plano y así reducir el número de variables binarias que ralentizan el tiempo de optimización. De esta forma se asume que el valor de la cota obtenido de la optimización del primer nivel será similar al valor de la cota a obtener con la optimización del segundo nivel, optimización que considera las restricciones físicas y reales asociadas al embalse. Los planos antes mencionados se pueden observar en la siguiente figura, donde se han considerado 6 planos para la optimización del modelo del nivel 2: En la figura 27 puede apreciarse las consideraciones para ambos niveles:



**Figura 27** Potencia central Colbún: Volumen factible (izq.) y planos de aproximación (der.).  
Elaboración propia.

Cabe mencionar que cada plano representa un valor medio de cota, dado que el intervalo de la cota del embalse se ha dividido en un total de 6 tramos. Dicho valor medio, está dado por el promedio del valor máximo y mínimo de la cota en cada intervalo. De esta forma, y para cada etapa horaria, solo un plano de la función potencia de la central Colbún estará activo, es decir, el valor de la potencia de la central Colbún resultante de la optimización estará en solo uno de los planos por cada etapa horaria. En esta perspectiva, el valor que puede tomar el caudal es el mismo para todos los tramos, es decir, desde el caudal nulo hasta el caudal máximo permitido.

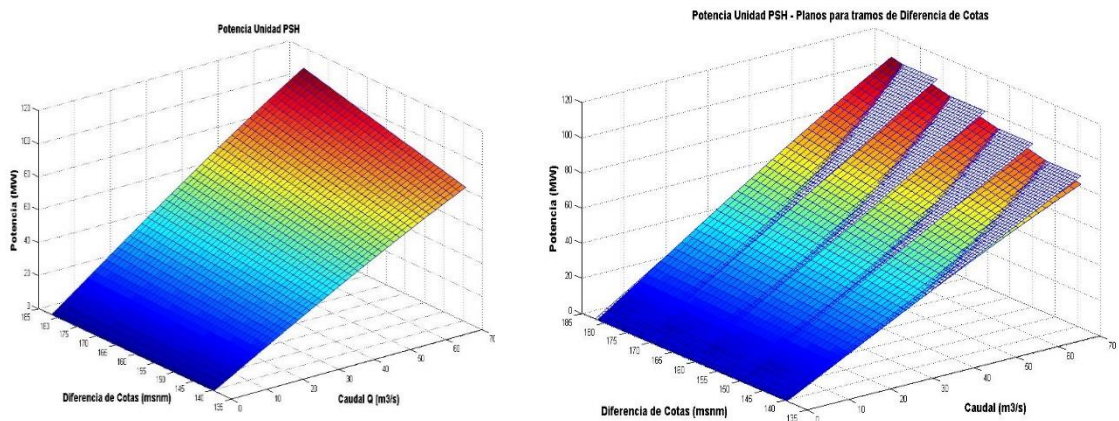
## b) Potencia Unidad PSH

La función para la unidad PSH tiene la misma estructura que la función de potencia de la central Colbún. Si bien depende del caudal turbinado  $Q$ , no depende directamente de la cota de alguno de los dos embalses (embalse Colbún y embalse Machicura), sino que depende de la diferencia de cotas de los mismos. Cabe mencionar que la función tiene el mismo comportamiento tanto en el modo generación como en el modo de bombeo, por lo tanto se utiliza el mismo método de simplificación para ambos modos de operación. Para



efectos de este modelo, se asume también que la central tiene la misma capacidad (MW) en modo generación y modo de bombeo. Para la optimización se utiliza la misma metodología indicada para la función de potencia de la central Colbún.

- **Modelo Nivel 1:** Se genera un volumen factible a partir de las rectas que genera la función de potencia de la unidad PSH en los planos PQ y PH. Dichas rectas dan origen a planos que al intersectarse determinan el mencionado volumen factible, en donde será posible encontrar los puntos que sean solución de la optimización para la función de potencia de la unidad PSH en este nivel.
- **Modelo Nivel 2:** Al igual que en el caso de la función potencia de la central Colbún, se divide el intervalo de la diferencia de cotas en una cantidad determinada de tramos, de forma tal de dar origen a una cantidad de planos, cada uno de ellos asociado a un valor medio de diferencia de cotas (dicho valor medio estará dado por el promedio de la diferencia de cota mínima y máxima del respectivo tramo). La solución para la potencia de la unidad PSH estará en sólo uno de los planos. Los planos antes mencionados se muestran en la figura 28, en donde se ha elegido un número de 4 planos en total para la optimización:



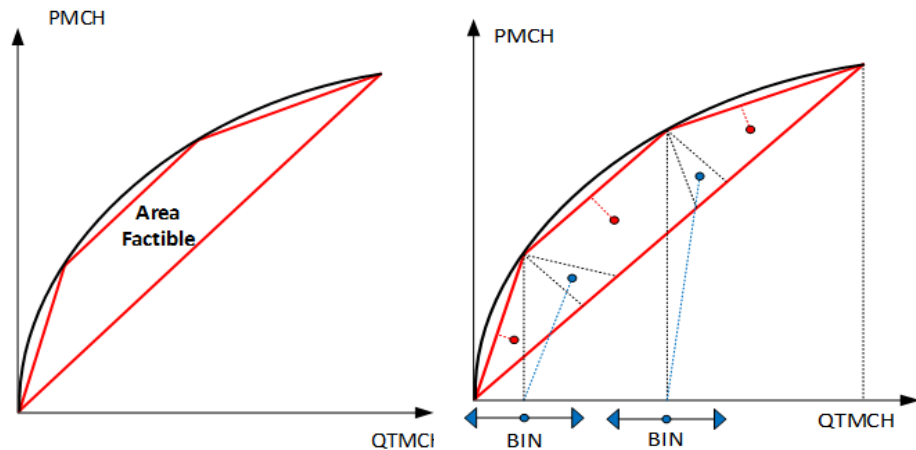
**Figura 28** Potencia unidad PSH: Función sin aproximaciones (izq.) y planos de aproximación (der.) (Elaboración propia)

### c) Potencia Central Machicura

La función potencia de la central Machicura, a diferencia de la función potencia de la central Colbún, depende sólo del caudal turbinado. Esta simplificación es utilizada en el software PLP y se justifica básicamente en que el margen en el que oscila la cota del embalse es pequeña comparada con el embalse Colbún. Por lo tanto, su comportamiento queda bien representado por una central de embalse con rendimiento constante. Si bien, la función depende sólo del caudal, no es lineal y por lo tanto no es posible de utilizar directamente en el problema de optimización propuesto.

Dado que el problema de optimización se ha dividido en dos niveles, se ha definido una metodología que es aplicable a cada nivel y por lo tanto las simplificaciones adoptadas dependerán en el nivel en el que se esté realizando la optimización. Las simplificaciones adoptadas se mencionan a continuación:

- **Modelo Nivel 1:** En este modelo, la función de potencia de la central Machicura se aproxima por tramos lineales. Estos tramos lineales permiten delimitar el área factible en donde será posible encontrar los puntos que son solución de la optimización para la función de potencia de la central Machicura. De acuerdo con la figura 31 (izq), el área factible corresponde al área encerrada por las rectas de color rojo. Las ecuaciones de dichas rectas son las restricciones del modelo de optimización para el nivel 1 de la función de potencia de la central Machicura. Se ha considerado en esta optimización un número total de tramos igual a 3, pues la función queda bastante bien representada con dicha cantidad de tramos.
- **Modelo Nivel 2:** En este modelo, se utilizan los resultados de la optimización del modelo del nivel 1 para asignar un tramo lineal a cada punto que es solución de la función potencia de la central Machicura. Con esta premisa, se asume que la solución del modelo de optimización para el nivel 2 estará en la cercanía del tramo lineal asignado para el resultado obtenido en el modelo de optimización del nivel 1. En el caso de que un punto de la solución aproximada de la función potencia se pueda encontrar en dos tramos consecutivos, se aplicará una variable binaria que será optimizada en el modelo de nivel 2, el cual decidirá cual tramo es el óptimo. Lo anterior puede visualizarse en la figura 29:



**Figura 29** Potencia central Machicura: tramos de aproximación y área factible (izq.) y tramos de aproximación y asignación/predefinición de variables binarias (der.).  
Elaboración propia.

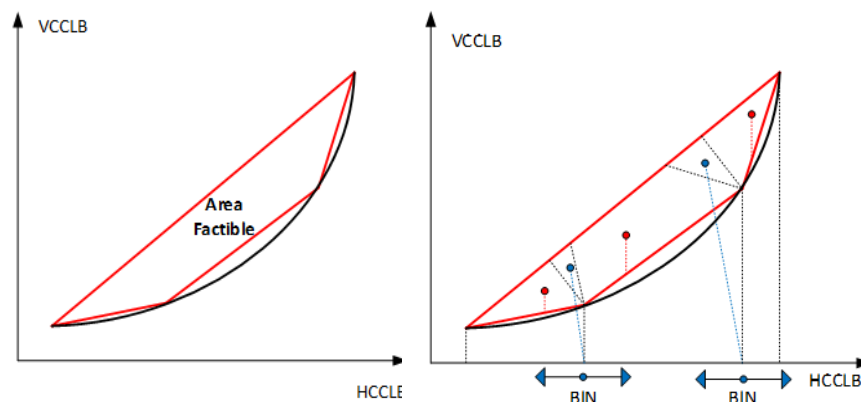
En la figura anterior, y de acuerdo con la metodología anteriormente explicada, los puntos indicados en color rojo activan los tramos a los cuales están proyectados con línea segmentada roja. En cambio, los puntos indicados en color azul pueden estar en dos tramos a la vez, puesto que están en una zona compartida por la proyección perpendicular de dichos tramos lineales de aproximación, zona compartida que está indicada por los triángulos con línea segmentada negra. Los puntos que estén en dichas

zonas (puntos azules) habilitarán una variable binaria que será optimizada en el modelo de nivel 2, activando solo un tramo a la vez en dicha optimización. Cabe mencionar, que al igual que la metodología planteada para el nivel 2 de la función de potencia de la central Colbún, solo un tramo estará activo por cada etapa horaria o bien, una variable binaria a optimizar.

**d) Relación Volumen-Cota Embalse Colbún**

La relación volumen-cota del embalse Colbún presenta también una característica no lineal, por lo tanto se aplica la misma metodología indicada para la función de potencia de la central Machicura, variando la cantidad de tramos lineales a utilizar. La metodología aplicada dependerá de si se trata del modelo de optimización para el nivel 1 o para el nivel 2, lo que se detallará a continuación:

- **Modelo Nivel 1:** Dado que la función de volumen cota es no lineal, y con el objetivo de simplificar la optimización, la función volumen-cota del embalse Colbún se la limitado por un área factible en donde será posible encontrar la solución de esta función para el modelo de optimización del nivel 1. Es decir, los puntos que son solución de la optimización para la función volumen-cota del embalse Colbún se encontrarán en el área factible indicada en la figura 32 (el área factible corresponde al área encerrada por los segmentos de recta de color rojo). Para la optimización del modelo del nivel 1, se ha decidido aproximar la función volumen-cota del embalse Colbún por un total de seis tramos.
- **Modelo Nivel 2:** Al igual que en el caso de la función potencia de la central Machicura, se utilizan los resultados de la optimización del modelo del nivel 1 para activar un tramo de la aproximación lineal de la función volumen-cota del embalse Colbún. Es decir, para cada punto que es solución de la función volumen-cota en el modelo de optimización del nivel 1, se asocia el tramo lineal más cercano a ese punto. Para el caso de que el punto pueda estar en dos tramos consecutivos, se asocia una variable binaria tal que la optimización del modelo del nivel 2 pueda escoger el tramo óptimo a activar. Lo anterior, puede visualizarse en la figura 30, en donde la nomenclatura de colores y tramos es misma que la aplicada para la función de potencia de la central Machicura:



**Figura 30** Volumen-cota embalse Colbún: tramos de aproximación y área factible (izq.) y tramos de aproximación y asignación/predefinición de variables binarias (Elaboración propia).



### e) Relación Volumen-Cota Embalse Machicura

La función de volumen-cota del embalse Machicura se aproxima por sólo una línea recta, puesto que se considera que queda bien representada por un solo tramo lineal. Si bien, la función es el tipo no lineal, la expresión del tipo lineal utilizada para la aproximación entrega resultados similares que la expresión no lineal. Esta aproximación se aplica tanto al modelo optimización del nivel 1 como al modelo de optimización del nivel 2. Dicha aproximación puede apreciarse en la figura 31, en donde el tramo de color rojo es la aproximación lineal:

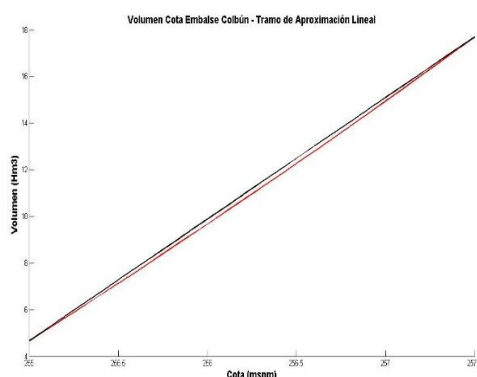


Figura 31 Volumen-cota embalse Colbún - tramos de aproximación (Elaboración propia)

### f) Restricciones de Riego

Las centrales del complejo Colbún deben cumplir con dotaciones de riego indicadas en la Resolución N°105/83 de la Dirección General de Aguas (DGA). Lo anterior implica que las centrales del complejo Colbún deben turbinar una determinada cantidad de agua que les permita cumplir con el caudal mínimo mensual que está estipulado en dicha resolución, con la finalidad de que los regantes puedan hacer uso consuntivo del agua que es generada por las centrales. La misma resolución también establece que la dotación de riego es carácter mensual, y establece el valor que debe cumplirse en cada uno de los canales suscritos a este convenio por cada mes del año.

Si bien, la dotación a cumplir es un caudal medio mensual, lo que implica que pueden haber ciertas horas del día en las cuales no se cumpla con el caudal medio estipulado, esto puede compensarse con una mayor cantidad de agua generada (por ejemplo en horas de mayor demanda eléctrica) en otras horas del día, cumpliendo de igual forma el valor medio de caudal establecido. Para efectos de la modelación, se supondrá que todos aquellos canales que deben cumplir con una dotación de riego, éstos lo harán para cada hora del horizonte de evaluación. Es decir, para todas las horas del año, en los canales que exista una dotación de riego a cumplir, el caudal de dicho canal será al menos el valor medio estipulado por la Resolución N°105/83 de la DGA.

### g) Retraso Temporal

La central San Ignacio y los canales cercanos a dicha central, que tienen asociados dotaciones de riego, utilizan el agua que proviene de la central Machicura. Por la distancia que existe entre dichas centrales, el agua que utiliza

la central Machicura no está disponible en la misma etapa horaria para la central San Ignacio y para los canales cercanos. Por lo anterior, se decidió incorporar un retraso temporal en el caudal turbinado por la central San Ignacio, de forma que el agua utilizada por la central Machicura esté disponible dos horas después para la central San Ignacio.

#### h) Filtraciones Embalse Colbún

El embalse Colbún presenta filtraciones en el sector del pretil Colorado. Dichas filtraciones están modeladas por una función no lineal en el PLP, que depende de la cota del embalse Colbún. Dicha función no lineal es posible de apreciar en la figura 32:

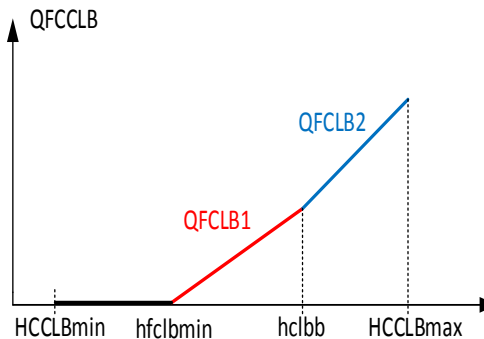


Figura 32 Filtraciones embalse Colbún (Elaboración propia)

De la figura anterior, es fácil ver que las filtraciones son modeladas por tres tramos lineales (dos de los cuales, QFCLB1 y QFCLB2 son no nulos). Por lo anterior, se utiliza la misma metodología empleada para la función potencia de la central Machicura y para la función volumen-cota del embalse Colbún, que consiste básicamente en determinar un área factible para el modelo de optimización del nivel 1, en el cual pueden encontrarse los puntos que son solución de la función de filtraciones del embalse Colbún, y con los resultados de la optimización del modelo del nivel 1, asignar un determinado tramo lineal de la función de filtraciones del embalse Colbún para cada valor de cota encontrado. De igual forma, si el valor de cota encontrado en el modelo de optimización del nivel 1 puede asignarse a dos tramos lineales consecutivos, este valor queda asociado a una variable binaria que será optimizada por el modelo del nivel 2, para así determinar el tramo óptimo.

#### i) Caudal Afluyente Embalse Colbún

El caudal afluyente al embalse Colbún proviene de dos fuentes. Una de ellas es el caudal que escurre naturalmente al embalse Colbún, denominado caudal HIMA (Hoya Intermedia Muro Armerillo). El caudal restante es el caudal turbinado proveniente de la central Pehuenche. Dado que la optimización del modelo operacional se hará para tres hidrologías representativas del sistema (HS, HM, HH), corresponde entonces definir las hidrologías que representarán tanto al caudal HIMA como al caudal evacuado de la central Pehuenche.

Para llevar a cabo lo anterior, se asumirá que el comportamiento hidrológico de la cuenca es similar al del sistema. Con la premisa anterior, se elegirá para el caudal HIMA los mismos años calendario asociados a las hidrologías del sistema.

En el caso de la central Pehuenche, sólo se dispone de los caudales turbinados desde el año 2004 al año 2014. Sin embargo, a nivel sistémico, existen años en la década 2004-2014 que presentan probabilidad de excedencia similar a los indicados para las hidrologías HS, HH y HH del sistema, y por lo tanto pueden asociarse a las respectivas hidrologías de la central Pehuenche. Por lo anterior, se determinaron aquellos años entre 2004-2014 que presentan, a nivel sistémico, una probabilidad de excedencia similar a los años escogidos para las hidrologías HS, HM y HH del sistema. Con los años escogidos para cada hidrología, se tomaron los caudales turbinados de dichos años con información disponible de la central Pehuenche, promediándolos de forma tal de tener un caudal representativo para cada hidrología de dicha central. Lo anterior se resume en la tabla 17:

**Tabla 17** Determinación hidrologías complejo Colbún

Año Hidrológico Sistema	Año Calendario Sistema	Años con Datos Central Pehuenche
<b>HS</b>	1968	2013
<b>HM</b>	1995	2009
<b>HH</b>	1965	2005

#### 4.3.3 Ecuaciones modelo de optimización para la gestión del complejo Colbún

La función a optimizar en el modelo para ambos niveles es la siguiente:

$$\max \sum_{k=1}^{NH} \left\{ \underbrace{\left[ \sum_{i=1}^{NC} CMg_k \cdot P_{Gi}(k) \right]}_{(A)} + \underbrace{[CMg_k \cdot (PPSH_G(k) - PPSH_B(k))]}_{(B)} \right\} \quad (4.21)$$

en donde:

- $CMg_k$ : Costo marginal en la hora k, en la barra de conexión (US\$/MWh)
- $P_{Gi}(k)$ : Potencia generada por central i del complejo Colbún en hora k (MW)
- $PPSH_G(k)$ : Potencia de unidad PSH, modo de generación (MW)
- $PPSH_B(k)$ : Potencia de unidad PSH, modo de bombeo (MW)
- $NH$ : Número de horas de operación (H). En este caso, 8760 horas.
- $NC$ : Número de centrales del complejo Colbún. En este caso, 5 centrales.

Cabe mencionar que la forma de la función objetivo consta de dos partes, tal como se observa en la expresión. La expresión encerrada por la llave de letra (A) corresponde a la maximización de los ingresos de la operación de las centrales convencionales hidroeléctricas que actualmente operan en el complejo: central de embalse Colbún, central de embalse Machicura, central de pasada Chiburgo, central de pasada San Ignacio y central de pasada San Clemente. La expresión encerrada por la llave de letra (B) corresponde a la maximización del margen (diferencia de ingresos por generación energía y costos por consumo de energía de la red) de la unidad PSH, la cual puede operar en modo de generación en ciertas horas del día y en modo de bombeo en otras horas, pero no puede operar simultáneamente en ambos modos, lo cual será restringido por una variable binaria que se detallará posteriormente. El costo marginal indicado como  $CMg_k$ , es el que

se obtuvo a partir de las optimizaciones realizadas para el modelo de despacho uninodal para cada escenario de capacidad instalada propuesto, información que fue detallada anteriormente. En síntesis, se trata de maximizar los ingresos del propietario de las centrales de embalse, a partir de los costos marginales que se proyectan en el futuro para el sistema, en la barra de conexión. Como se dijo anteriormente, el modelo es tomador de los precios del sistema, situación que se considera aceptable dado que la capacidad adicional de la unidad PSH (100 MW) es pequeña con respecto a la capacidad total instalada del sistema para cada escenario, que es superior a los 30000 MW.

A continuación se detallarán cada una de las restricciones del modelo, de acuerdo a cada nivel:

➤ **Volumen-cota embalse Colbún – Nivel 1**

En el modelo de optimización del nivel 1, la función volumen-cota del embalse Colbún es delimitada por un conjunto de tramos lineales que dan forma a un área factible en donde es posible encontrar el conjunto solución de dicha función. Los tramos lineales que delimitan el área factible constan de una recta que acota superiormente el área factible y un conjunto de rectas que acotan inferiormente el área factible. Dichas rectas pueden observarse en la siguiente figura 35, en donde además puede distinguirse la recta que acota superiormente el área factible (recta  $LvhU$ ) y el conjunto de rectas que acota inferiormente dicha área ( $LvhD_i$ , que denota a la  $i$ -ésima recta). Las expresiones matemáticas de dichas rectas y que son consideradas como restricciones en el modelo de optimización, se presentan a continuación:

**Recta  $LvhU$ :**

$$VCLB(k) \leq mvh_{CLB} \cdot HCLB(k) + nvh_{CLB} \quad (4.22)$$

**Recta  $i$ -ésima  $LvhD_i$ :**

$$VCLB(k) \geq mvh_{CLB-i} \cdot HCLB(k) + nvh_{CLB-i} \quad (4.23)$$

en donde:

- $VCLB(k)$ : Volumen embalse Colbún en cada hora (m3)
- $HCLB(k)$ : Cota embalse Colbún en cada hora (msnm)
- $mvh_{CLB}$ : Pendiente recta que es cota superior de la función volumen-cota del embalse Colbún (m3/m)
- $mvh_{CLB-i}$ : Pendiente recta  $i$ -ésima que es cota inferior de la función volumen-cota del embalse Colbún (m3/m)
- $nvh_{CLB}$ : Coeficiente de posición recta que es cota superior de la función volumen-cota del embalse Colbún (m3)
- $nvh_{CLB-i}$ : Coeficiente de posición recta  $i$ -ésima que es cota inferior de la función volumen-cota del embalse Colbún (m3)

Adicionalmente, la cota del embalse está limitada por un mínimo y un máximo, lo que matemáticamente puede escribirse como:

$$HCLB_{min} \leq HCLB(k) \leq HCLB_{max} \quad (4.24)$$

en donde:

- $HCLB_{max}$ : Cota máxima del embalse Colbún (m)
- $HCLB_{min}$ : Cota mínima del embalse Colbún (m)

Asimismo, el embalse tiene una capacidad máxima y mínima que se puede escribir como:

$$VCLB_{min} \leq VCLB(k) \leq VCLB_{max} \quad (4.25)$$

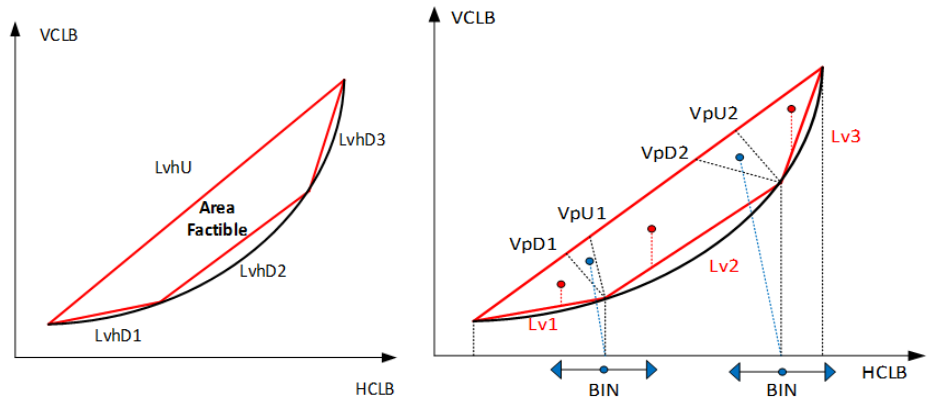
en donde:

$VCLB_{max}$ : Volumen máximo del embalse Colbún (m3)  
 $VCLB_{min}$ : Volumen mínimo del embalse Colbún (m3)

➤ **Volumen-cota embalse Colbún – Nivel 2**

La función volumen-cota del embalse Colbún, como se dijo anteriormente, se aproximó por una serie de tramos lineales de forma de poder transformar la función no lineal en una función lineal por tramos. Es importante aclarar los términos *predefinir* y *asignar* una variable binaria, puesto que se usarán reiteradamente en esta sección. Se entiende por *predefinir* una variable binaria a la asignación previa de un valor que pueda tomar esta variable: 0 o 1, no siendo optimizada pues su valor se ha determinado previamente. Por otro lado, *asignar* una variable binaria significa que para encontrar el valor de la variable, ésta debe ser previamente optimizada y por lo tanto para a ser una variable de decisión en el problema de optimización. La siguiente metodología busca predefinir o asignar el valor de una variable binaria asociada al tramo lineal de aproximación de la función volumen-cota del embalse Colbún.

Para explicar la metodología seguida, es importante observar la figura 33, en la cual se aprecia la función volumen-cota del embalse Colbún aproximada por tramos:



**Figura 33** Volumen-cota embalse Colbún: tramos de aproximación y área factible (izq.)- tramos de aproximación y asignación/predefinición de variables binarias (der.). Elaboración propia.

Los puntos indicados en color azul y rojo corresponden a las soluciones encontradas por el modelo de optimización del nivel 1 para la función volumen-cota del embalse Colbún. El objetivo de la siguiente metodología es lograr identificar en cuales tramos podrían encontrarse dichos puntos, predefiniendo o asignando la variable binaria que está asociada a cada uno de los tramos. Para llevar a cabo lo anterior, se definen adicionalmente las rectas perpendiculares a cada uno de los tramos de aproximación lineal ( $VpD1$ ,  $VpU1$ ,  $VpD2$ ,  $VpU2$ ), rectas que permitirán definir si la variable binaria está predefinida o deberá ser asignada para la optimización.

En el caso del modelo de optimización del nivel 2, se definen un total de 6 tramos de aproximación lineal para la función volumen-cota del embalse Colbún. Si se denomina  $VCLBS(k)$  al valor del volumen obtenido en la optimización del nivel 1 en cada etapa horaria, y si además este punto se encuentra en la proximidad del tramo inicial de aproximación (Lv1) o en la proximidad del tramo final de aproximación (Lv3), las ecuaciones que representan la predefinición de las variables binarias asociadas a dichos tramos son las siguientes:

Si  $VCLBS(k) < VpDI$ , entonces:

$$\alpha_I(k) = 1 \quad (4.26)$$

$$\alpha_i(k) = 0 \quad (4.27)$$

Si  $VCLBS(k) > VpUF$ , entonces:

$$\alpha_F(k) = 1 \quad (4.28)$$

$$\alpha_i(k) = 0 \quad (4.29)$$

en donde:

$VpDI$ : Recta perpendicular del tramo consecutivo al tramo inicial. En el caso de la figura anterior,  $VpDI$  es equivalente a  $VpD1$ , que es la recta perpendicular al tramo Lv2.

$VpUF$ : Recta perpendicular del tramo previo al tramo final. En el caso de la figura anterior,  $VpUF$  es equivalente a  $VpU2$ , que es la recta perpendicular al tramo Lv2.

$\alpha_I(k)$ : Variable binaria que activa el tramo lineal inicial en cada hora. En el caso de la figura anterior, activará al tramo Lv1.

$\alpha_F(k)$ : Variable binaria que activa el tramo lineal final en cada hora. En el caso de la figura anterior, activará al tramo Lv3.

$\alpha_i(k)$ : Variable binaria que activa el tramo lineal i-ésimo. Si existen N tramos lineales de aproximación, siempre habrá N-1 tramos tales que  $\alpha_i(k) = 0$ .

Cuando el valor  $VCLBS(k)$  no se encuentra en la proximidad del tramo inicial o final, puede encontrarse en algún tramo intermedio o bien, en una zona que comparten dos tramos lineales consecutivos. En el caso de que se encuentre en algún tramo lineal intermedio, las expresiones de predefinición de la variable binaria serán las siguientes:

Si  $VCLBS(k) < VpD_i$  y  $VCLBS(k) > VpU_i$ , entonces:

$$\alpha_i(k) = 1 \quad (4.30)$$

$$\alpha_j(k) = 0 \quad (4.31)$$

en donde:

$VpD_i$ : Recta perpendicular del tramo consecutivo al tramo lineal i-ésimo. En el caso de la figura anterior,  $VpD_i$  corresponde a  $VpD2$ .

- $VpU_i$ : Recta perpendicular del tramo previo al tramo lineal i-ésimo. En el caso de la figura anterior,  $VpU_i$  corresponde a  $VpU_1$ .
- $\alpha_i(k)$ : Variable binaria que activa el tramo i-ésimo en cada hora. En el caso de la figura anterior, la variable binaria activa el tramo  $Lv_2$  y  $\alpha_2(k) = 1$ .
- $\alpha_j(k)$ : Variable binaria que activa el tramo j-ésimo en cada hora, con  $i \neq j$ . Cuando el tramo i-ésimo está activo,  $\alpha_j(k) = 0$ . Es decir, todos los tramos restantes no están activos.

Cuando el valor  $VCLBS(k)$  se encuentra en una zona compartida por la proyección perpendicular de dos tramos lineales consecutivos, que corresponden a los puntos azules de la figura anterior, se asigna una variable binaria a optimizar de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

Si  $VCLBS(k) \geq VpD_i$  y  $VCLBS(k) \leq VpU_i$ , entonces:

$$\alpha_i(k) + \alpha_{i+1}(k) = 1 \quad (4.32)$$

$$\alpha_j(k) = 0 \quad (4.33)$$

en donde:

$\alpha_i(k)$ : Variable binaria que activa el tramo i-ésimo.

$\alpha_{i+1}(k)$ : Variable binaria que activa el tramo consecutivo al tramo i-ésimo.

Con la metodología anterior, y con las variables binarias predefinidas o asignadas, pueden escribir las restricciones de cada tramo y las condiciones que deben cumplir en su conjunto tanto las expresiones de volumen como de cota de cada tramo. Entonces, para cada tramo de aproximación lineal i-ésimo, se tiene lo siguiente:

$$VCLB_i(k) = mvclb_i \cdot HCLB_{vi}(k) + \alpha_i(k) \cdot nvclb_i \quad (4.34)$$

$$\alpha_i(k) \cdot HCLB_{vi-min} \leq HCLB_{vi}(k) \leq \alpha_i(k) \cdot HCLB_{vi-max} \quad (4.35)$$

$$\sum_{i=1}^{NTV} VCLB_i(k) = VCLB(k) \quad (4.36)$$

$$\sum_{i=1}^{NTH} HCLB_i(k) = HCLB(k) \quad (4.37)$$

en donde:

$VCLB_i(k)$ : Volumen embalse Colbún en tramo i-ésimo (m3)

$HCLB_{vi}(k)$ : Cota embalse Colbún en tramo i-ésimo (msnm)

$mvclb_i$ : Pendiente recta tramo aproximación i-ésimo

$nvclb_i$ : Coeficiente de aproximación recta tramo aproximación i-ésimo

$HCLB_{vi-max}$ : Cota máxima embalse Colbún en tramo i-ésimo (msnm)

$HCLB_{vi-min}$ : Cota mínima embalse Colbún en tramo i-ésimo (msnm)

$\alpha_i(k)$ : Variable binaria que activa tramo i-ésimo de aproximación

$NTV$ : Número de tramos de aproximación del volumen

$NTH$ : Número de tramos de aproximación de la cota

Las condiciones iniciales y finales de cota y volumen son conocidas, al igual que el modelo de optimización del nivel 1, y tienen las mismas expresiones matemáticas en lo que se refiere a restricciones del problema de optimización.

➤ **Volumen-cota embalse Machicura – Nivel 1 y 2**

La función volumen-cota del embalse Machicura, y tal como se dijo anteriormente, se aproximará por un solo tramo lineal. Esta restricción del modelo de optimización del nivel 1 puede escribirse como:

$$VMCH(k) = mvh_{MCH} \cdot HMCH(k) + nvh_{MCH} \quad (4.38)$$

en donde:

- $VMCH(k)$ : Volumen embalse Machicura (m3)
- $HMCH(k)$ : Cota embalse Machicura (msnm)
- $mvh_{MCH}$ : Pendiente recta de aproximación embalse Machicura (m3/m)
- $nvh_{MCH}$ : Coeficiente de posición recta de aproximación embalse Machicura (m3)

De igual forma que en el caso del embalse Colbún, tanto la cota como el volumen del embalse Machicura están acotados por un valor mínimo y máximo. Matemáticamente esta restricción puede expresarse como:

$$HMCH_{min} \leq HMCH(k) \leq HMCH_{max} \quad (4.39)$$

$$VMCH_{min} \leq VMCH(k) \leq VMCH_{max} \quad (4.40)$$

en donde:

- $VMCH_{max}$ : Volumen máximo del embalse Machicura (m3)
- $VMCH_{min}$ : Volumen mínimo del embalse Machicura (m3)
- $HMCH_{max}$ : Cota máxima del embalse Machicura (m)
- $HMCH_{min}$ : Cota mínima del embalse Machicura (m)

➤ **Potencia Central Machicura – Nivel 1**

En el modelo de optimización del nivel 1, la función potencia de la central Machicura es delimitada por un conjunto de tramos lineales que dan forma a un área factible en donde es posible encontrar el conjunto solución de dicha función. Los tramos lineales que delimitan el área factible constan de una recta que acota inferiormente el área factible y un conjunto de rectas que acotan superiormente el área factible. Dichas rectas pueden observarse en la figura 34, en donde puede distinguirse la recta que acota inferiormente el área factible (recta  $LpqD$ ) y el conjunto de rectas que acota superiormente dicha área ( $LpqU_i$ , que denota a la  $i$ -ésima recta). Las expresiones matemáticas de dichas rectas y que son consideradas como restricciones en el modelo de optimización, se presentan a continuación:

**Recta  $LpqD$ :**

$$PMCH(k) \geq mpq_{MCH} \cdot QMCH(k) + npq_{MCH} \quad (4.41)$$

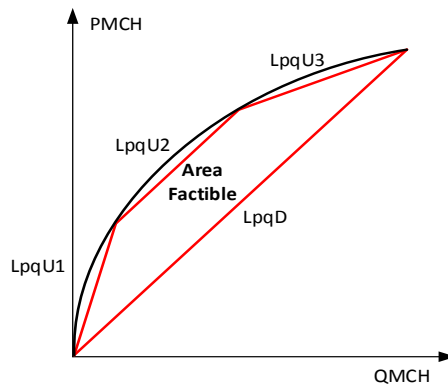
**Recta  $i$ -ésima  $LpqU_i$ :**



$$PMCH(k) \leq mpq_{MCH-i} \cdot QMCH(k) + npq_{MCH-i} \quad (4.42)$$

en donde:

- $PMCH(k)$ : Potencia generada central Machicura en cada hora (MW)
- $QMCH(k)$ : Caudal turbinado central Machicura en cada hora (MW)
- $mpq_{MCH}$ : Pendiente recta que es cota inferior de la función potencia de la central Machicura (MW/m<sup>3</sup>/s)
- $mpq_{MCH-i}$ : Pendiente recta i-ésima que es cota superior de la función potencia de la central Machicura (MW/m<sup>3</sup>/s)
- $npq_{MCH}$ : Coeficiente de posición recta que es cota inferior de la función potencia de la central Machicura (MW)
- $npq_{MCH-i}$ : Coeficiente de posición recta i-ésima que es cota superior de la función potencia de la central Machicura (MW)



**Figura 34** Función potencia central Machicura – Area Factible (Elaboración propia)

Adicionalmente, la potencia de la central Machicura está limitada por un mínimo técnico, por lo cual, se utilizará una variable binaria que dé del rango de operación de la potencia para dicha central. Lo anterior puede expresarse matemáticamente como:

$$PMCH(k) \leq BMCH(k) \cdot PMCH_{max} \quad (4.43)$$

$$PMCH(k) \geq BMCH(k) \cdot PMCH_{min} \quad (4.44)$$

en donde:

- $PMCH_{max}$ : Potencia máxima central Machicura (MW)
- $PMCH_{min}$ : Potencia mínima central Machicura (MW)
- $BMCH(k)$ : Variable binaria que da cuenta del rango de operación de la potencia

### ➤ **Potencia Central Machicura – Nivel 2**

La metodología de asignación y predefinición de variables binarias es la misma que se aplicó para la función volumen-cota del embalse Colbún, por lo tanto no se volverá a explicar. Con la metodología explicada para la función volumen-cota del embalse Colbún y con las variables binarias predefinidas o asignadas, se puede escribir las restricciones de cada tramo y las condiciones que deben cumplir en su conjunto tanto las expresiones de potencia como las expresiones de caudal para cada tramo de aproximación lineal i-ésimo, expresiones que se detallan a continuación:

$$PMCH_i(k) = mpmch_i \cdot QMCH_i(k) + \beta_i(k) \cdot npmch_i \quad (4.45)$$

$$\beta_i(k) \cdot QMCH_{i-min} \leq QMCH_i(k) \leq \beta_i(k) \cdot QMCH_{i-max} \quad (4.46)$$

$$\sum_{i=1}^{NTP} PMCH_i(k) = PMCH(k) \quad (4.47)$$

$$\sum_{i=1}^{NTQ} QMCH_i(k) = QMCH(k) \quad (4.48)$$

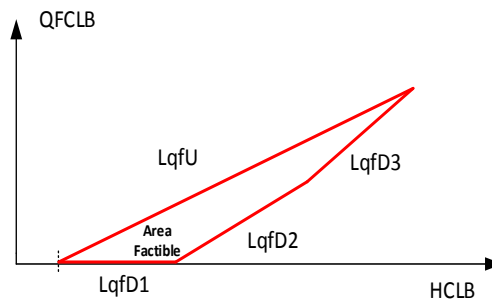
en donde:

$PMCH_i(k)$ :	Potencia central Machicura en tramo i-ésimo (m3)
$QMCH_i(k)$ :	Caudal turbinado central Machicura en tramo i-ésimo (msnm)
$mpmch_i$ :	Pendiente recta tramo aproximación i-ésimo
$npmch_i$ :	Coefficiente de aproximación recta tramo aproximación i-ésimo
$QMCH_{i-max}$ :	Caudal máximo a turbinar central Machicura en tramo i-ésimo (m3/s)
$QMCH_{i-min}$ :	Caudal mínimo a turbinar central Machicura en tramo i-ésimo (m3/s)
$\beta_i(k)$ :	Variable binaria que activa tramo i-ésimo de aproximación
$NTP$ :	Número de tramos de aproximación de la potencia
$NTQ$ :	Número de tramos de aproximación del caudal

La función de potencia de la central Machicura debe ser limitada por un rango operacional de potencias, dado que dicha central presenta un mínimo técnico de operación. Dichas expresiones son las mismas empleadas en el modelo de optimización en el nivel 1, y por lo tanto, pueden ser revisadas en dicho modelo.

### ➤ Filtraciones embalse Colbún – Nivel 1

Como se dijo anteriormente, y al igual que la metodología utilizada en la función de potencia de la central Machicura y en la función volumen-cota del embalse Colbún, se delimitará un área factible en donde será posible encontrar los puntos que son solución para la función filtraciones del embalse Colbún en el modelo de optimización. Dicha área factible estará delimitada por tramos de recta, los cuales pueden apreciarse en la figura 35:



**Figura 35** Filtraciones embalse Colbún - tramos de aproximaciones y área factible

De la figura anterior, puede distinguirse la recta que acota superiormente el área factible (recta  $LqfU$ ) y el conjunto de rectas que acota inferiormente dicha área

( $LqfD_i$ , que denota a la  $i$ -ésima recta). Las expresiones matemáticas de dichas rectas y que son consideradas como restricciones en el modelo de optimización, se presentan a continuación:

**Recta  $LqfU$ :**

$$QFCLB(k) \leq mqf_{CLB} \cdot HCLB(k) + nqf_{CLB} \quad (4.49)$$

**Recta  $i$ -ésima  $LqfD_i$ :**

$$QFCLB(k) \geq mqf_{CLB-i} \cdot HCLB(k) + nqf_{CLB-i} \quad (4.50)$$

en donde:

- $QFCLB(k)$ : Caudal filtrado embalse Colbún en cada hora (m3/s)
- $HCLB(k)$ : Cota embalse Colbún en cada hora (msnm)
- $mqf_{CLB}$ : Pendiente recta que es cota superior de la función filtraciones del embalse Colbún (m3/m)
- $mqf_{CLB-i}$ : Pendiente recta  $i$ -ésima que es cota inferior de la función filtraciones del embalse Colbún (m3/m)
- $nqf_{CLB}$ : Coeficiente de posición recta que es cota superior de la función filtraciones del embalse Colbún (m3)
- $nqf_{CLB-i}$ : Coeficiente de posición recta  $i$ -ésima que es cota inferior de la función filtraciones del embalse Colbún (m3)

➤ **Filtraciones embalse Colbún – Nivel 2**

La metodología de asignación y predefinición de variables binarias es la misma que se aplicó para la función volumen-cota del embalse Colbún, por lo tanto no se volverá a explicar. Con la metodología explicada para la función volumen-cota del embalse Colbún y con las variables binarias predefinidas o asignadas, se puede escribir las restricciones de cada tramo y las condiciones que deben cumplir en su conjunto tanto las expresiones de caudal como las expresiones de cota para cada tramo de aproximación lineal  $i$ -ésimo, expresiones que se detallan a continuación:

$$QFCLB_i(k) = mfclb_i \cdot HCLB_{fi}(k) + \delta_i(k) \cdot nfcbl_i \quad (4.51)$$

$$\delta_i(k) \cdot HCLB_{fi-min} \leq HCLB_{fi}(k) \leq \delta_i(k) \cdot HCLB_{fi-max} \quad (4.52)$$

$$\sum_{i=1}^{NTH} HCLB_{fi}(k) = HCLB(k) \quad (4.53)$$

$$\sum_{i=1}^{NTQ} QFCLB_i(k) = QFCLB(k) \quad (4.54)$$

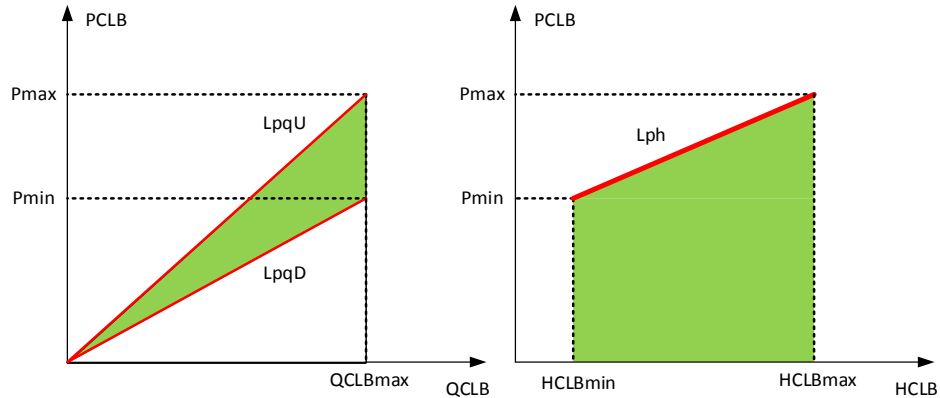
en donde:

- $QFCLB_i(k)$ : Caudal filtrado en tramo  $i$ -ésimo (m3/s)
- $HCLB_{fi}(k)$ : Cota embalse Colbún en tramo  $i$ -ésimo (msnm)
- $mfclb_i$ : Pendiente recta tramo aproximación  $i$ -ésimo
- $nfcbl_i$ : Coeficiente de aproximación recta tramo aproximación  $i$ -ésimo
- $HCLB_{fi-max}$ : Cota máxima embalse Colbún en tramo  $i$ -ésimo (msnm)
- $HCLB_{fi-min}$ : Cota mínima embalse Colbún en tramo  $i$ -ésimo (msnm)

$\delta_i(k)$ :	Variable binaria que activa tramo i-ésimo de aproximación
$NTH$ :	Número de tramos de aproximación de la cota
$NTQ$ :	Número de tramos de aproximación del caudal

➤ **Potencia Central Colbún - Nivel 1**

Para explicar las ecuaciones que dan cuenta de la potencia de la central Colbún en el modelo de optimización del nivel 1, es importante observar la figura 36:



**Figura 36** Planos que delimitan el volumen factible de la función potencia de la central Colbún: corte plano PQ (izq) y corte plano PH (der.). (Elaboración propia)

De la figura anterior, las ecuaciones que se utilizan para determinar la zona factible de la función potencia de la central Colbún son las siguientes:

**En el plano PQ:**

$$L_{pqU}: PCLB(k) \leq mPQ_U \cdot QCLB(k) \quad (4.55)$$

$$L_{pqD}: PCLB(k) \geq mPQ_D \cdot QCLB(k) \quad (4.56)$$

**En el plano PH:**

$$L_{ph}: PCLB(k) \leq mPH \cdot HCLB(k) + nPH \quad (4.57)$$

con:

$$mPQ_U = \frac{P_{max}}{QCLB_{max}} \quad (4.58)$$

$$mPQ_D = \frac{P_{min}}{QCLB_{max}} \quad (4.59)$$

$$mPH = \frac{P_{max} - P_{min}}{HCLB_{max} - HCLB_{min}} \quad (4.60)$$

$$nPH = P_{max} - mPH \cdot HCLB_{max} \quad (4.61)$$

en donde:

- $mPQ_U$ : Pendiente de la recta superior en el plano PQ (MW/m<sup>3</sup>/s)
- $mPQ_D$ : Pendiente de la recta inferior en el plano PQ (MW/m<sup>3</sup>/s)
- $mPH$ : Pendiente de la recta en el plano PH (MW/m)
- $nPH$ : Coeficiente de posición de la recta en el plano PH (MW)
- $P_{max}$ : Potencia máxima cuando  $QCLB = QCLB_{max}$  (MW)
- $P_{min}$ : Potencia mínima cuando  $QCLB = QCLB_{max}$  (MW)
- $QCLB_{max}$ : Caudal máximo posible de turbinar (m<sup>3</sup>/s)
- $HCLB_{min}$ : Cota mínima embalse Colbún (msnm)
- $HCLB_{max}$ : Cota máxima embalse Colbún (msnm)

$PCLB(k)$ : Potencia central Colbún en cada etapa horaria (MW)  
 $QCLB(k)$ : Caudal turbinado central Colbún en cada etapa horaria (m3/s)  
 $HCLB(k)$ : Cota embalse Colbún en cada etapa horaria (msnm)

Los puntos factibles se encontrarán en el área indicada de color verde en la figura anteriormente mostrada. Adicionalmente, la potencia de la central Colbún está limitada por un mínimo técnico, por lo cual, se utilizará una variable binaria que dé del rango de operación de la potencia para dicha central. Lo anterior puede expresarse matemáticamente como:

$$PCLB(k) \leq BCLB(k) \cdot PCLB_{max} \quad (4.62)$$

$$PCLB(k) \geq BCLB(k) \cdot PCLB_{min} \quad (4.63)$$

en donde:

$PCLB_{max}$ : Potencia máxima central Colbún (MW)  
 $PCLB_{min}$ : Potencia mínima central Colbún (MW)  
 $BCLB(k)$ : Variable binaria que da cuenta del rango de operación de la potencia

### ➤ Potencia Central Colbún - Nivel 2

La clasificación por tramo de la cota del embalse Colbún ya fue revisada en la metodología aplicada para la función volumen-cota del embalse Colbún y por lo tanto no será revisada nuevamente. A continuación se revisarán las expresiones de las restricciones asociadas a los planos de aproximación de la función potencia de la central Colbún, bajo la premisa de que solo una variable binaria será distinta de cero en cada etapa horaria, lo que significa que solo uno de los planos de aproximación de la función potencia de la central Colbún puede estar activo a la vez en cada hora.

De acuerdo a lo anterior, cada plano de aproximación  $i$ -ésimo puede ser descrito de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$PCLB_i(k) = \alpha_i(k) \cdot P_{oclb-i} + (QCLB_i(k) - \alpha_i(k) \cdot Q_{oclb-i}) \cdot dPQ_{clb-i} \quad (4.64)$$

$$\alpha_i(k) \cdot QCLB_{i-min} \leq QCLB_i(k) \leq \alpha_i(k) \cdot QCLB_{i-max} \quad (4.65)$$

$$\sum_{i=1}^{NTP} PCLB_i(k) = PCLB(k) \quad (4.66)$$

$$\sum_{i=1}^{NTQ} QCLB_i(k) = QCLB(k) \quad (4.67)$$

en donde:

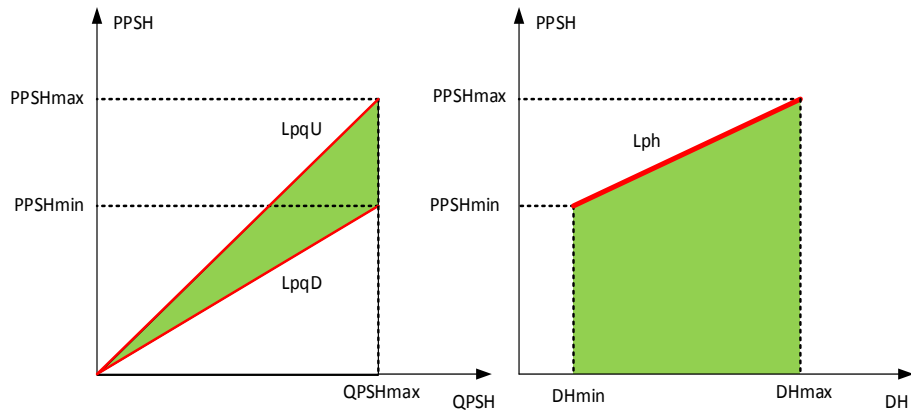
$PCLB_i(k)$ : Potencia central Colbún en tramo  $i$ -ésimo (MW)  
 $QCLB_i(k)$ : Caudal turbinado central Colbún en tramo  $i$ -ésimo (m3/s)  
 $P_{oclb-i}$ : Potencia en el centro de plano  $i$ -ésimo de aproximación (MW)  
 $Q_{oclb-i}$ : Caudal en el centro del plano  $i$ -ésimo de aproximación (m3/s)  
 $dPQ_{clb-i}$ : Pendiente del plano  $i$ -ésimo de aproximación  
 $QCLB_{i-max}$ : Caudal máximo a turbinar central Colbún en tramo  $i$ -ésimo de aproximación (m3/s)

$QCLB_{i-min}$ :	Caudal mínimo a turbinar central Colbún en tramo i-ésimo de aproximación (m <sup>3</sup> /s)
$\gamma_i(k)$ :	Variable binaria que activa plano i-ésimo de aproximación
$NTP$ :	Número de planos de aproximación
$NTQ$ :	Número de tramos en que se ha dividido el intervalo del caudal

La función de potencia de la central Colbún debe ser limitada por un rango operacional de potencias, dado que dicha central presenta un mínimo técnico de operación. Dichas expresiones son las mismas empleadas en el modelo de optimización en el nivel 1, y por lo tanto, pueden ser revisadas en dicho modelo.

### ➤ Potencia Unidad PSH – Nivel 1

Las restricciones aplicadas para función de potencia de la unidad PSH tienen la misma estructura que las indicadas para la función potencia de la central Colbún. Las ecuaciones que se escribirán a continuación son válidas tanto en el modo de generación como en el modo de bombeo de la unidad PSH. En el problema de optimización se escriben dos veces estas ecuaciones, para dar cuenta de ambos modos operacionales, sin embargo acá se detalla solo una vez para efectos de simplificación de la escritura de la memoria. Para escribir las ecuaciones, es necesario observar la figura 37:



**Figura 37** Potencia unidad PSH – aproximaciones en los planos PQ y PH (Elaboración propia)

De la figura anterior, las ecuaciones que se utilizan para determinar la zona factible de la función potencia de la unidad PSH son las siguientes:

#### **En el plano PQ:**

$$L_{pqU}: PPSH(k) \leq mPQ_{PSH-U} \cdot QPSH(k) \quad (4.68)$$

$$L_{pqD}: PPSH(k) \geq mPQ_{PSH-D} \cdot QPSH(k) \quad (4.69)$$

#### **En el plano PH:**

$$L_{ph}: PPSH(k) \leq mPH_{PSH} \cdot DH(k) + nPH_{PSH} \quad (4.70)$$

con:

$$mPQ_{PSH-U} = \frac{PPSH_{max}}{QPSH_{max}} \quad (4.71)$$

$$mPQ_{PSH-D} = \frac{PPSH_{min}}{QPSH_{max}} \quad (4.72)$$

$$mPH_{PSH} = \frac{PPSH_{max} - PPSH_{min}}{DH_{max} - DH_{min}} \quad (4.73)$$

$$nPH_{PSH} = PPSH_{max} - mPH_{PSH} \cdot DH_{max} \quad (4.74)$$

$$DH_{min} \leq DH(k) \leq DH_{max} \quad (4.75)$$

en donde:

- $mPQ_{PSH-U}$ : Pendiente recta superior en el plano PQ de unidad PSH (MW/m<sup>3</sup>/s)
- $mPQ_{PSH-D}$ : Pendiente recta inferior en el plano PQ de unidad PSH (MW/m<sup>3</sup>/s)
- $mPH_{PSH}$ : Pendiente recta en el plano PH de unidad PSH (MW/m)
- $nPH_{PSH}$ : Coeficiente de posición recta en el plano PH de unidad PSH (MW)
- $PPSH_{max}$ : Potencia máxima (generada/bombeada) unidad PSH cuando  $QPSH = QPSH_{max}$  (MW)
- $PPSH_{min}$ : Potencia mínima (generada/bombeada) unidad PSH cuando  $QPSH = QPSH_{max}$  (MW)
- $QPSH_{max}$ : Caudal máximo posible de turbinar/bompear en unidad PSH (m<sup>3</sup>/s)
- $DH_{min}$ : Diferencia mínima de cotas entre embalses Colbun-Machicura (msnm)
- $DH_{max}$ : Diferencia máxima de cotas entre embalses Colbun-Machicura (msnm)
- $PPSH(k)$ : Potencia (turbinada/bombeada) unidad PSH en cada hora (MW)
- $QPSH(k)$ : Caudal (turbinado/bombeado) unidad PSH en cada hora (m<sup>3</sup>/s)
- $DH(k)$ : Diferencia de cotas embalses Colbun-Machicura en cada hora (msnm)

Los puntos factibles se encontrarán en el área indicada de color verde en la figura anteriormente mostrada. Es importante mencionar variables de potencia y caudal dan cuenta de ambos modos de operación (caudal turbinado – potencia generada y caudal bombeado – potencia consumida).

Es importante notar también, que en este modelo operacional, y dada las características físicas de la unidad PSH considerada, no se permite ambos modos de operación simultáneos. Por lo tanto es necesario introducir una variable binaria para dar cuenta de esta restricción, lo cual matemáticamente se expresa como:

$$PPSHG(k) \leq BPSH(k) \cdot PPSHG_{max} \quad (4.76)$$

$$PPSHG(k) \geq BPSH(k) \cdot PPSHG_{min} \quad (4.77)$$

$$PPSHB(k) \leq (1 - BPSH(k)) \cdot PPSHB_{max} \quad (4.78)$$

$$PPSHB(k) \geq (1 - BPSH(k)) \cdot PPSHB_{min} \quad (4.79)$$

en donde:

- $PPSHG(k)$ : Potencia generada por la unidad PSH en cada hora (MW)
- $PPSHB(k)$ : Potencia bombeada por la unidad PSH en cada hora (MW)
- $PPSHG_{max}$ : Potencia máxima modo generación de la unidad PSH (MW)

$PPSHG_{min}$ :	Mínimo técnico modo generación de la unidad PSH (MW)
$PPSHB_{max}$ :	Potencia máxima modo bombeo de la unidad PSH (MW)
$PPSHB_{min}$ :	Mínimo técnico modo bombeo de la unidad PSH (MW)
$BPSH(k)$ :	Variable binaria que determina modo de operación de la unidad PSH

➤ **Potencia Unidad PSH – Nivel 1**

A continuación, se revisarán las expresiones de las restricciones asociadas a los planos de aproximación de la función potencia de la unidad PSH, bajo la premisa de que solo una variable binaria será distinta de cero en cada etapa horaria, lo que significa que solo uno de los planos de aproximación de la función potencia de la unidad PSH puede estar activo a la vez en cada hora. Estas expresiones son similares a las utilizadas para la función potencia de la central Colbún. De igual forma, estas expresiones son válidas para ambos modos de operación de la unidad PSH: modo generación y modo de bombeo, pero para efectos de simplificación de escritura, sólo se utilizará un set de ecuaciones.

De acuerdo a lo anterior, cada plano de aproximación  $i$ -ésimo puede ser descrito de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$PPSH_i(k) = \gamma_i(k) \cdot P_{opsh-i} + (QPSH_i(k) - \gamma_i(k) \cdot Q_{opsh-i}) \cdot dPQ_{psh-i} \quad (4.80)$$

$$\gamma_i(k) \cdot QPSH_{i-min} \leq QPSH_i(k) \leq \gamma_i(k) \cdot QPSH_{i-max} \quad (4.81)$$

$$\sum_{i=1}^{NTP} PPSH_i(k) = PPSH(k) \quad (4.82)$$

$$\sum_{i=1}^{NTQ} QPSH_i(k) = QPSH(k) \quad (4.83)$$

en donde:

$PPSH_i(k)$ :	Potencia generada/bombeada unidad PSH en tramo $i$ -ésimo (MW)
$QPSH_i(k)$ :	Caudal turbinado/bombeado unidad PSH en tramo $i$ -ésimo (m <sup>3</sup> /s)
$P_{opsh-i}$ :	Potencia generada/bombeada unidad PSH en el centro de plano $i$ -ésimo de aproximación (MW)
$Q_{opsh-i}$ :	Caudal generado/bombeado en el centro del plano $i$ -ésimo de aproximación (m <sup>3</sup> /s)
$dPQ_{psh-i}$ :	Pendiente del plano $i$ -ésimo de aproximación
$QPSH_{i-max}$ :	Caudal máximo a turbinar/bompear unidad PSH en tramo $i$ -ésimo de aproximación (m <sup>3</sup> /s)
$QPSH_{i-min}$ :	Caudal mínimo a turbinar/bompear unidad PSH en tramo $i$ -ésimo de aproximación (m <sup>3</sup> /s)
$\gamma_i(k)$ :	Variable binaria que activa plano $i$ -ésimo de aproximación
$NTP$ :	Número de planos de aproximación
$NTQ$ :	Número de tramos en que se ha dividido el intervalo del caudal



La función de potencia de la unidad PSH permite describir ambos modos de operación de la central: modo generación y modo de bombeo. En la optimización no se permite ambos modos de operación simultáneos, restricción de que es posible de modelar mediante la utilización de una variable binaria. Dicha variable binaria y sus expresiones asociadas son idénticas a las utilizadas en el modelo de optimización del nivel 1.

➤ **Potencia centrales de pasada: Chiburgo, San Clemente y San Ignacio: Nivel 1 y 2**

Las potencias de las centrales de pasada del complejo Colbún se modelan en función del caudal turbinado. Para las centrales San Ignacio, Chiburgo y San Clemente, las ecuaciones que modelan la potencia de dichas centrales son las siguientes:

$$PSI(k) = nSI \cdot QTSI(k) \quad (4.84)$$

$$PCHB(k) = nCHB \cdot QTCHB(k) \quad (4.85)$$

$$PSCL(k) = nSCL \cdot QTSCl(k) \quad (4.86)$$

en donde:

- $PSI(k)$ : Potencia generada central San Ignacio en cada hora (MW)
- $PCHB(k)$ : Potencia generada central Chiburgo en cada hora (MW)
- $PSCL(k)$ : Potencia generada central San Clemente en cada hora (MW)
- $nSI$ : Rendimiento central San Ignacio (MW/m<sup>3</sup>/s)
- $nCHB$ : Rendimiento central Chiburgo (MW/m<sup>3</sup>/s)
- $nSCL$ : Rendimiento central San Clemente (MW/m<sup>3</sup>/s)
- $QTSI(k)$ : Caudal turbinado central San Ignacio en cada hora (m<sup>3</sup>/s)
- $QTCHB(k)$ : Caudal turbinado central Chiburgo en cada hora (m<sup>3</sup>/s)
- $QTSCl(k)$ : Caudal turbinado central San Clemente en cada hora (m<sup>3</sup>/s)

Las centrales Chiburgo y San Ignacio poseen mínimos técnicos (central San Clemente no tiene asociada esta condición) asociados a su operación. Para modelar esta situación, se realizará mediante caudales mínimos a turbinar por cada central y mediante la utilización de una variable binaria que dé cuenta del rango operacional de la central. Matemáticamente, esto puede expresarse como:

$$QTSCl(k) \leq QTSCl_{max} \quad (4.87)$$

$$QTSI(k) \leq BSI(k) \cdot QTSI_{max} \quad (4.88)$$

$$QTSI(k) \geq BSI(k) \cdot QTSI_{min} \quad (4.88)$$

$$QTCHB(k) \leq BCHB(k) \cdot QTCHB_{max} \quad (4.89)$$

$$QTCHB(k) \geq BCHB(k) \cdot QTCHB_{min} \quad (4.90)$$

en donde:

- $QTSI(k)$ : Caudal turbinado central San Ignacio en cada hora (m<sup>3</sup>/s)
- $QTCHB(k)$ : Caudal turbinado central Chiburgo en cada hora (m<sup>3</sup>/s)
- $BSI(k)$ : Variable binaria asociada a mínimo técnico central San Ignacio
- $BCHB(k)$ : Variable binaria asociada a mínimo técnico central Chiburgo
- $QTSI_{max}$ : Caudal máximo posible de turbinar central San Ignacio (m<sup>3</sup>/s)
- $QTSI_{min}$ : Caudal asociado al mínimo técnico central San Ignacio (m<sup>3</sup>/s)
- $QTCHB_{max}$ : Caudal máximo posible de turbinar central Chiburgo (m<sup>3</sup>/s)
- $QTCHB_{min}$ : Caudal asociado al mínimo técnico central Chiburgo (m<sup>3</sup>/s)

➤ **Capacidad canales de riego, devolución y vertimiento de centrales – Nivel 1 y 2**

En el modelo de optimización del nivel 1, se deben incluir restricciones que limiten la capacidad de los canales de riego, la capacidad de los canales de devolución de las centrales y el vertimiento de aquellas centrales que tengan dicha posibilidad. En el caso de aquellos canales que deban limitarse por una capacidad máxima, la restricción puede escribirse en forma genérica como se indica a continuación:

$$QC_i(k) \leq QC_{imax} \quad (4.91)$$

en donde:

$QC_i(k)$ : Caudal del canal i-ésimo en cada hora (m3/s)  
 $QC_{imax}$ : Capacidad máxima del canal i-ésimo (m3/s)

Dicha restricción es aplicable también al canal de aducción de la central Colbún, y al canal de aducción de la unidad PSH. En el caso de aquellos canales correspondientes a la devolución de las centrales consideradas en el modelo de optimización, la expresión que limita dicha devolución puede escribirse como la combinación del caudal turbinado y el caudal vertido de la central. Matemáticamente esto puede escribirse como:

$$QT_i(k) + QV_i(k) \leq QD_{imax} \quad (4.92)$$

en donde:

$QT_i(k)$ : Caudal turbinado de la central i-ésima en cada hora (m3/s)  
 $QV_i(k)$ : Caudal vertido de la central i-ésima en cada hora (m3/s)  
 $QD_{imax}$ : Capacidad máxima del canal de devolución de la central i-ésima (m3/s)

Finalmente, en el caso de la central Colbún, el vertimiento está limitado por un valor máximo, lo cual matemáticamente puede expresarse como sigue:

$$QVCLB(k) \leq QVCLB_{imax} \quad (4.93)$$

en donde:

$QVCLB(k)$ : Caudal vertimiento central Colbún en cada hora (m3/s)  
 $QVCLB_{imax}$ : Capacidad máxima de vertimiento de la central Colbún (m3/s)

➤ **Restricciones de riego – Nivel 1 y 2**

En aquellos canales que se deba cumplir con la dotación de riego establecida según la Resolución N°105/83 de la DGA, se establece una restricción de caudal mínimo a cumplir en cada hora de la operación. Dicha restricción puede ser escrita como sigue:

$$QC_i(k) \geq QR_{imin-k} \quad (4.94)$$

en donde:

$QC_i(k)$ : Caudal del canal i-ésimo en cada hora (m3/s)  
 $QR_{imin-k}$ : Dotación de riego asociada al canal i-ésimo en cada hora (m3/s)

Cabe mencionar que el valor de  $QR_{imin-k}$  es la dotación de riego mensual. Sin embargo, y como se explicó anteriormente, se asumirá que ese valor de caudal medio mensual se debe cumplir en cada hora, para efectos de esta memoria.

El detalle de los canales que deben cumplir las restricciones de riego se encuentra en la sección Anexos de esta memoria.

➤ **Enlace de canales – Nivel 1 y 2**

El complejo Colbún presenta una gran cantidad de canales que deben ser representados por variables de decisión en el modelo de optimización. Dichos canales deben enlazarse entre sí matemáticamente para poder dar cuenta de la continuidad del flujo hidráulico de la cuenca en donde se encuentran las centrales que se quiere representar con el mencionado modelo de optimización. Las ecuaciones de enlace de los canales tienen la misma estructura para todo el modelo, por lo que se ejemplificará en forma genérica su forma a través de la figura 38:

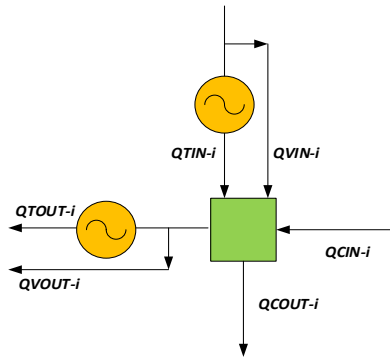


Figura 38 Diagrama simplificado para balance de caudales (Elaboración propia)

En la figura anterior, el color verde puede entenderse como una compuerta (“nodo”) en donde llegan caudales y al mismo tiempo salen caudales. Dado que el afluente puede ser proveniente de una central aguas arriba, un caudal vertido, o bien puede corresponder a algún afluente natural o de otro canal, la sumatoria de todos estos afluentes corresponde al caudal total afluente. De igual forma, los caudales efluentes pueden corresponder a caudales que van a ser turbinados o vertidos en otra central aguas abajo, desembocan en un río o bien derivan en otros canales. Es importante notar también que en los casos en que se requiera un retardo temporal (como el requerido para la central San Ignacio), solamente se debe agregar al índice k el valor del retardo que se quiera incorporar. Matemáticamente, este equilibrio de caudales puede escribirse como sigue (las dos siguientes expresiones son equivalentes):

$$\sum_{i=1}^{NTIN} QTIN_i + \sum_{i=1}^{NVIN} QVIN_i + \sum_{i=1}^{NCIN} QCIN_i = \sum_{i=1}^{NTOUT} QTOUT_i + \sum_{i=1}^{NVOUT} QVOUT_i + \sum_{i=1}^{NCOUT} QCOUT_i \quad (4.95)$$

$$\sum_{i=1}^{NIN} QAF_i = \sum_{i=1}^{NOUT} QEF_i \quad (4.96)$$

en donde:

- QTIN<sub>i</sub>: Caudal i-ésimo turbinado afluente (m3/s)
- QVIN<sub>i</sub>: Caudal i-ésimo vertido afluente (m3/s)
- QCIN<sub>i</sub>: Caudal i-ésimo afluente proveniente de otro canal o afluente natural (m3/s)
- QTOUT<sub>i</sub>: Caudal i-ésimo turbinado efluente (m3/s)

$QVOUT_i$ :	Caudal i-ésimo vertido efluente (m3/s)
$QCOUT_i$ :	Caudal i-ésimo efluente derivado a otro canal o al río natural (m3/s)
$NTIN$ :	Número total de caudales turbinados afluentes
$NVIN$ :	Número total de caudales vertidos afluentes
$NCIN$ :	Número total de caudales afluentes proveniente de otro canal o afluente natural
$NTOUT$ :	Número total de caudales turbinados efluentes
$NVOUT$ :	Número total de caudales vertidos efluentes
$NCOUT$ :	Número total de caudales efluentes derivados a otro canal o afluente natural
$QAF_i$ :	Afluente i-ésimo (m3/s)
$QEF_i$ :	Efluente i-ésimo (m3/s)
$NIN$ :	Número total de afluentes
$NOUT$ :	Número total de efluentes

➤ **Continuidad horaria del embalse Colbún – Nivel 1 y 2**

La ecuación de continuidad del embalse Colbún puede escribirse de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 VCLB(k) - VCLB(k - 1) = \Delta t \cdot [QAF(k) + ef \cdot \\
 QPSHB(k) - QENL(k) - QCMNB(k) - QFCLB(k) - \\
 QVCLB(k) - QTCHB(k) - QVCHB(k) - QTCLB(k) - \\
 QPSHG(k)]
 \end{aligned}
 \tag{4.97}$$

en donde:

$\Delta t$ :	Etapas horaria (s). En este caso, 3600 s.
$ef$ :	Eficiencia del sistema de almacenamiento
$VCLB(k)$ :	Volumen embalse Colbún en cada hora (m3)
$QAF(k)$ :	Caudal afluente embalse Colbún en cada hora (m3)
$QPSHB(k)$ :	Caudal bombeado unidad PSH (m3/s)
$QPSHG(k)$ :	Caudal generado unidad PSH (m3/s)
$QENL(k)$ :	Caudal Canal de Enlace en cada hora (m3/s)
$QCMNB(k)$ :	Caudal Canal Maule Norte Bajo en cada hora (m3/s)
$QFCLB(k)$ :	Caudal filtrado embalse Colbún en cada hora (m3/s)
$QVCLB(k)$ :	Caudal vertido central Colbún en cada hora (m3/s)
$QTCHB(k)$ :	Caudal turbinado central Chiburgo en cada hora (m3/s)
$QVCHB(k)$ :	Caudal vertido central Chiburgo en cada hora (m3/s)
$QTCLB(k)$ :	Caudal turbinado central Colbún en cada hora (m3/s)

Los caudales antes mencionados pueden visualizarse en el diagrama del complejo Colbún que representa la distribución de caudales y embalses a optimizar. Otro aspecto a considerar, es que la ecuación de continuidad del embalse Colbún necesita de condiciones iniciales y finales conocidas para el volumen. Dichas condiciones iniciales se plantean a continuación:

$$\begin{aligned}
 VCLB(1) - VCLB_{ini} = \Delta t \cdot [QAF(1) + ef \cdot QPSHB(1) - \\
 QENL(1) - QCMNB(1) - QFCLB(1) - QVCLB(1) - \\
 QTCHB(1) - QVCHB(1) - QTCLB(1) - QPSHG(1)]
 \end{aligned}
 \tag{4.98}$$

$$\begin{aligned}
VCLB_{fin} - VCLB(8759) = \Delta t \cdot [QAF(8760) + ef \cdot \\
QPSHB(8760) - QENL(8760) - QCMNB(8760) - \\
QFCLB(8760) - QVCLB(8760) - QTCHB(8760) - \\
QVCHB(8760) - QTCLB(8760) - QPSHG(8760)]
\end{aligned} \quad (4.99)$$

La condición de volumen inicial y final define también la cota del embalse inicial y final y también el caudal filtrado final. Se ha definido como condición inicial y final al valor medio del volumen del embalse Colbún, de forma que la optimización del modelo operacional comienza y termine en el mismo valor del volumen medio. Es importante recordar también que la simulación es por el año hidrológico completo (8760 horas), año que comienza en Abril y termina en Marzo del año siguiente.

➤ **Continuidad horaria del embalse Machicura – Nivel 1 y 2**

La ecuación de continuidad del embalse Machicura puede escribirse de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
VMCH(k) - VMCH(k - 1) = \Delta t \cdot [QTCLB(k) + \\
QPSHG(k) - ef * QPSHB(k) - QSN(k) - QTMCH(k) - \\
QVMCH(k)]
\end{aligned} \quad (4.100)$$

en donde:

- $\Delta t$ : Etapa horaria (s). En este caso, 3600 s.
- $ef$ : Eficiencia del sistema de almacenamiento
- $VMCH(k)$ : Volumen embalse Machicura en cada hora (m3)
- $QTCLB(k)$ : Caudal turbinado central Colbún en cada hora (m3/s)
- $QPSHG(k)$ : Caudal turbinado unidad PSH en cada hora (m3/s)
- $QPSHB(k)$ : Caudal bombeado unidad PSH en cada hora (m3/s)
- $QSN(k)$ : Caudal Canal San Nicolás (m3/s)
- $QTMCH(k)$ : Caudal turbinado central Machicura (m3/s)
- $QVMCH(k)$ : Caudal vertido central Machicura (m3/s)

Otro aspecto a considerar, es que la ecuación de continuidad del embalse Machicura necesita de condiciones iniciales y finales conocidas para el volumen. Dichas condiciones iniciales se plantean a continuación:

$$\begin{aligned}
VMCH(1) - VMCH_{ini} = \Delta t \cdot [QTCLB(1) + QPSHG(1) - \\
ef * QPSHB(1) - QSN(1) - QTMCH(1) - QVMCH(1)]
\end{aligned} \quad (4.101)$$

$$\begin{aligned}
VMCH_{fin} - VMCH(8759) = \Delta t \cdot [QTCLB(8760) + \\
QPSHG(8760) - ef * QPSHB(8760) - QSN(8760) - \\
QTMCH(8760) - QVMCH(8760)]
\end{aligned} \quad (4.102)$$

La condición inicial y final del embalse Machicura define también la cota inicial y final del embalse. Se ha definido como condición inicial y final al valor medio del volumen del embalse Machicura, de forma que la optimización del modelo operacional comienza y termine en el mismo valor del volumen medio.

### **5.1 VARIACIÓN DE INGRESOS EN CONDICIONES DE RESTRICCIÓN DE RIEGO**

El modelo operacional del complejo Colbún considera, entre sus restricciones, aquellas que dan cuenta de las dotaciones de riego que deben cumplir las centrales conforme a los acuerdos suscritos y establecidos con los regantes. Estas restricciones de riego disminuyen los ingresos que podrían percibirse por energía generada por el complejo, dado que existe un determinado volumen de agua que no puede ser gestionado y aprovechado por las centrales de embalse, para poder generar dicha energía en las horas punta del sistema, en donde es esperable que el costo marginal del sistema y el precio al cual se paga la energía generada es mayor.

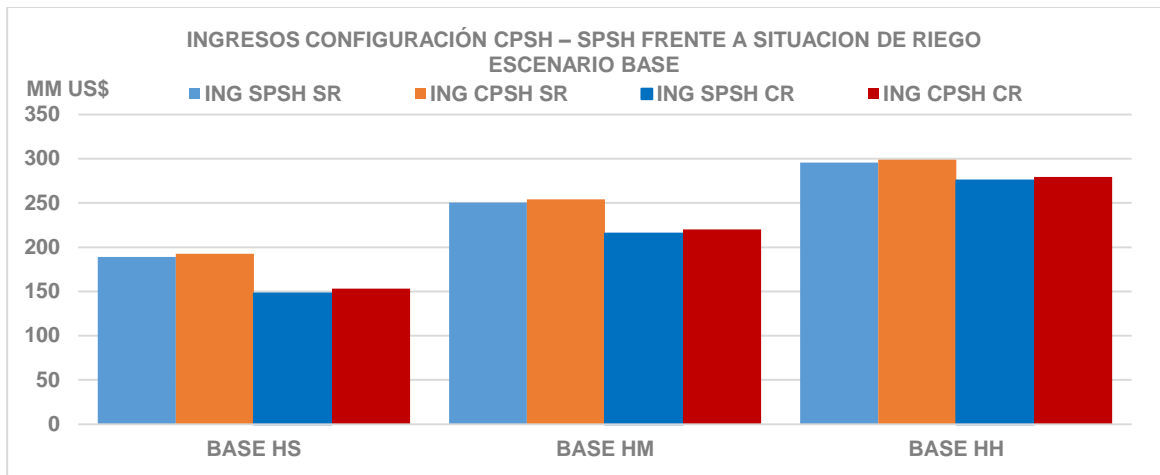
Sin embargo, la utilización de una unidad reversible, que permita el bombeo de agua en horas valle con costo marginal más bajo, permitiría aumentar dichos ingresos, siendo aún más atractiva su utilización en situaciones en donde deben cumplirse ciertas dotaciones asociadas al riego, tal como es el caso de lo que se plantea en el complejo Colbún.

Con el objeto de mostrar como varía la diferencia de ingresos producto de la utilización de una central de bombeo ante la presencia o no de restricciones de riego que afecten la generación de energía, se ha decidido simular la operación del complejo Colbún para dos escenarios de capacidad instalada y para las tres hidrologías escogidas. El primer escenario escogido corresponde al escenario de capacidad instalada que plantea la CNE en sus Informes Técnicos Definitivos para la Fijación de Precios Nudos para el año 2030 para ambos sistemas (SING y SIC) vigentes a Abril de 2015, denominado en este trabajo como Escenario Base CNE 2030. El segundo escenario es una modificación de dicho Escenario Base y corresponde a una expansión de la capacidad instalada del sistema basada en tecnología solar fotovoltaica hasta completar el 25% de la matriz del país, denominado en este trabajo como Escenario Solar 25%. Ambos escenarios serán evaluados para las tres hidrologías propuestas: hidrología seca (HS), hidrología media (HM) e hidrología húmeda (HH), considerando un año como horizonte de evaluación, y cotas medias de los embalses como condiciones de borde

#### **5.1.1 Resultados para Escenario Base CNE 2030**

A partir de lo anterior, en la figura 39 se muestran los distintos ingresos que se obtienen por la operación del complejo Colbún considerando los aspectos de la utilización de una unidad reversible y la presencia de restricciones de riego para el Escenario Base CNE 2030.

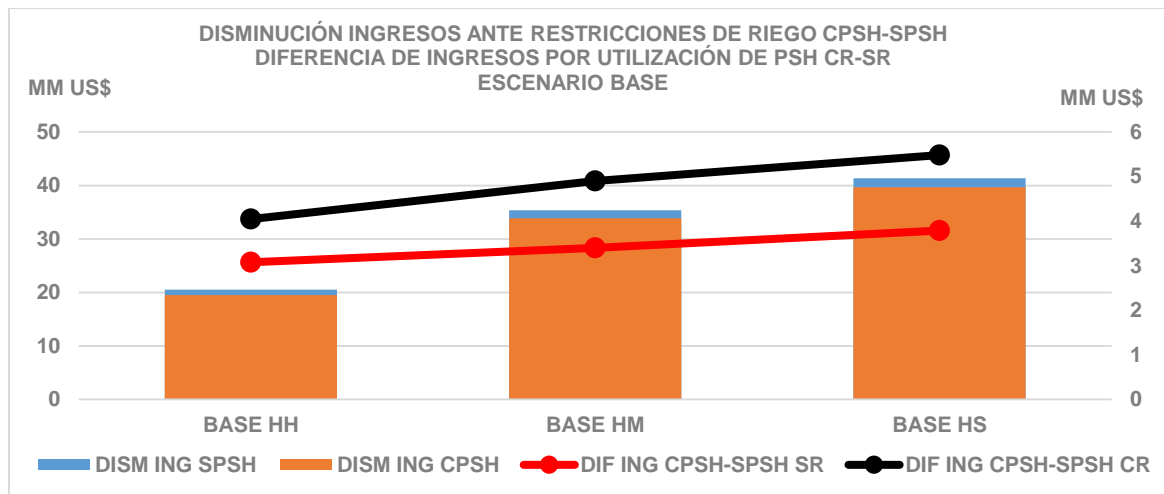
En particular, se muestra: ingresos sin utilizar unidad reversible y sin restricciones de riego (ING SPSH – SR, celeste), ingresos al utilizar unidad reversible y sin restricciones de riego (ING CPSH – SR, naranja), ingresos sin utilizar unidad reversible y con restricciones de riego (ING SPSH – CR, azul), e ingresos al utilizar unidad reversible y con restricciones de riego (ING CPSH - CR):



**Figura 39** Ingresos configuración SPSH - CPSH ante restricciones de riego - Escenario Base

Del gráfico anteriormente mostrado es posible observar que la restricción de riego produce una disminución en los ingresos percibidos por la energía generada, tanto en el caso que se considera la operación de una unidad reversible, como en el caso que no se considerara (situación actual del complejo Colbún).

Sin embargo, la diferencia de ingresos por la utilización de una unidad reversible presenta una menor disminución cuando existen restricciones de riego asociadas a la operación, lo que es aplicable para todas las hidrologías. Para entender de mejor forma el punto anterior, es importante observar en la figura 40, en la cual se da cuenta de cuanto disminuyen los ingresos cuando se introducen restricciones de riego en la operación (barras naranjas y celestes) y, adicionalmente, se muestra la disminución de la diferencia de ingresos por la utilización de una unidad reversible al introducir restricciones de riego (líneas rojas y negras):



**Figura 40** Disminución de ingresos y diferencia de ingresos configuración SPSH-CPSH ante restricciones de riego – Escenario Base

Del gráfico anteriormente mostrado, es posible observar que para todas las hidrologías, las restricciones de riego provocan una mayor disminución en los ingresos cuando no existe una unidad reversible en la operación. Lo anterior, puede explicarse sobre el hecho de que los embalses, específicamente el embalse

aguas abajo (Machicura) opera como un regulador de las restricciones de riego, en el sentido de que amortigua el efecto de dichas restricciones en la operación del complejo, disponiendo así de energía que puede ser utilizada en las horas punta del sistemas para aumentar los ingresos del complejo Colbún. Dicha amortiguación es posible porque en el embalse Machicura existe capacidad suficiente tanto para suministrar las condiciones de riego durante el día, como también para aprovechar el número de horas con costo marginal valle en las cuales existe incentivo para bombear energía para generarlas en horas punta.

Del gráfico anteriormente expuesto, también es posible ver el crecimiento de la curva de diferencia de ingresos por la utilización de una unidad reversible en la medida que se torna más seca la hidrología, tanto para el caso sin restricciones de riego como para el caso con restricciones. Lo anterior es atribuible al hecho de que en el caso de la hidrología seca existen costos marginales en horas punta más elevados que en el caso de la hidrología húmeda, y por lo tanto, los ingresos por energía adicional generada se valorizan a un precio de energía mayor.

### 5.1.2 Resultados para Escenario Solar 25%

En la figura 41 se muestran los distintos ingresos que se obtienen por la operación del complejo Colbún considerando los aspectos de la utilización de una unidad reversible y la presencia de restricciones de riego para el Escenario Solar 25%.

En particular, se muestra: ingresos sin utilizar unidad reversible y sin restricciones de riego (ING SPSH – SR, celeste), ingresos al utilizar unidad reversible y sin restricciones de riego (ING CPSH – SR, naranja), ingresos sin utilizar unidad reversible y con restricciones de riego (ING SPSH – CR, azul), e ingresos al utilizar unidad reversible y con restricciones de riego (ING CPSH - CR):

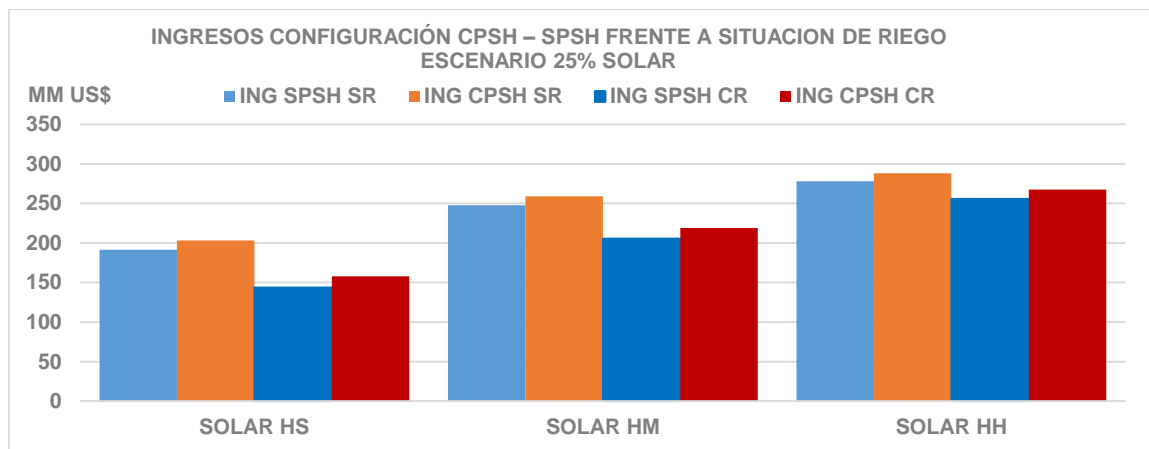
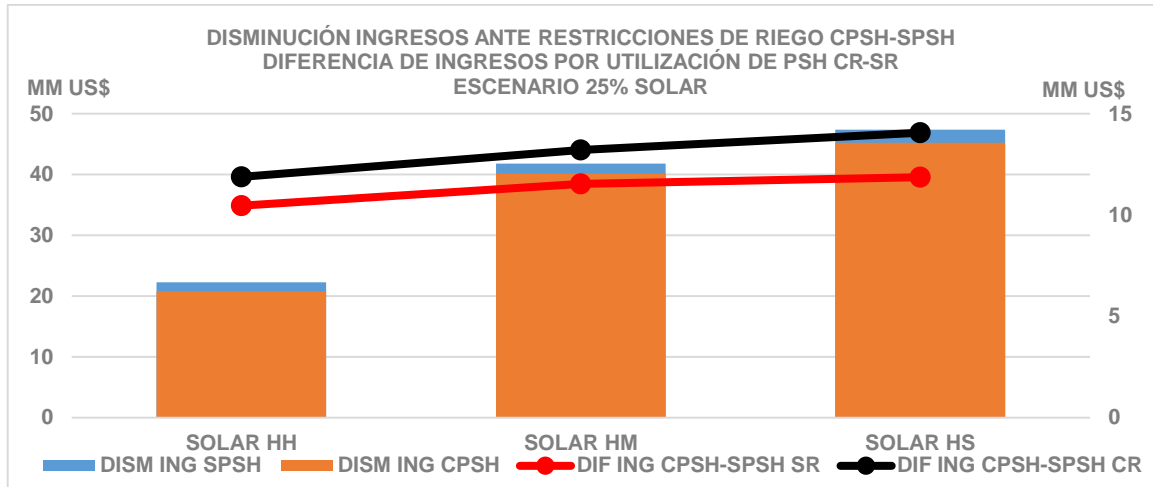


Figura 41 Ingresos configuración SPSH - CPSH ante restricciones de riego – Escenario Solar

El gráfico mostrado permite observar que, al igual que en el caso del Escenario Base, se presenta una disminución de los ingresos tanto en el caso sin unidad reversible como en el caso con unidad reversible, al introducir restricciones de riego en la operación. De igual forma es posible observar, que la introducción de restricciones de riego provoca una mayor disminución en los ingresos en el caso sin unidad reversible, situación que es aplicable para todas las hidrologías analizadas. Lo anterior, es posible de visualizar en la figura 42, en la cual se da cuenta de cuanto disminuyen los ingresos cuando se introducen restricciones de



riego en la operación (barras naranjas y celestes) y, adicionalmente, se muestra la disminución de la diferencia de ingresos por la utilización de una unidad reversible al introducir restricciones de riego (líneas rojas y negras):



**Figura 42** Disminución de ingresos y diferencia de ingresos configuración SPSH-CPSH ante restricciones de riego – Escenario Solar

Es posible observar a partir del gráfico anterior, y al igual que en el Escenario Base, la diferencia de ingresos producto de la utilización de una unidad reversible se ve incrementada cuando existen restricciones de riego asociadas a la operación del complejo. Adicionalmente, es posible de observar que dicha diferencia de ingresos se ve incrementada al existe una mayor penetración solar en el sistema en comparación con el Escenario Base, observación que es válida en presencia o no de restricciones de riego y para todas las tres hidrologías analizadas. En la medida que aumenta la penetración solar en el sistema, los costos marginales en horarios valle experimentan un descenso, dado que el recurso solar existe con mayor abundancia en las horas valle y por lo tanto, permiten la disminución de los precios de energía en dichas horas. Lo anterior, explica el hecho de que exista un mayor incentivo para realizar almacenamiento de energía en dichas horas, a un menor costo, para posteriormente ser generadas en las horas punta del sistema, aumentando así la diferencia de ingresos respecto al escenario base en el que existe menos capacidad solar instalada.

## 5.2 VARIACIÓN DE INGRESOS BAJO ESCENARIOS DE PENETRACIÓN EÓLICA-SOLAR

La operación de una central de almacenamiento por bombeo estará determinada por las diferencias de precios que se produzcan en el sistema eléctrico en las horas de alta demanda (horas punta) y las horas de baja demanda (horas valle). Estas diferencias de precio en la energía, que determinarán si la central operará en modo bombeo o modo generación, dependerán de cómo está constituida la capacidad instalada del sistema eléctrico. Resulta interesante entonces analizar la variación de la diferencia de ingresos de la operación del complejo Colbún ante distintos escenarios de penetración solar o eólica, puesto que las diferencias de precio de la energía entre las horas valle y horas punta dependerán del nivel de penetración de dichos recursos renovables en el sistema eléctrico.

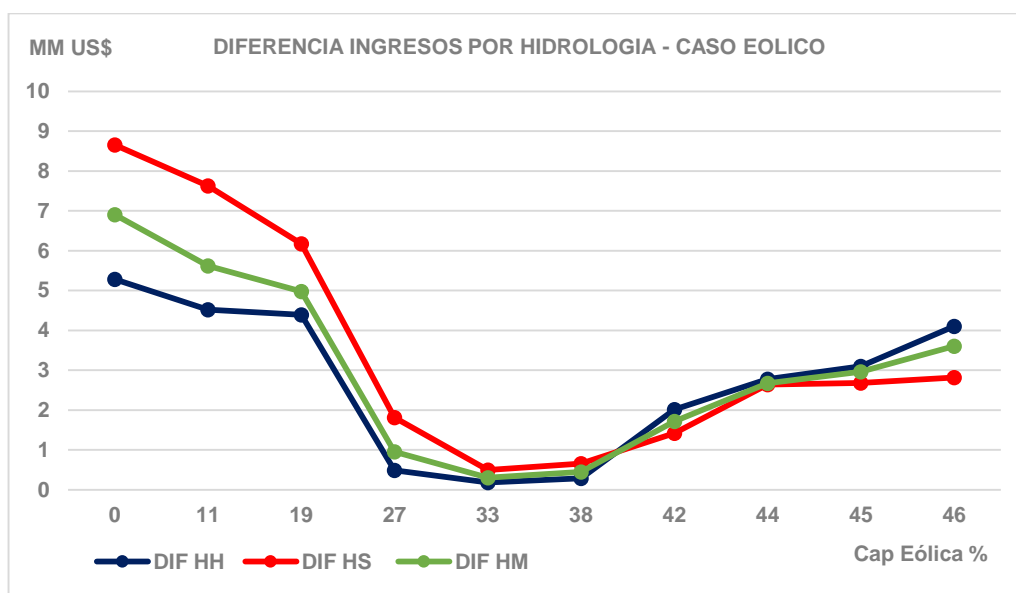
Para dar cuenta de lo anterior, se definió un total de 10 escenarios de penetración solar y 10 escenarios de penetración eólica hasta alcanzar un 3% de energía vertida en el despacho económico, con la finalidad de obtener perfiles de costos marginales que consideren los distintos niveles de penetración de ambas tecnologías y para cada una de las tres hidrologías analizadas en el modelo operacional. Lo anterior permitirá observar como varían las diferencias de ingresos ante distintos niveles de penetración eólica-solar, dada la utilización de una unidad reversible reversible en el complejo Colbún. En la tabla 18, es posible de apreciar los porcentajes de penetración eólica y solar respecto de la capacidad total instalada en el sistema eléctrico:

**Tabla 18** Porcentajes de penetración solar y eólica en el sistema

Escenario	Porcentaje Penetración Solar %	Porcentaje Penetración Eólica %
E1	0	0
E2	8	11
E3	16	19
E4	22	27
E5	27	33
E6	31	38
E7	36	42
E8	39	44
E9	39	45
E10	40	46

### 5.2.1 Escenarios de Penetración Eólica

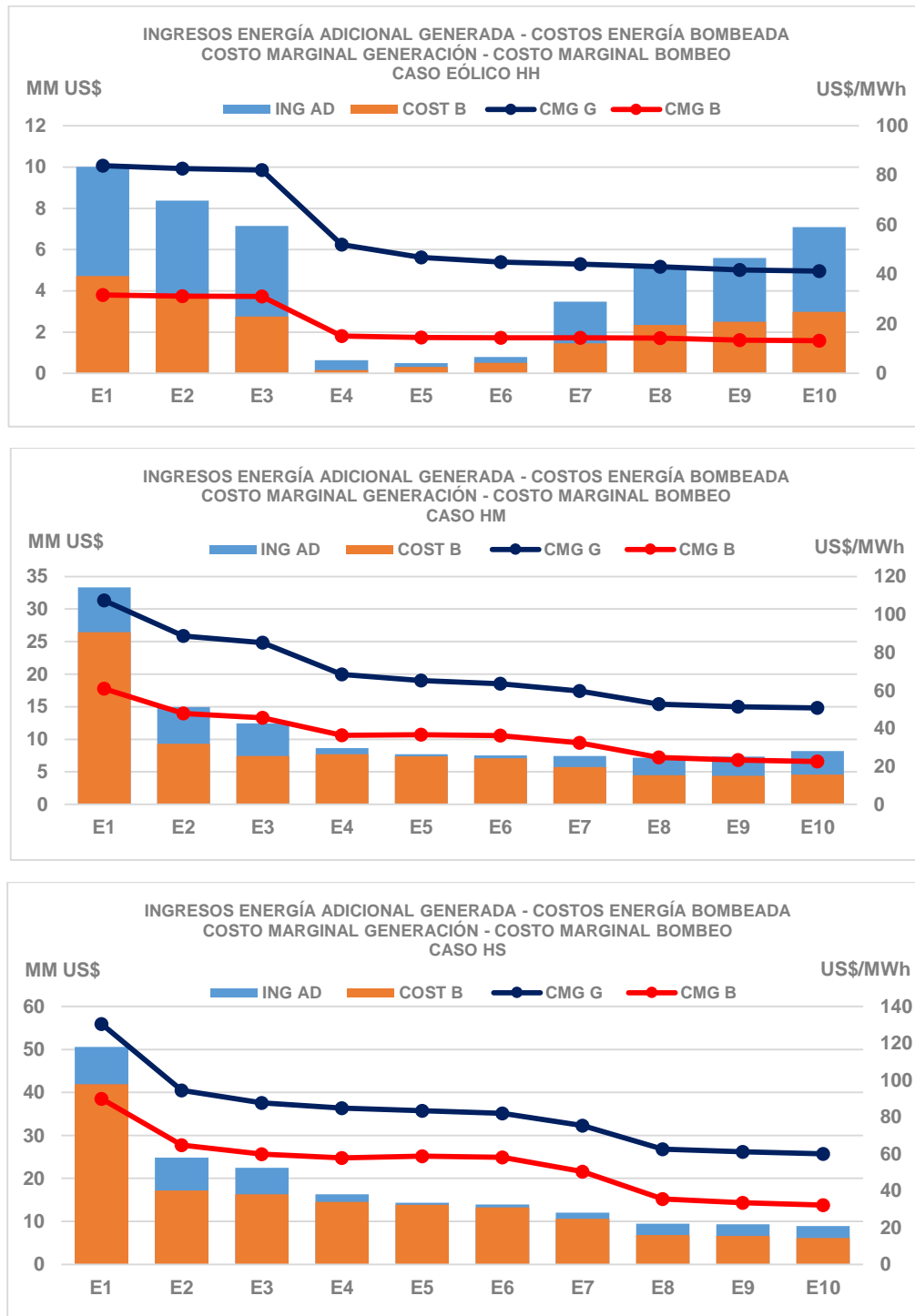
Para observar la variación de la diferencia de ingresos entre el caso sin unidad reversible y el caso con unidad reversible en el complejo Colbún, ante distintos escenarios de penetración eólica e hidrologías, se ha realizado la simulación del modelo operacional obteniéndose como resultado la figura 43:



**Figura 43** Diferencia de ingresos según penetración eólica e hidrología

Para entender el comportamiento de la curva anteriormente mostrada, es importante observar las gráficas de la figura 44, las cuales dan cuenta de los

ingresos por energía adicional generada producto del bombeo (barras celestes) y los costos del bombeo (barras naranjas), el costo marginal medio de bombeo (línea roja) y el costo marginal medio de generación (línea azul), para cada uno de los escenarios e hidrologías.



**Figura 44** Ingresos y costos por utilización de unidad de almacenamiento por bombeo - costo marginal generación y bombeo: caso eólico hidrología húmeda (arriba), caso eólico hidrología media (centro) y caso eólico hidrología seca (abajo).

De las curvas anteriormente mostradas es posible extraer las principales conclusiones del comportamiento de la curva de diferencia de ingresos frente a distintos niveles de penetración eólica e hidrologías. Es posible notar que para todas las hidrologías, las curvas de variación de ingresos presentan un descenso desde el escenario 1 hasta el escenario 5, en donde la diferencia de ingresos es siempre más favorable en el caso de la hidrología seca que en el caso de la hidrología húmeda. Si bien de las gráficas anteriormente mostradas puede desprenderse que la diferencia de precios entre horas valle y horas punta es mayor en el caso de la hidrología húmeda, el incentivo para bombear agua es mayor en la medida que exista un mayor número de horas en las cuales se produzca esta diferencia de precios, lo cual se explicará a continuación. El descenso de las curvas de diferencia de ingresos puede explicarse según el tipo de hidrología analizada.

En el caso de la hidrología húmeda, puede observarse que los ingresos adicionales por energía generada y los costos de la energía bombeada decaen en la medida que aumenta la penetración eólica. Como puede observarse en los escenarios 1 al 3, los costos marginales medios de generación y bombeo permanecen relativamente constantes, por lo que la disminución de los ingresos adicionales por energía generada y de los costos de bombeo es atribuible al hecho de existe una disminución del número de horas punta cuyo costo marginal esté dado por centrales con costo variable de generación alto (centrales a gas) siendo reemplazadas por otras centrales con costo variable más bajo. Esta menor participación de centrales más caras en horas punta es aún mayor en la medida que aumente la penetración eólica en el sistema, lo que explica el hecho de que existe una disminución de la energía bombeada y por ende, una disminución de la energía adicional generada en punta, producto que se disminuye el incentivo para colocar en horas punta la energía bombeada. En los escenarios 4 y 5 esta situación es aún más notoria, dado que el aumento de la penetración eólica permite disminuir la participación de centrales con costo variable alto en horas punta, reemplazándolas por centrales con costo variable de generación más económico. Lo anterior permite entender entonces el descenso en los ingresos percibidos por la energía adicional generada, dado que la energía bombeada disminuye por el menor incentivo económico de colocar la energía en horas punta, dado el aumento de la penetración eólica en el sistema. Con lo anterior, disminuye también la diferencia de ingresos por la utilización de la unidad reversible, lo cual es apreciado en la gráfica mostrada anteriormente.

A partir del escenario 5 y hasta el escenario 10, es posible observar que existe un aumento de la energía bombeada en la medida que existe una mayor participación eólica. Lo anterior puede atribuirse al hecho de que existe un aumento del número de horas valle en las cuales el costo marginal está dado por una tecnología más barata (centrales eólicas) y por lo tanto existe un incentivo mayor a que se produzca bombeo y almacenamiento de agua para ser utilizada en horas punta. Lo anterior impulsa el aumento de la energía bombeada y, por consiguiente, un incremento de los ingresos por energía adicional generada, con lo que se consigue un aumento en la diferencia de ingresos producto de la utilización de la unidad reversible, lo que se exhibe en la curva mostrada anteriormente. Si bien existe un aumento en la diferencia de ingresos por la utilización de la unidad reversible, el

aumento de la penetración eólica permite disminuir los costos marginales de hora punta y por ende, el precio al cual se paga la energía adicional generada es menor que en los primeros escenarios. Lo anterior entonces explica el cambio de tendencia en la curva de diferencia de ingresos por la utilización de la unidad reversible.

Similar explicación puede aplicarse para la tendencia que sigue la curva de diferencia de ingresos para el caso de la hidrología seca. En este caso, y a diferencia del caso de la hidrología húmeda, existe una disminución de la energía bombeada en la medida que aumenta la penetración eólica en el sistema. Lo anterior es atribuible al hecho de que existe una disminución en el número de horas valle con costo marginal dado por una tecnología con costo variable de generación bajo (por ejemplo, centrales eólicas) en cada escenario analizado, y por lo tanto, no existe un incentivo importante para el bombeo de agua como en el caso de los primeros escenarios. Adicionalmente, se debe sumar el hecho de que una mayor penetración eólica disminuye los costos de generación en horarios valle y punta, en donde los primeros escenarios se ven afectados en mayor medida los costos marginales en horario punta, mientras que en los últimos escenarios, se ven afectados en mayor medida los costos marginales del horario valle. Es importante señalar también que los ingresos percibidos por la energía adicional generada son mayores en el caso de la hidrología seca que en el caso de la hidrología húmeda debido a que los costos marginales del sistema en horas punta son mayores que en el caso de la hidrología húmeda.

Como consecuencia de lo anterior, es posible de ver que la diferencia de ingresos por la utilización de una unidad reversible es mayor en el caso de la hidrología seca que en el caso de la hidrología húmeda en gran parte de los escenarios de penetración eólica, lo que se atribuye tanto a la mayor energía bombeada en el caso de la hidrología seca que en el caso de la hidrología húmeda, como también por el mayor precio pagado por la energía adicional generada producto del bombeo en el caso de la hidrología seca. Esta tendencia se invierte en los últimos escenarios, porque existen incentivos en el número de horas con costo marginal valle en el caso de la hidrología húmeda, número de horas que se ve aumentado producto de la mayor capacidad eólica disponible, que permiten aumentar la energía bombeada, y por lo tanto los ingresos por energía adicional generada. En el caso de la hidrología media, el comportamiento es esperable que se encuentre entre la hidrología húmeda e hidrología seca, ya que se encuentra una combinación los fenómenos evidenciados en dichas hidrologías.

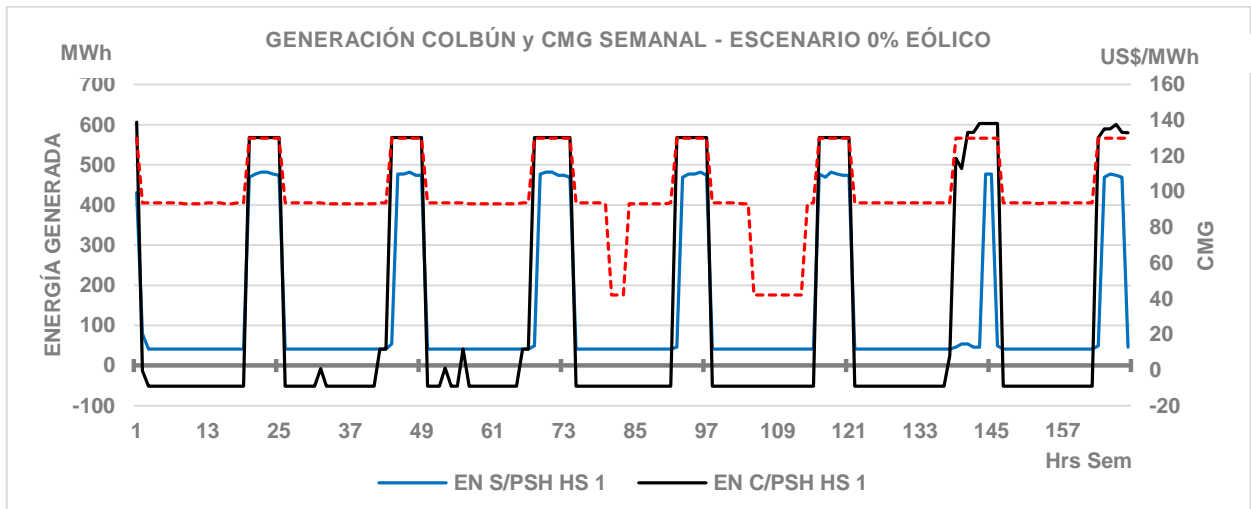
A modo de simplificación y para poder explicar el comportamiento de la curva de evolución de ingresos ante distintos escenarios de penetración eólica-solar e hidrologías del sistema, se ha considerado analizar el comportamiento del modelo operacional del complejo Colbún para un horizonte de evaluación de una semana (168 horas) y para tres escenarios de penetración eólica: escenario 1, escenario 5 y escenario 10. Los escenarios intermedios, y por ende los puntos intermedios de la curva, podrán entenderse a partir de la explicación realizada para los escenarios que fueron escogidos para ser analizados.

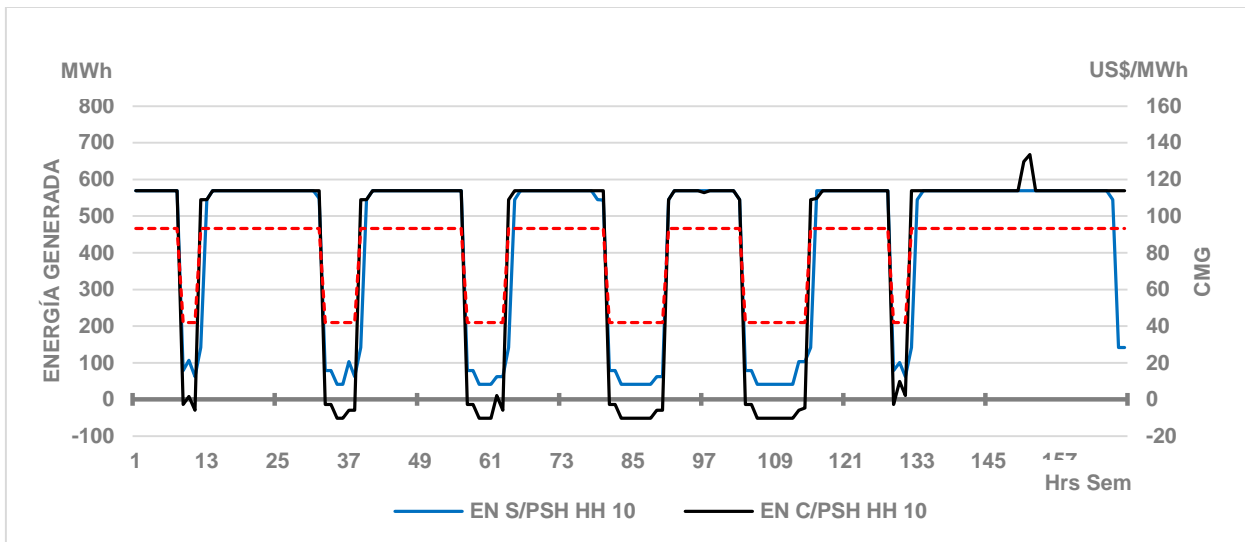
Para obtener los costos marginales semanales para cada tipo de escenario, se utilizó una demanda que pueda reflejar con la mejor fidelidad posible el comportamiento del costo marginal del sistema en un año completo.

**i. Escenario 1 – 0% de Capacidad Eólica Instalada**

Con el objeto entender los resultados obtenidos en la curva de evolución de ingresos para el escenario 1 de penetración eólica, se ha simulado el modelo operacional del complejo Colbún para un horizonte de 1 semana, con costos marginales típicos de una semana en un escenario con 0% de capacidad eólica en el sistema, tanto para una hidrología seca como una hidrología húmeda, omitiéndose el caso de la hidrología media para efectos de simplificación de resultados y dado que podrán entenderse a partir de los casos extremos analizados. Las diferencias en lo que se refiere a ingresos y energía generada, se deben fundamentalmente a la energía generada por la central Colbún y la unidad PSH reversible, observándose que la generación de energía del resto de las centrales del complejo (centrales de pasada Chiburgo, San Clemente y San Ignacio, y central de embalse Machicura) son similares tanto en el caso en que no está presente la unidad PSH reversible como en el caso de que estuviera presente. Por lo anterior, se ha considerado la generación de energía del complejo en su conjunto.

En los gráficos de la figura 45, es posible de apreciar la generación del complejo Colbún en el caso de que existe la unidad PSH (curva de color negro), como en el caso de que no existiera (curva de color azul), tanto para una hidrología seca (gráfico superior) como para una hidrología húmeda (gráfico inferior). Adicionalmente, se incorporado la curva de costo marginal del sistema para ambas hidrologías (curva de color rojo segmentada):





**Figura 45** Perfiles generación semanal complejo Colbún: caso 0 % eólico hidrología seca (arriba) e hidrología húmeda (abajo)

Es posible apreciar la diferencia de ingresos producto de la operación de la unidad PSH en la figura 46. Es decir, el ingreso obtenido descontando el gasto incurrido en el bombeo de la unidad reversible, para cada hidrología. Es posible ver, a partir de dicha figura 48, que ante un escenario en que no existe penetración eólica, los beneficios de la utilización de una unidad reversible son mayores en una condición de hidrología seca que en una condición de hidrología húmeda. La explicación de esta diferencia radica fundamentalmente en los costos marginales que están presentes en el sistema, según la hidrología considerada, como también del número de horas en que se produce la diferencia de precios para incentivar el bombeo de agua.

En la situación de hidrología seca, y considerando que no existe participación de energía eólica (escenario 1), los costos marginales están dados por centrales a gas, que tienen costos variables de operación relativamente altos. Es posible observar también de los datos disponibles de la simulación para todo el año, y también para la simulación semanal, que los costos marginales en horas valle están dados generalmente por centrales a gas de ciclo combinado, mientras que los costos marginales en horas punta están dados por centrales a gas de ciclo abierto, cuyo valor es más elevado que el de una central de gas de ciclo combinado.

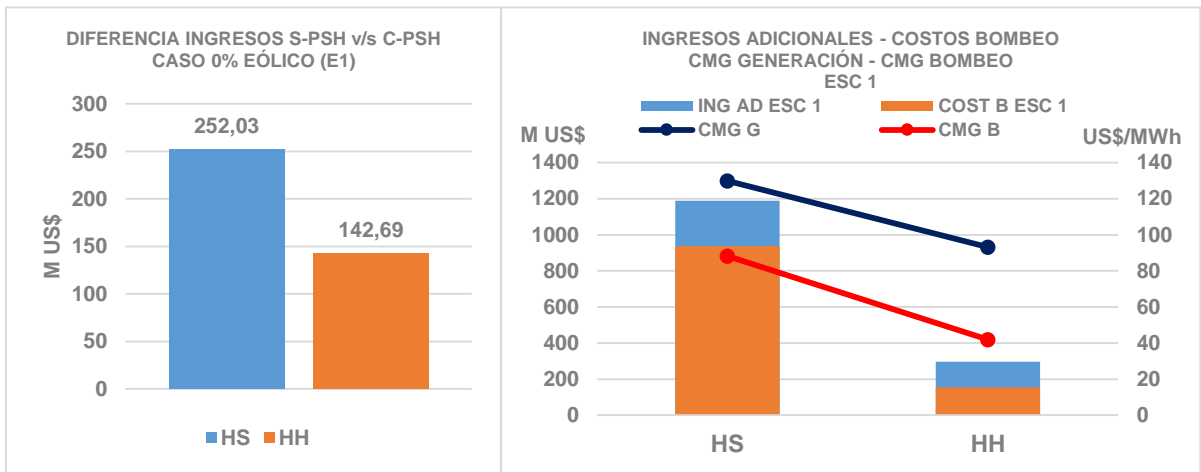
Por otro lado, en la situación de hidrología húmeda, e igualmente sin participación de energía eólica (escenario 1), los costos marginales en hora punta están dados generalmente por centrales a gas de ciclo combinado, mientras que los costos marginales en horas valle están dados generalmente por centrales a carbón. Esta diferencia de costos marginales valle punta se deben a la mayor presencia del recurso hídrico disponible para la generación, con lo que la operación del sistema se vuelve más económica, disminuyendo así los costos marginales del sistema.

De los perfiles de generación mostrados anteriormente, es posible entender que la diferencia de ingresos de la situación con unidad PSH, versus la situación sin unidad PSH, es mayor en el caso de la hidrología seca que en el caso de la hidrología húmeda. Esta diferencia a favor del caso de hidrología seca puede explicarse por las diferencias de costos marginales entre los horarios valle y punta, como también el número de horas en que existe incentivo para bombear agua para utilizarla en horas punta.

En el caso de la hidrología seca, y si bien la diferencia entre el costo marginal valle-punta es menor que en el caso de la hidrología húmeda, existe un mayor número de horas con costo marginal valle y por lo tanto es posible bombear una mayor cantidad de agua, la cual estará disponible en el horario punta. La mayor cantidad de agua disponible para ser generada en horario punta, sumado a que el costo marginal en horario punta en hidrología seca es mayor que en el caso de hidrología húmeda, permite que los ingresos sean considerablemente mayor que en el caso de la hidrología húmeda. Por otro lado, en el caso de la hidrología húmeda, y si bien la diferencia entre el costo marginal valle-punta es mayor que en el caso de la hidrología seca, existe un mayor incentivo para bombear aguas en las horas valle. Sin embargo, existe un número de horas con costo marginal valle mucho menor que en el caso de la hidrología seca, y por lo tanto la energía bombeada es considerablemente menor y por lo tanto, la energía adicional generada en horario punta es menor. Lo anterior, sumado a que el costo marginal en horario punta es menor que en caso de la hidrología seca, determina que los ingresos por generación de energía son menores que en el caso de dicha hidrología. Si bien, la energía bombeada en el caso de hidrología seca es mayor que en el caso de hidrología húmeda (y por lo tanto los costos asociados al bombeo son mayores en el caso de la hidrología seca), el ingreso por la energía generada adicional en el caso de la hidrología permite mantener el margen adicional de ingresos a favor de la hidrología seca.

Lo anterior, puede observarse en la figura 46, en la cual se da cuenta de los ingresos por energía adicional generada producto del bombeo (barras celestes) y los costos del bombeo (barras naranjas), el costo marginal medio de bombeo (línea roja) y el costo marginal medio de generación (línea azul). Es posible entender de acuerdo a los datos analizados en esta sección, que la hidrología media presenta un comportamiento intermedio a los casos analizados, puesto que se dispone de una mayor cantidad de recurso hídricos para permitir al complejo aumentar la generación del complejo en las horas punta, sin embargo, los costos marginales de hora punta son más bajos que los presentes en una hidrología seca. Este menor ingreso es compensado por un menor costo en la energía bombeada, dado que el costo marginal en horas valle en hidrología media es menor que el que se encuentra presente en horas valle de una hidrología seca.

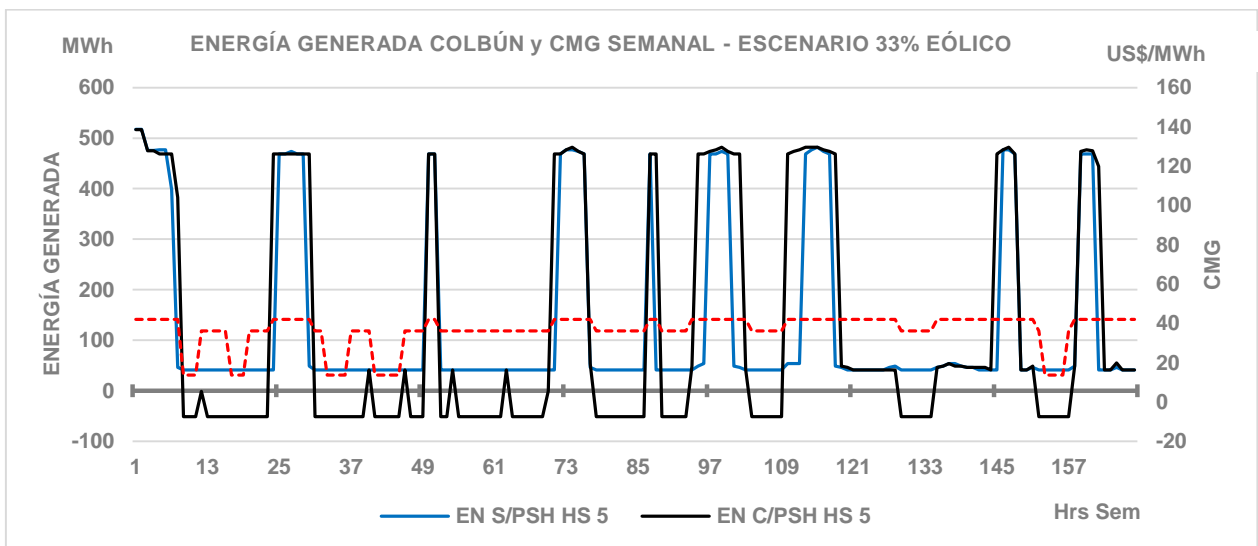


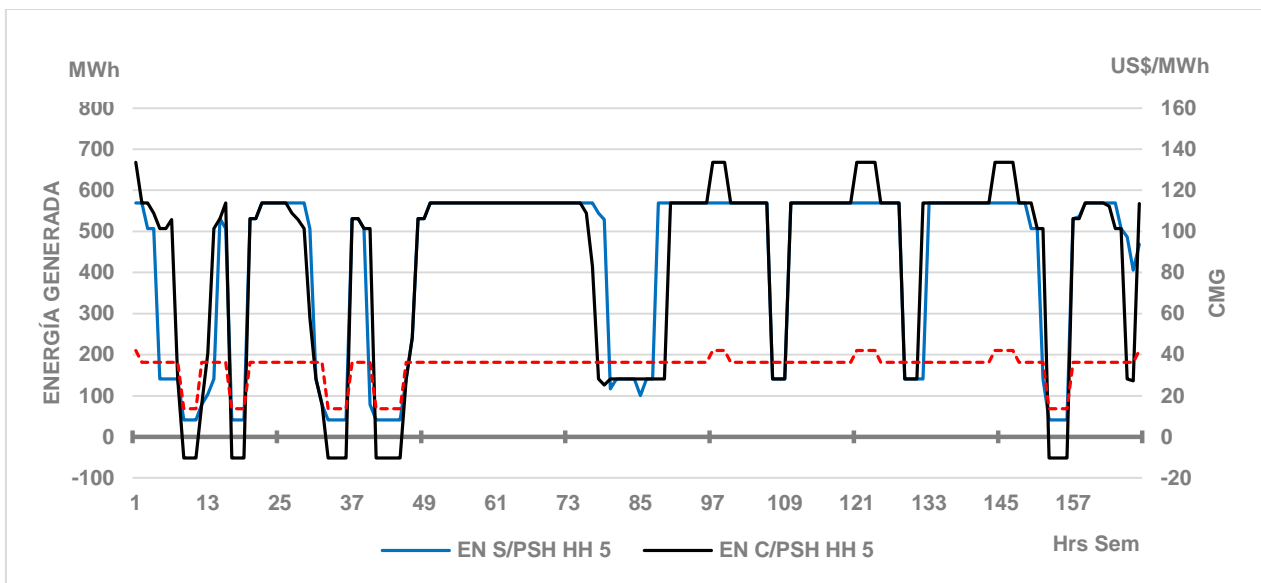


**Figura 46** Diferencia de ingresos al utilizar una central de bombeo: caso eólico 0% hidrología seca e hidrología húmeda – caso semanal (izq). Ingresos y costos por utilización de central de bombeo y costo marginal de generación-bombeo caso semanal 0% eólico para hidrología seca e hidrología húmeda (der.).

**ii. Escenario 5 – 33% de Capacidad Eólica Instalada**

Al igual que en el escenario 1, y con el objeto de entender los resultados obtenidos en la curva de evolución de ingresos para el escenario 5 de penetración eólica, se ha simulado el modelo operacional del complejo Colbún para un horizonte de 1 semana, con costos marginales típicos de una semana en un escenario con 33% de capacidad eólica en el sistema, tanto para una hidrología seca como una hidrología húmeda, omitiéndose el caso de la hidrología media para efectos de simplificación de resultados y dado que podrán entenderse a partir de los casos extremos analizados. En los gráficos de la figura 47, es posible de apreciar la generación del complejo Colbún en el caso de que existe la unidad PSH (curva de color negro), como en el caso de que no existiera (curva de color azul), tanto para una hidrología seca (gráfico superior) como para una hidrología húmeda (gráfico inferior). Adicionalmente, se incorporado la curva de costo marginal del sistema para ambas hidrologías (curva de color rojo segmentada):





**Figura 47** Perfiles generación semanal complejo Colbún: caso 33 % eólico hidrología seca (arriba) e hidrología húmeda (abajo)

Es posible apreciar el margen adicional de ingresos producto de la operación de la unidad PSH en la figura 48. Es decir, el ingreso obtenido descontando el gasto incurrido en el bombeo de la unidad reversible, para cada hidrología. Es posible ver que ante un escenario en que existe una considerable participación eólica en la matriz de generación, los beneficios de la utilización de una unidad reversible son mayores en una condición de hidrología seca que en una condición de hidrología húmeda. Sin embargo esta diferencia es considerablemente menor que en el caso del escenario 1. Lo anterior se debe fundamentalmente a una disminución de la brecha que existe entre el costo marginal valle-punta en ambas hidrologías, siendo la hidrología seca la que presenta una mayor reducción en esta brecha. La disminución de esta brecha se debe a una mayor presencia del recurso hídrico en el sistema, por lo que los costos marginales en horario punta se ven mayormente afectados, y de esta forma, los ingresos percibidos por la generación.

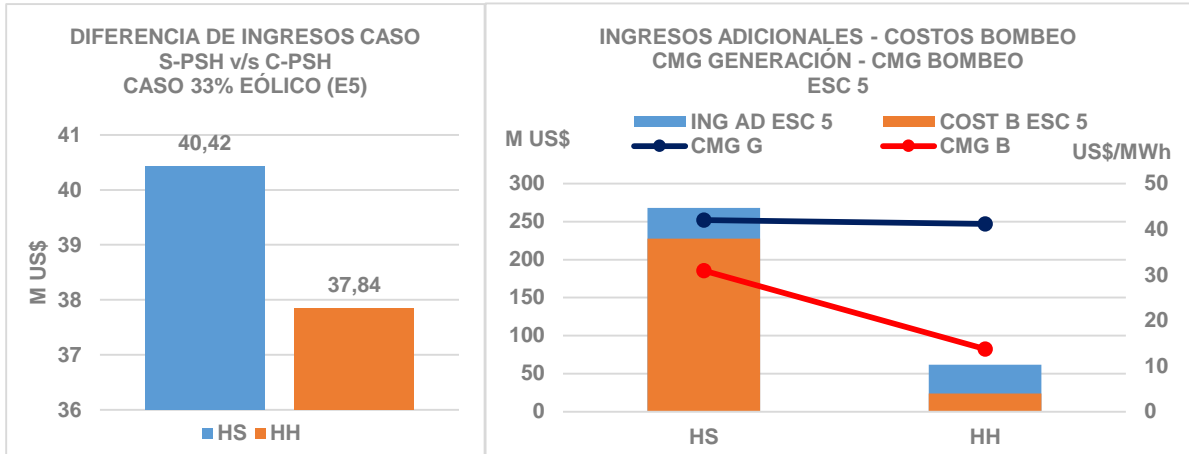
En el caso de la hidrología seca, y dado que existe una mayor penetración eólica que en el escenario 1 (alrededor del 33% de la capacidad total instalada del sistema), el costo marginal en hora punta desciende considerablemente, siendo las centrales de carbón las que generalmente entregan el costo marginal en hora punta. Lo anterior lleva a que exista una disminución de los ingresos dado que el costo marginal al cual se paga la energía generada es bastante menor que en el escenario 1, costo marginal que es dado por centrales a gas. En el caso de la hidrología húmeda, y dado a la mayor penetración eólica en el sistema, también ocurre un descenso del costo marginal en el horario punta, marginando generalmente la tecnología a carbón. Sin embargo, y dado a la mayor presencia del recurso hídrico en el sistema que en el caso de la hidrología seca, el costo marginal en horario punta está dado por centrales a carbón que tienen costos variables de operación levemente diferentes (costo variable de carbón más

económico y menos económico). Sin embargo, la mayor disminución de costos marginales en horario punta se da en el caso de la hidrología seca, y por lo tanto, es también donde se produce la mayor disminución de ingresos.

Con respecto a los costos de energía asociados al bombeo, se observa que producto de la mayor penetración eólica en el sistema, el precio de la energía asociada a las horas de bombeo (costo marginal en horario valle) también se ve disminuido con respecto al escenario 1, producto de una mayor presencia del recurso hídrico en el sistema. Sin embargo, el costo marginal en horario valle al cual se produce el bombeo en el caso de la hidrología seca es, en algunas horas, superior al costo marginal en el horario valle al cual se produce el bombeo en el caso de la hidrología húmeda (costo marginal dado por centrales eólicas en el caso de la hidrología húmeda, versus costo marginal valle dado por centrales a carbón más económico en algunas horas en el caso de la hidrología seca).

Adicionalmente, y al igual que en el escenario 1, si bien la diferencia entre el costo marginal valle-punta es mayor en el caso de la hidrología húmeda que en el caso de la hidrología seca, existe un mayor número de horas de costo marginal valle en el caso de la hidrología seca y por lo tanto, es posible bombear una mayor cantidad de energía que puede estar disponible para ser generada en las horas punta del sistema, que en el caso de la hidrología húmeda. Sin embargo, y como se dijo anteriormente, el costo marginal menor que en el escenario 1 y por lo tanto, los ingresos se verán disminuidos en mayor cantidad en la hidrología seca que en el caso de la hidrología húmeda. A lo anterior, se suma el hecho de que los costos marginales en hora punta para ambas hidrologías son similares (centrales a carbón marginan en ambos casos), acortando aún más la brecha entre los ingresos de ambas hidrologías. Al igual que en el caso anterior, el menor número de horas de costo marginal valle en la hidrología seca, limita la cantidad de energía bombeada y por consiguiente, la energía adicional que puede ser puesta en las horas punta, a pesar de que la brecha de costo marginal valle-punta es mayor en el caso de la hidrología húmeda que en el caso de la hidrología seca. A modo de resumen, sumado a la disminución de costos marginales en horario punta producto de una mayor penetración de energía eólica, es importante ver de los perfiles de generación que existe una reducción del número con costo marginal valle que es incentivo para el bombeo de agua para utilizar en horas punta, por lo que se dispone de menor recurso hídrico para generación.

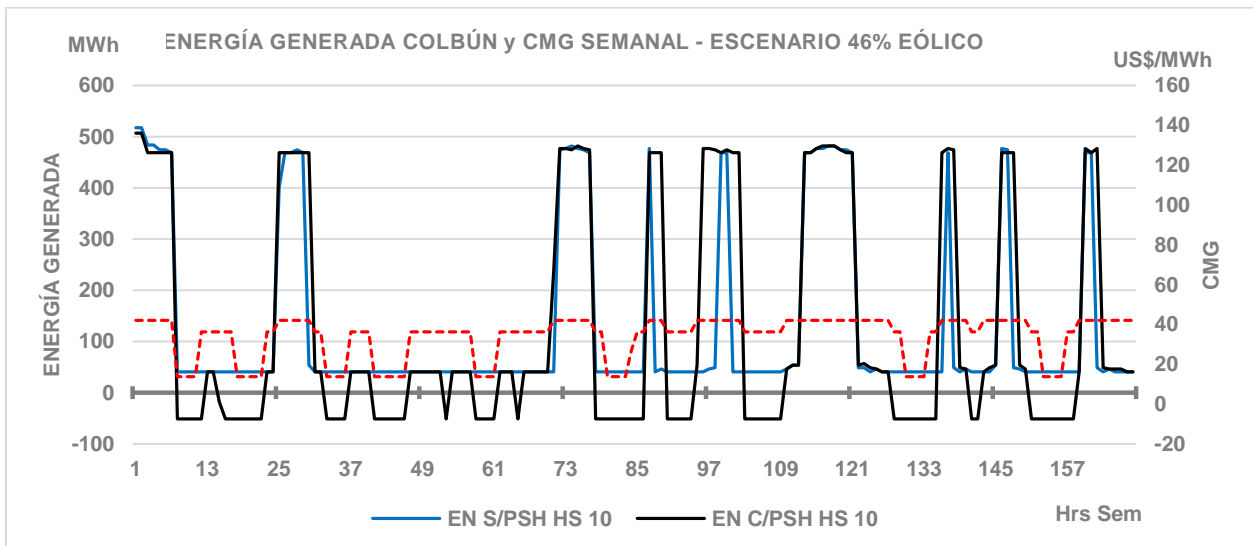
Si a lo anterior, se suma el hecho de la reducción del costo marginal en horario punta producto de esta mayor penetración eólica, se puede apreciar una disminución importante en los ingresos producto de la energía adicional generada y por lo anterior, en la diferencia de ingresos producto de la utilización de una unidad reversible. Lo anterior, es posible de visualizar en la siguiente gráfica, en donde se da cuenta de este fenómeno, siendo la diferencia de ingresos favorable para el caso de la hidrología seca:

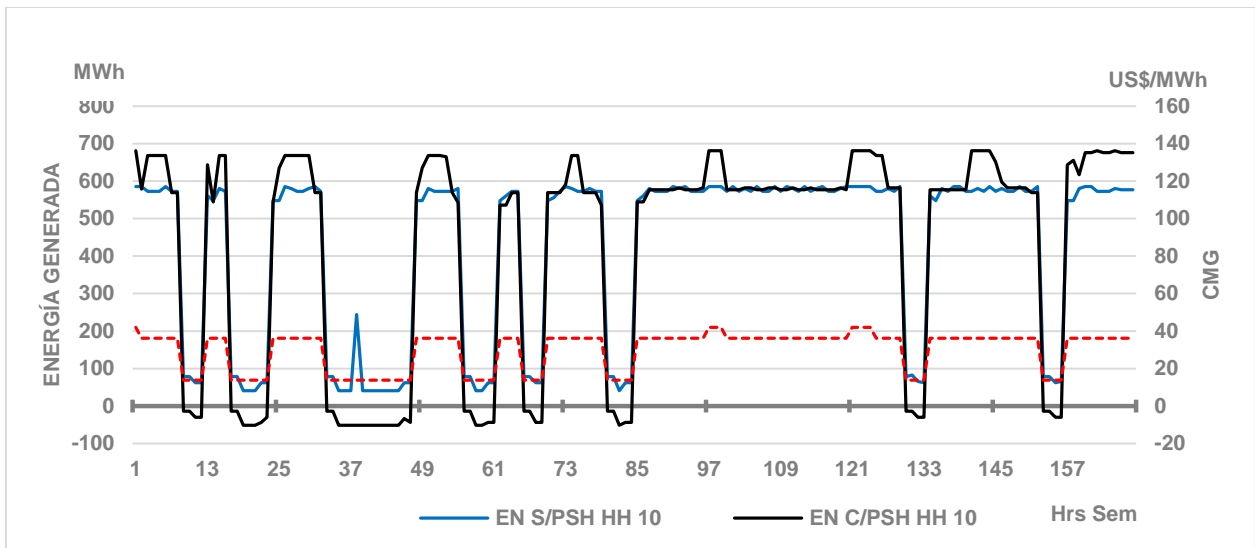


**Figura 48** Diferencia de ingresos al utilizar una central de bombeo: caso eólico 33% hidrología seca e hidrología húmeda – caso semanal (izq.) e ingresos y costos por utilización de central de bombeo y costo marginal de generación-bombeo caso semanal 33% eólico para hidrología seca e hidrología húmeda (der.).

**iii. Escenario 10 – 46% de Capacidad Eólica Instalada**

Al igual que en el escenario 5, y con el objeto de entender los resultados obtenidos en la curva de evolución de ingresos para el escenario 10 de penetración eólica, se ha simulado el modelo operacional del complejo Colbún para un horizonte de 1 semana, con costos marginales típicos de una semana en un escenario con 46% de capacidad eólica en el sistema, tanto para una hidrología seca como una hidrología húmeda, omitiéndose el caso de la hidrología media para efectos de simplificación de resultados y dado que podrán entenderse a partir de los casos extremos analizados. En los gráficos de la figura 49, es posible de apreciar la generación del complejo Colbún en el caso de que existe la unidad PSH (curva de color negro), como en el caso de que no existiera (curva de color azul), tanto para una hidrología seca (gráfico superior) como para una hidrología húmeda (gráfico inferior). Adicionalmente, se incorporado la curva de costo marginal del sistema para ambas hidrologías (curva de color rojo segmentada):



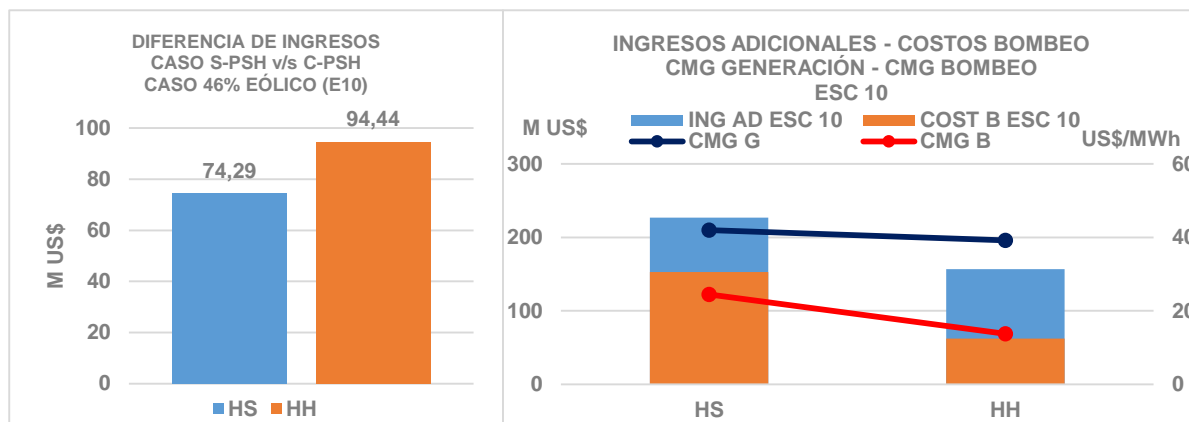


**Figura 49** Perfiles generación semanal compleja Colbún: caso 46 % eólico hidrología seca (arriba) e hidrología húmeda (abajo)

Es posible apreciar el margen adicional de ingresos producto de la operación de la unidad PSH en la figura 50. Es decir, el ingreso obtenido descontando el gasto incurrido en el bombeo de la unidad reversible, para cada hidrología. Es posible ver que ante un escenario en que existe una considerable participación eólica en la matriz de generación, los beneficios de la utilización de una unidad reversible son mayores en una condición de hidrología húmeda que en una condición de hidrología seca. Esta situación representa un quiebre en la tendencia anteriormente mostrada, y radica fundamentalmente en el hecho de que en el caso de la hidrología húmeda existe una mayor cantidad de horas con costo marginal valle dado por la tecnología eólica, y por lo tanto es posible bombear una mayor cantidad de agua para que pueda ser generada en las horas punta del sistema. El aumento de la cantidad de horas con costo marginal valle dado por el costo variable de las centrales eólicas se debe precisamente al hecho de una mayor penetración de capacidad eólica en el sistema, viéndose afectados los costos marginales en hora valle del sistema. En menor medida, puede apreciarse también que una mayor penetración de energía eólica disminuye la cantidad de horas de costos marginales en horario punta afectando los ingresos percibidos por energía generada en horario punta.

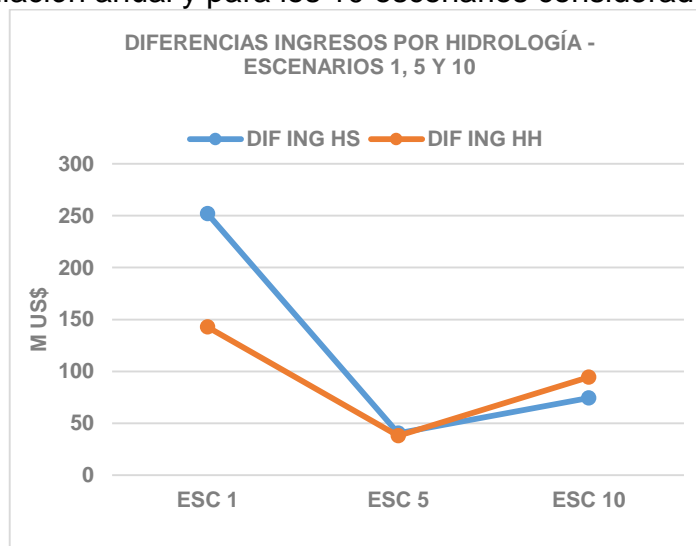
En resumen, en este escenario se observa que la mayor diferencia entre los costos marginales valle-punta presente en la hidrología húmeda favorece que exista un mayor margen adicional de ingresos en el caso de la hidrología húmeda que en el caso de la hidrología seca. Sin embargo, esto es posible ya que existe una mayor cantidad de horas con costo marginal valle en el caso de la hidrología húmeda comparado con los otros escenarios, lo que permite aumentar los ingresos percibidos por generación y de esta forma, permitir que el margen adicional de ingresos sea mayor que en el caso de la hidrología seca. Adicionalmente, la disminución de horas con costo marginal punta en la hidrología seca disminuye los ingresos percibidos por la energía generada. Lo anterior, puede observarse en la

figura 50, en donde se compara los ingresos obtenidos producto de la energía adicional generada en las horas punta por la unidad PSH (barras en azul), los costos incurridos en el bombeo de energía (barras de color naranja), para ambas hidrologías, el costo marginal medio de generación (línea azul) y el costo marginal medio de bombeo (línea roja):



**Figura 50** Diferencia de ingresos al utilizar una central de bombeo: caso eólico 46% hidrología seca e hidrología húmeda – caso semanal (izq.) e ingresos y costos por utilización de central de bombeo y costo marginal de generación-bombeo caso semanal 33% eólico para hidrología seca e hidrología húmeda (der.).

La evolución de la diferencia de ingresos producto de una mayor penetración eólica para el caso de las hidrologías seca y húmeda puede observarse en la figura 51, la cual presenta el mismo comportamiento que para la simulación anual y para los 10 escenarios considerados.



**Figura 51** Diferencia de ingresos ante tres escenarios de penetración eólica (E1, E5, E10) y dos hidrologías (Hs, HH)

### 5.2.2 Escenarios de Penetración Solar

Para observar la variación de la diferencia de ingresos entre el caso sin unidad reversible y el caso con unidad reversible en el complejo Colbún, ante distintos escenarios de penetración solar e hidrologías, se ha realizado la simulación del modelo operacional obteniéndose como resultado la figura 52:

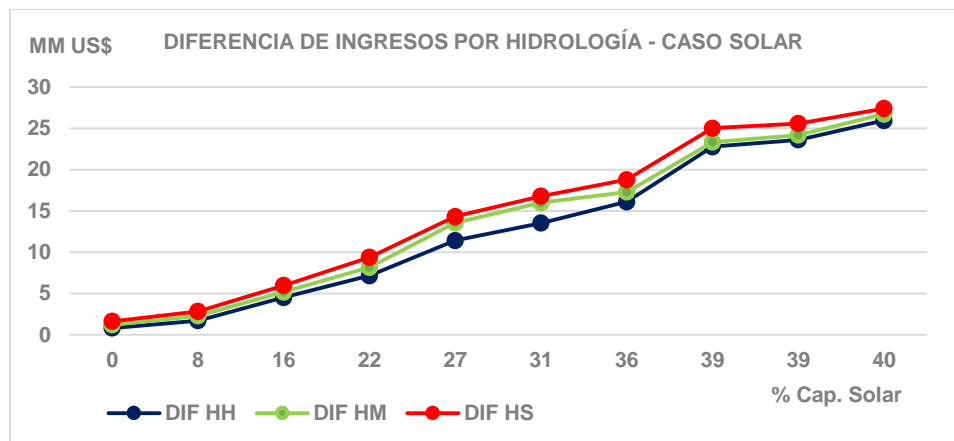
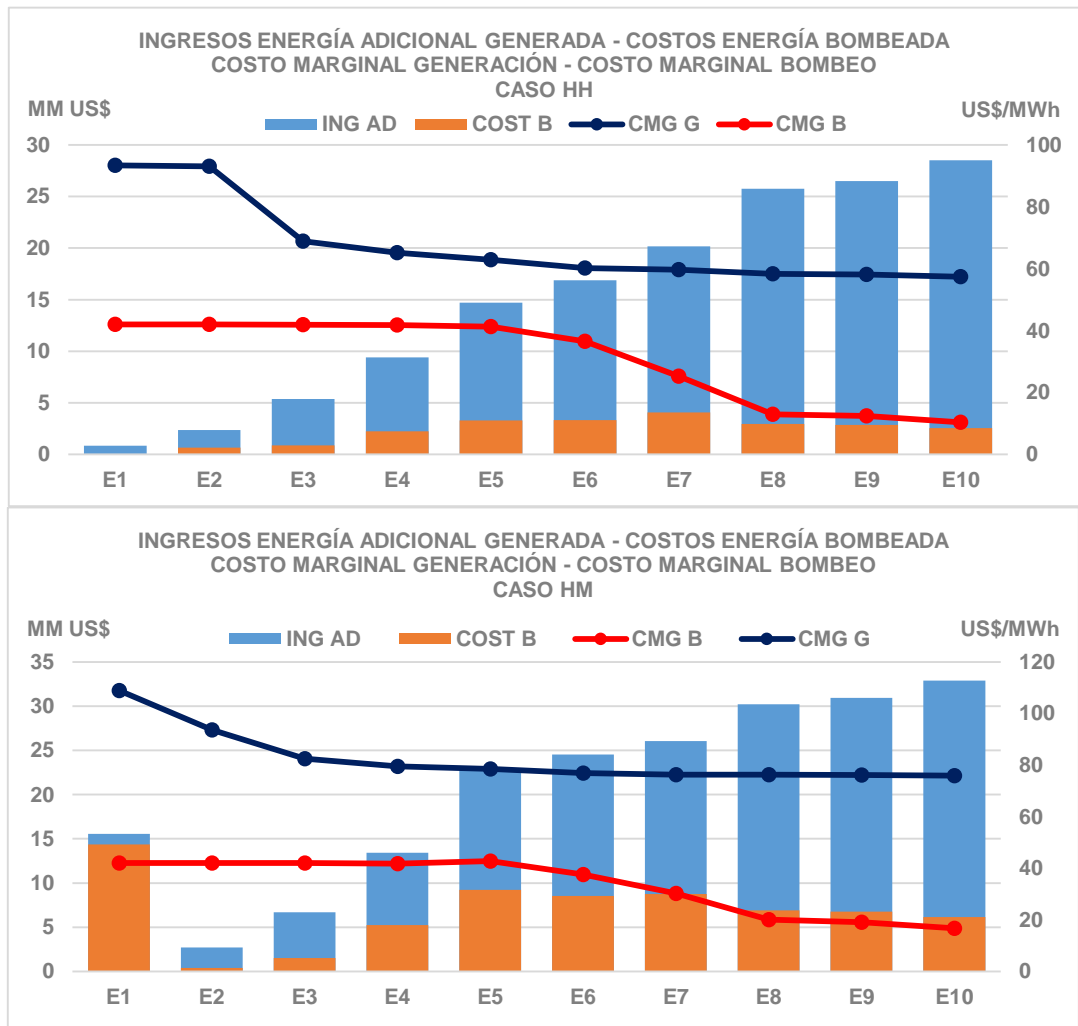
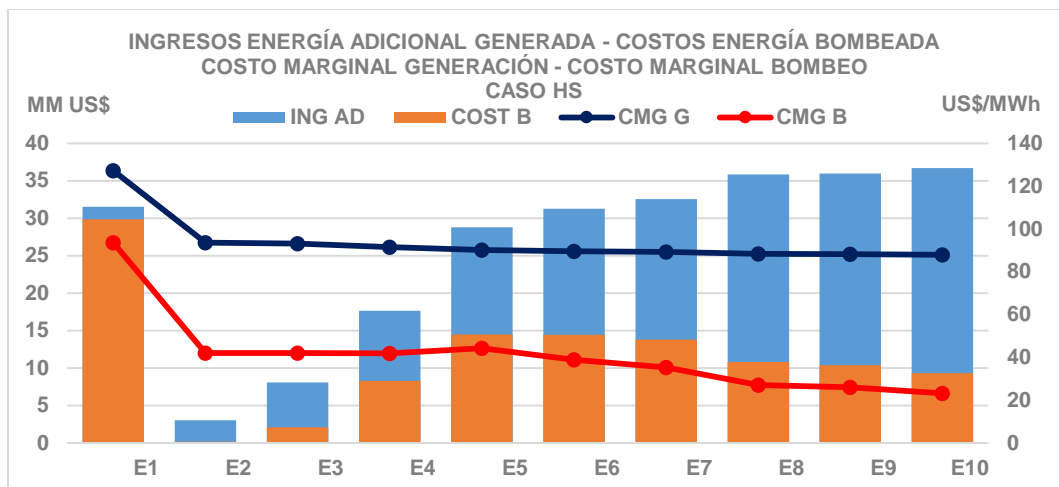


Figura 52 Diferencia de ingresos según penetración solar FV e hidrología

Para entender el comportamiento de la curva anteriormente mostrada, es importante observar las gráficas de la figura 53, las cuales dan cuenta de los ingresos por energía adicional generada producto del bombeo (barras celestes) y los costos del bombeo (barras naranjas), el costo marginal medio de bombeo (línea roja) y el costo marginal medio de generación (línea azul), para cada uno de los escenarios e hidrologías.





**Figura 53** Ingresos y costos por utilización de unidad de almacenamiento por bombeo - costo marginal generación y bombeo: caso solar FV hidrología húmeda (arriba), caso solar FV hidrología media (centro), caso solar FV hidrología seca (abajo).

De las curvas anteriormente mostradas es posible extraer las principales conclusiones del comportamiento de la curva de diferencia de ingresos frente a distintos niveles de penetración solar e hidrologías. Es posible observar que las curvas de variación de la diferencia de ingreso producto de la utilización de una unidad reversible, para todas las hidrologías, son crecientes en la medida que se incrementa la penetración solar en el sistema eléctrico. Lo anterior puede comprenderse sobre la base de que la energía solar tiene una mayor participación en el despacho del sistema eléctrico en las horas valle, que coinciden con las horas en donde se dispone de una mayor radiación solar. A medida que aumenta la penetración solar, se dispone de una mayor capacidad para ser despachada en las horas valle, y dado que su costo variable de operación prácticamente nulo, permite disminuir los costos marginales de las horas valle del sistema. Por lo anterior, existe un mayor incentivo para el bombeo de energía en la medida que aumenta la penetración solar, dado que el costo de bombeo va disminuyendo y por lo tanto, disponer de una mayor energía para ser generada en las horas punta, aumentando así los ingresos. Esto entonces, explica el comportamiento creciente de la curva de diferencia de ingresos para cada una de las hidrologías.

Es interesante observar el comportamiento de los ingresos adicionales por energía generada y de los costos de bombeo para cada una de las hidrologías. En el caso de la hidrología húmeda, es posible notar que la curva de costos por energía bombeada presenta un crecimiento y un posterior descenso, mientras que la curva de ingresos adicionales por energía generada es siempre creciente. Lo anterior puede explicarse por el costo marginal medio al cual el agua es bombeada. En la medida que aumenta la penetración solar, el costo marginal medio al cual el agua es bombeada va decreciendo, por lo que, a pesar de que existe un aumento de la energía bombeada, el costo del bombeo decrece. Por lo anterior, existe una mayor cantidad de energía disponible para generar en las horas punta y por lo tanto, los ingresos adicionales por energía generada serán



crecientes. Si bien el costo marginal de hora punta va decreciendo, existe una mayor cantidad de energía bombeada que puede ser generada en hora punta dada la disminución del costo marginal al cual se produce el bombeo, y por lo tanto, de todas formas existirá un aumento de los ingresos percibidos por generación.

En el caso de la hidrología seca, se presenta el mismo fenómeno respecto de la evolución del costo asociado a la energía bombeada. Sin embargo existe una singularidad en el comportamiento del costo de la energía bombeada en los primeros dos escenarios, en donde existe un descenso considerable de la energía bombeada desde el escenario 1 al escenario 2. Lo anterior puede explicarse por el hecho de que, dado que existe una hidrología seca, el costo marginal punta y el costo marginal valle están dados por una tecnología con costo variable de generación elevado (centrales a gas), pero a pesar de lo anterior, si existen incentivos para realizar bombeo de agua en horas valle. El costo de dicha energía bombeada es elevado pero también el precio al cual se vende dicha energía también lo es, por lo que es esperable que el ingreso por energía adicional vendida sea elevado también. En la medida que aumenta la penetración solar hacia el escenario 2, dicho disminuyen tanto el costo marginal valle como el costo marginal en hora punta, pero la cantidad de energía bombeada disminuye por el hecho que disminuye la cantidad de horas en las cuales se produce dicha diferencia de precios y por lo tanto, disminuye también el incentivo para el bombeo de agua y por lo tanto la energía generada en horas punta. A partir del escenario 2 y en la medida que aumenta la penetración solar, el costo marginal de las horas valle comienza a disminuir y por lo tanto se produce un aumento de la energía bombeada, con lo que si dispone de una mayor cantidad de energía para generar en las horas punta y por lo tanto, aumentar así los ingresos percibidos por energía adicional generada.

Los fenómenos que se explicaron tanto para la hidrología húmeda como para la hidrología seca permiten entender el comportamiento de la hidrología media, en función del aumento de la penetración de la energía solar en el sistema eléctrico y su repercusión en los costos marginales del sistema. Es importante notar también que la hidrología seca presenta una mayor diferencia de ingresos por la utilización de una unidad reversible para todos los escenarios de penetración solar. Lo anterior es atribuible al hecho de que el costo marginal punta al cual se vende la energía adicional generada producto del bombeo es mayor en el caso de la hidrología seca que en el caso de la hidrología húmeda.

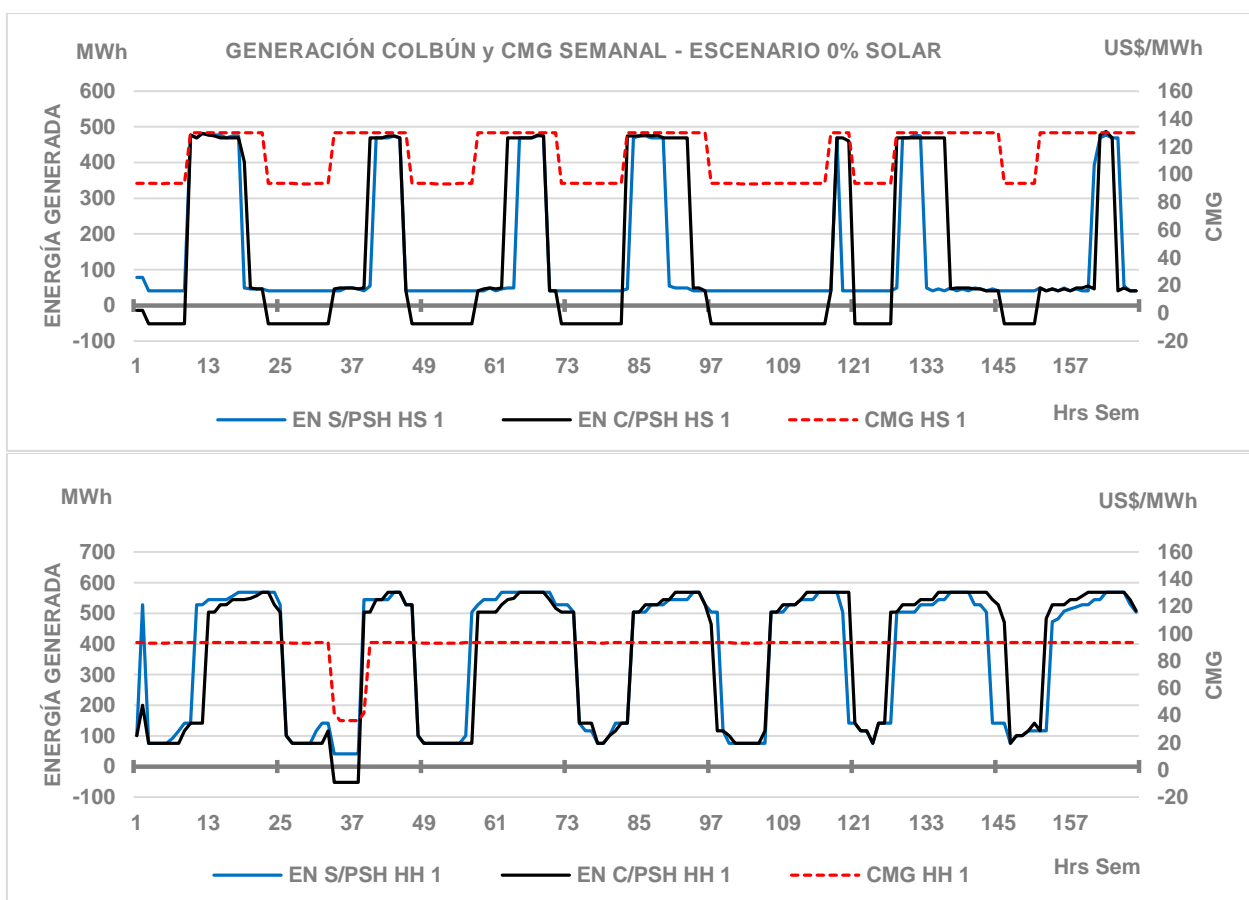
A modo de simplificación y para poder explicar el comportamiento de la curva de evolución de ingresos ante distintos escenarios de penetración solar e hidrologías del sistema, se ha considerado analizar el comportamiento del modelo operacional del complejo Colbún para un horizonte de evaluación de una semana (168 horas) y para tres escenarios de penetración eólica: escenario 1, escenario 5 y escenario 10. Los escenarios intermedios, y por ende los puntos intermedios de la curva, podrán entenderse a partir de la explicación realizada para los escenarios

que fueron escogidos para ser analizados. Para obtener los costos marginales semanales para cada tipo de escenario, se determinará una demanda que pueda reflejar con la mejor fidelidad posible el comportamiento del costo marginal del sistema en un año completo.

**i. Escenario 1 – 0% de capacidad solar instalada**

Con el objeto entender los resultados obtenidos en la curva de evolución de ingresos para el escenario 1 de penetración solar, se ha simulado el modelo operacional del complejo Colbún para un horizonte de 1 semana, con costos marginales típicos de una semana en un escenario con 0% de capacidad solar en el sistema, tanto para una hidrología seca como una hidrología húmeda, omitiéndose el caso de la hidrología media para efectos de simplificación de resultados y dado que podrán entenderse a partir de los casos extremos analizados.

En los gráficos de la figura 54, es posible de apreciar la generación del complejo Colbún en el caso de que existe la unidad PSH (curva de color negro), como en el caso de que no existiera (curva de color azul), tanto para una hidrología seca (gráfico superior) como para una hidrología húmeda (gráfico inferior). Adicionalmente, se incorporado la curva de costo marginal del sistema para ambas hidrologías (curva de color rojo segmentada):

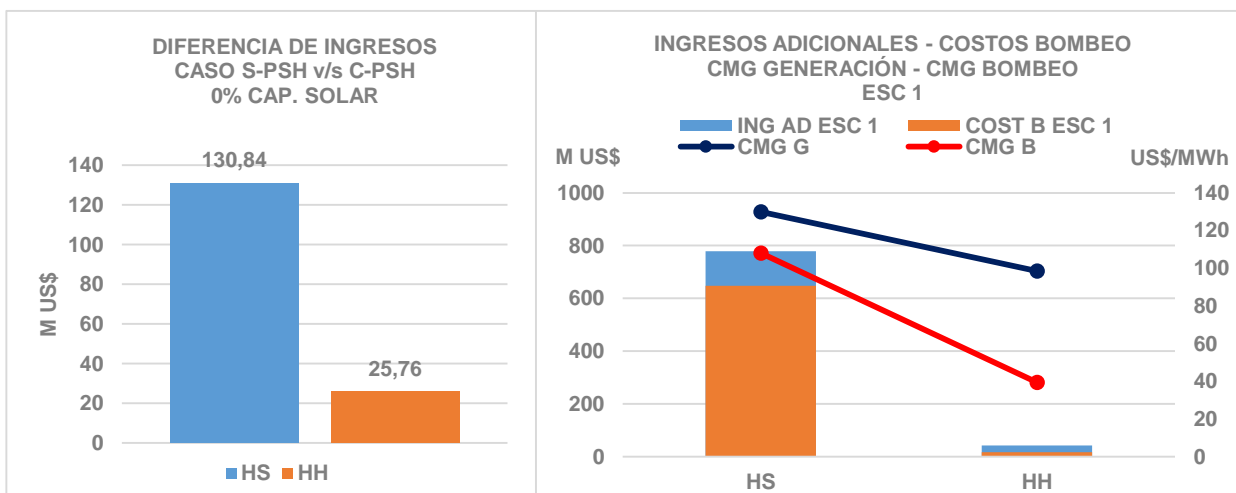


**Figura 54** Perfiles generación semanal complejo Colbún: caso 0 % solar hidrología seca (arriba) e hidrología húmeda (abajo)

Es posible apreciar la diferencia de ingresos producto de la operación de la unidad PSH en la figura 55. Es decir, el ingreso obtenido descontando el gasto incurrido en el bombeo de la unidad reversible, para cada hidrología:

En el caso de la hidrología seca es posible observar que aunque no exista capacidad solar instalada y los costos marginales sean relativamente altos, existen incentivos para realizar almacenamiento de energía por bombeo, valorizándose dicha energía a un precio relativamente alto cuando se genera en las horas punta, precios de energía que son relativamente altos característicos de una hidrología seca. Por lo anterior, el costo de la energía bombeada es también relativamente alto, puesto que el costo marginal al que se produce el bombeo es alto también. Por otro lado, es posible observar también que en el caso de la hidrología húmeda, y ante ausencia de capacidad solar instalada, los costos marginales de horas valle y punta son prácticamente similares, tendencia que puede romperse y mostrar costos variables en horas valle más bajos cuando existe una mayor capacidad eólica en el sistema que permita bajar dichos costos, pero esta situación es variable producto de la aleatoriedad de la energía eólica.

Sin dichas singularidades, no existen prácticamente diferencias entre costos marginales de horas valle y horas punta, por lo que desaparecen los incentivos para que se almacene energía mediante bombeo, y por lo tanto disminuyen los ingresos por energía adicional generada. Lo anterior, puede observarse en la figura 55, en donde se compara los ingresos obtenidos producto de la energía adicional generada en las horas punta por la unidad PSH (barras en azul), los costos incurridos en el bombeo de energía (barras de color naranja), para ambas hidrologías, el costo marginal medio de generación (línea azul) y el costo marginal medio de bombeo (línea roja):

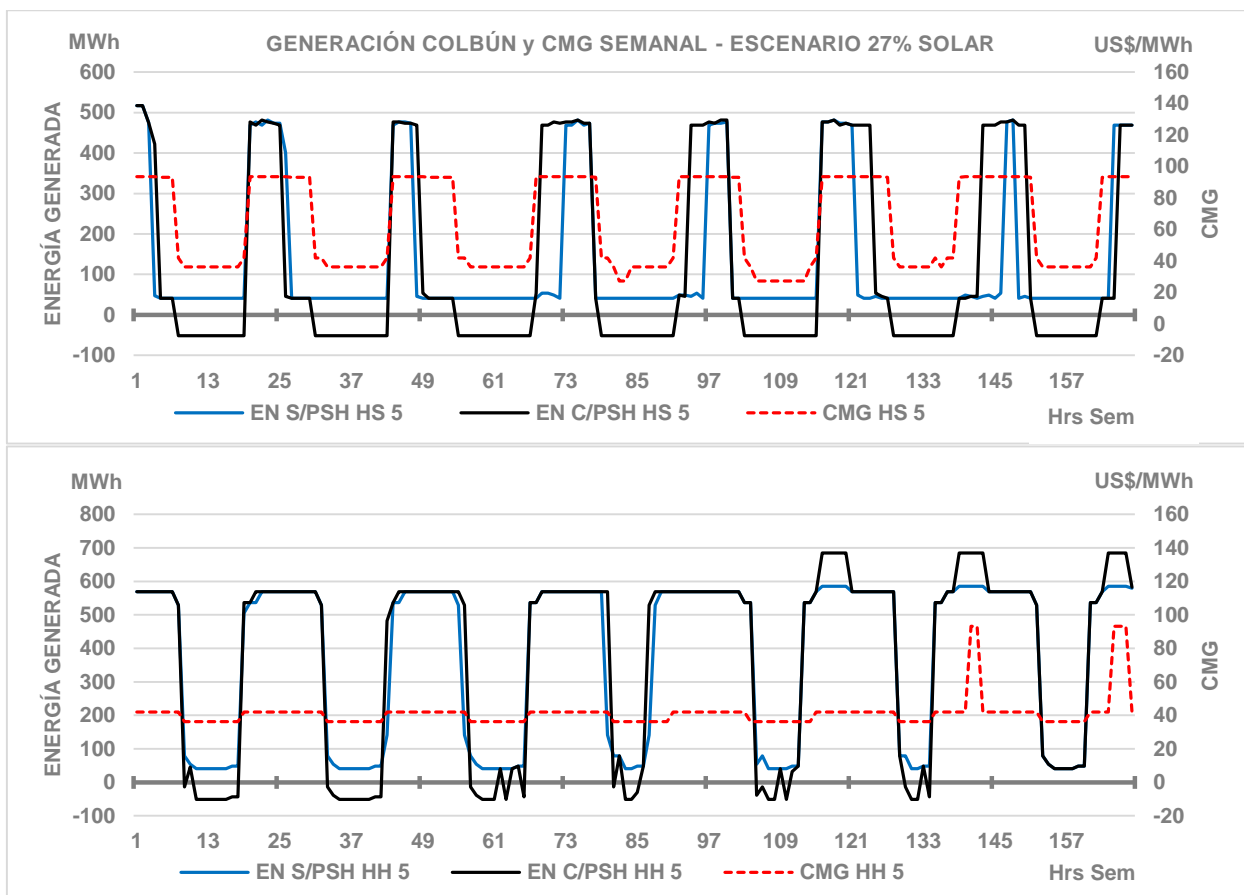


**Figura 55** Diferencia de ingresos al utilizar una central de bombeo: caso solar 0% hidrología seca e hidrología húmeda – caso semanal (izq.) e ingresos y costos por utilización de central de bombeo y costo marginal de generación-bombeo caso semanal 0% solar para hidrología seca e hidrología húmeda (der.).

**ii. Escenario 5 – 27% de capacidad solar instalada**

Al igual que en el escenario 1, y con el objeto de entender los resultados obtenidos en la curva de evolución de ingresos para el escenario 5 de penetración solar, se ha simulado el modelo operacional del complejo

Colbún para un horizonte de 1 semana, con costos marginales típicos de una semana en un escenario con 27% de capacidad solar en el sistema, tanto para una hidrología seca como una hidrología húmeda, omitiéndose el caso de la hidrología media para efectos de simplificación de resultados y dado que podrán entenderse a partir de los casos extremos analizados. En los gráficos de la figura 56, es posible de apreciar la generación del complejo Colbún en el caso de que existe la unidad PSH (curva de color negro), como en el caso de que no existiera (curva de color azul), tanto para una hidrología seca (gráfico superior) como para una hidrología húmeda (gráfico inferior). Adicionalmente, se incorporado la curva de costo marginal del sistema para ambas hidrologías (curva de color rojo segmentada):



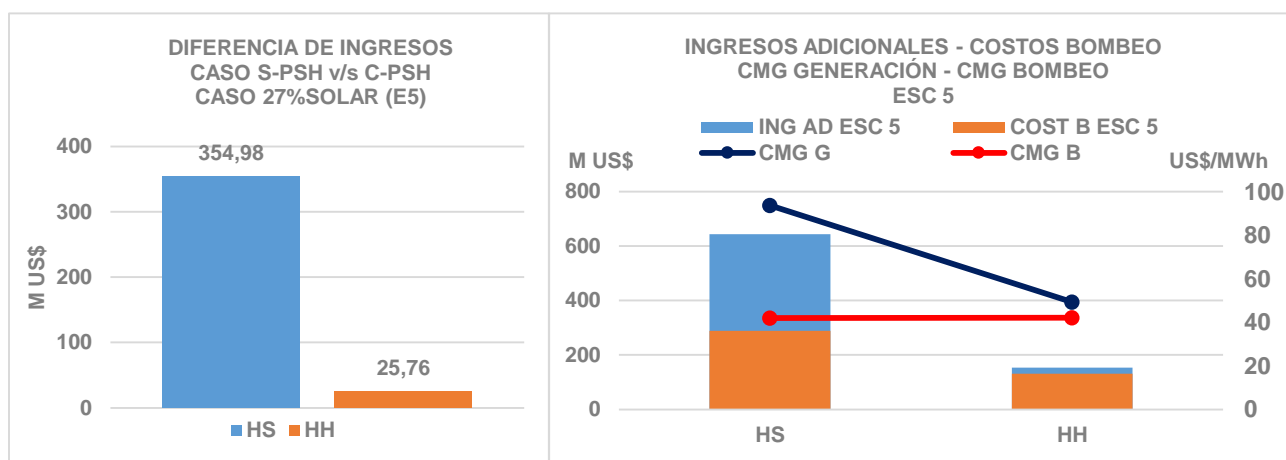
**Figura 56** Perfiles generación semanal complejo Colbún: caso 27% solar hidrología seca (arriba) e hidrología húmeda (abajo)

Es posible apreciar la diferencia de ingresos producto de la operación de la unidad PSH en la figura 57. Es decir, el ingreso obtenido descontando el gasto incurrido en el bombeo de la unidad reversible, para cada hidrología:

Los gráficos anteriormente mostrados permiten entender el comportamiento de las curvas de variación de diferencia de ingresos ante un aumento de penetración solar y las diferentes hidrologías. Es posible notar que en ambas hidrologías existen costos marginales en hora valle que incentivan el almacenamiento de energía por bombeo, a precios relativamente similares y menores que en el caso de los primeros escenarios, motivado

por el aumento de la penetración solar en el sistema, por lo que es posible inferir que existirá una mayor cantidad de energía bombeada disponible para ser generada en las horas de costo marginal punta del sistema. Sin embargo, el costo marginal punta es mayor en el caso de la hidrología seca que en el caso de la hidrología húmeda, por lo que es esperable que los ingresos percibidos en dicha hidrología sean mayores que en el caso de la hidrología húmeda, provocando que la diferencia de ingresos por la utilización de una unidad reversible sea mayor en el caso de la hidrología seca.

En ambos casos, se observa también que existe un incremento de los ingresos adicionales por energía generada con respecto al escenario 1, lo que es motivado, como se dijo anteriormente, por el aumento de la penetración solar en el sistema que permite disminuir los costos marginales en horas valle. Lo anterior, puede observarse en la figura 57, en donde se compara los ingresos obtenidos producto de la energía adicional generada en las horas punta por la unidad PSH (barras en azul), los costos incurridos en el bombeo de energía (barras de color naranja), para ambas hidrologías, el costo marginal medio de generación (línea azul) y el costo marginal medio de bombeo (línea roja):

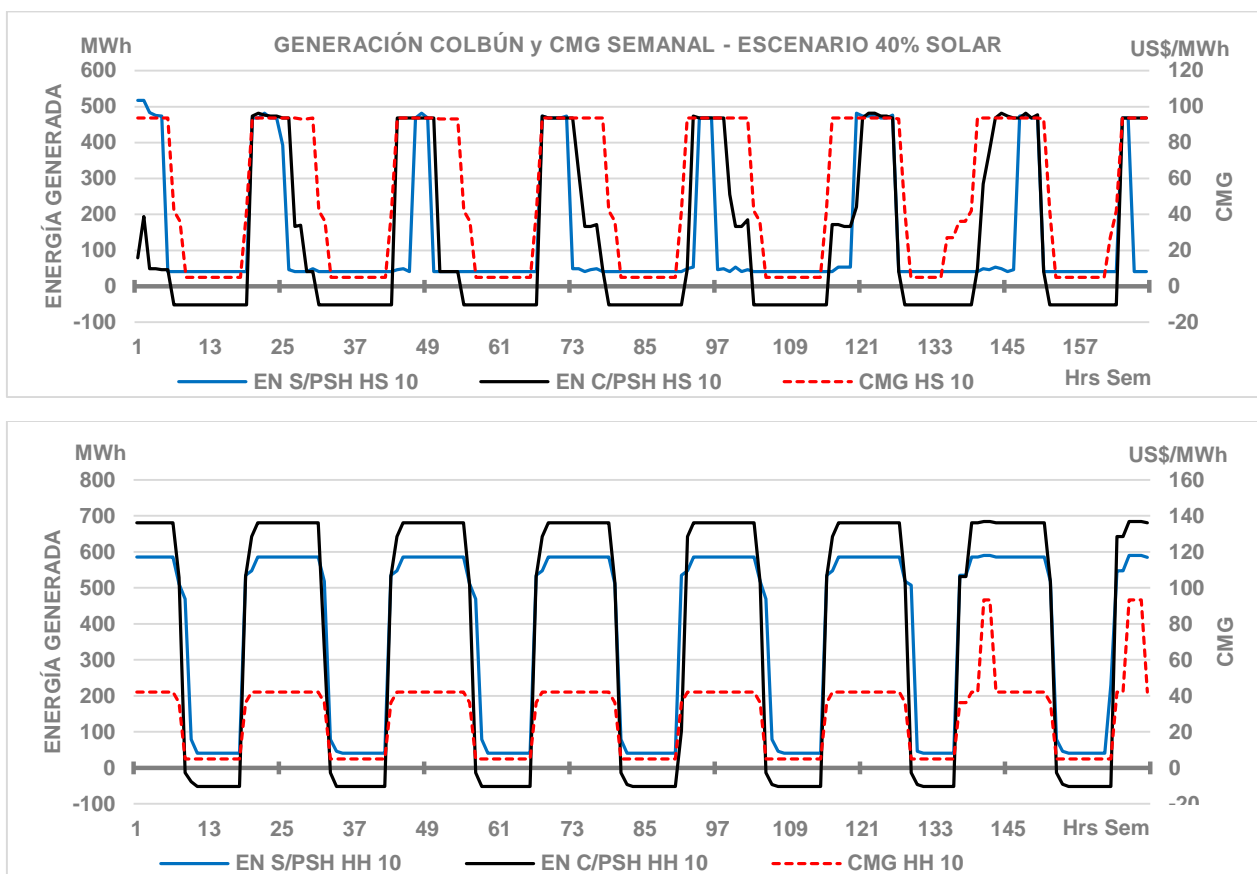


**Figura 57** Diferencia de ingresos al utilizar una central de bombeo: caso solar 27% hidrología seca e hidrología húmeda – caso semanal (izq.) e ingresos y costos por utilización de central de bombeo y costo marginal de generación-bombeo caso semanal 27% solar para hidrología seca e hidrología húmeda (der).

### iii. Escenario 10 – 40% de capacidad solar instalada

Al igual que en los escenarios anteriores y con el objeto de entender los resultados obtenidos en la curva de evolución de ingresos para el escenario 10 de penetración solar, se ha simulado el modelo operacional del complejo Colbún para un horizonte de 1 semana, con costos marginales típicos de una semana en un escenario con 40% de capacidad solar en el sistema, tanto para una hidrología seca como una hidrología húmeda, omitiéndose el caso de la hidrología media para efectos de simplificación de resultados y dado que podrán entenderse a partir de los casos extremos analizados. En los gráficos de la figura 58, es posible de apreciar la generación del complejo Colbún en el caso de que existe la unidad PSH (curva de color negro), como en el caso de que no existiera (curva de color azul), tanto para una hidrología seca (gráfico superior) como para una hidrología húmeda

(gráfico inferior). Adicionalmente, se incorporado la curva de costo marginal del sistema para ambas hidrologías (curva de color rojo segmentada):

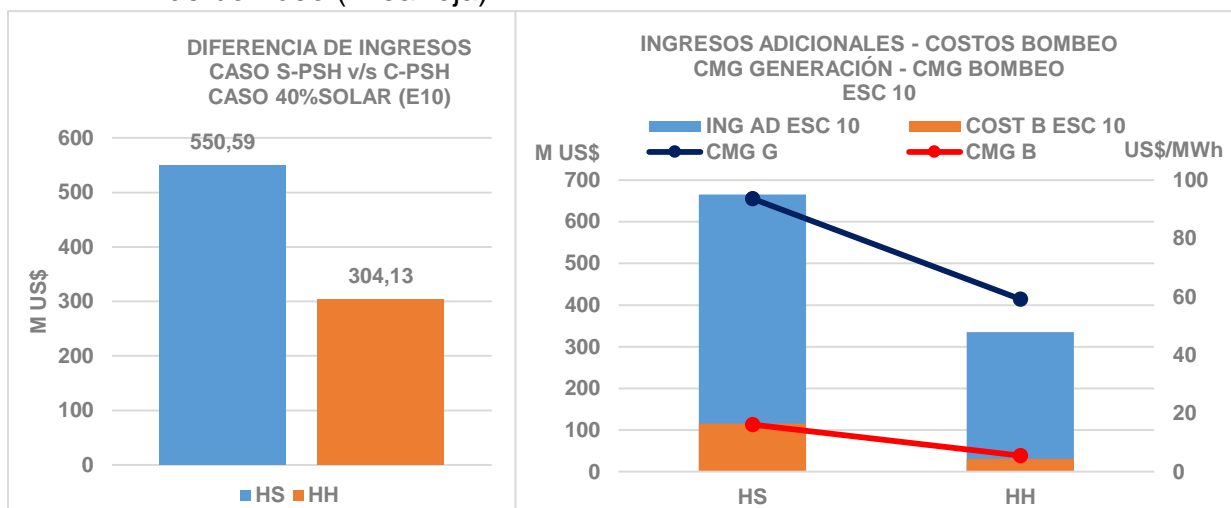


**Figura 58** Perfiles generación semanal complejo Colbún: caso 40% solar hidrología seca (arriba) e hidrología húmeda (abajo)

Es posible apreciar la diferencia de ingresos producto de la operación de la unidad PSH en la figura 59. Es decir, el ingreso obtenido descontando el gasto incurrido en el bombeo de la unidad reversible, para cada hidrología:

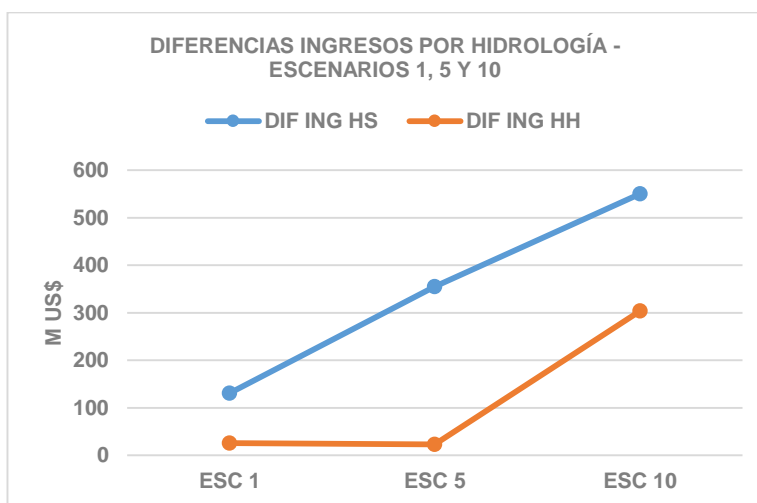
De las gráficas anteriormente mostradas, es posible concluir que ante un mayor aumento de la penetración solar, los costos marginales en horas valle disminuyen y por lo tanto existe un mayor incentivo para almacenar energía mediante el bombeo. Si bien, el costo del bombeo es mayor en el caso de la hidrología seca que en el caso de la hidrología húmeda debido a que el costo marginal al que se produce dicho bombeo es mayor, el precio al cual se valoriza la energía generada en las horas de costo marginal punta en el caso de la hidrología seca es mayor, permitiendo así percibir mayores ingresos por la energía adicional generada. Por lo tanto, es esperable que la diferencia de ingresos por la utilización de una unidad reversible sea mayor en el caso de la hidrología seca que en el caso de la hidrología húmeda. Lo anterior, puede observarse en la figura 59, en donde se compara los ingresos obtenidos producto de la energía adicional generada en las horas punta por la unidad PSH (barras en azul), los costos incurridos en el bombeo de energía (barras de color naranja), para ambas hidrologías,

el costo marginal medio de generación (línea azul) y el costo marginal medio de bombeo (línea roja):



**Figura 59** Diferencia de ingresos al utilizar una central de bombeo: caso solar 40% hidrología seca e hidrología húmeda – caso semanal (izq.) e ingresos y costos por utilización de central de bombeo y costo marginal de generación-bombeo caso semanal 40% solar para hidrología seca e hidrología húmeda (der.).

La evolución de la diferencia de ingresos producto de una mayor penetración solar para el caso de las hidrologías seca y húmeda puede observarse en la figura 60, la cual presenta el mismo comportamiento que para la simulación anual y para los 10 escenarios considerados.



**Figura 60** Diferencia de ingresos ante tres escenarios de penetración solar (E1, E5, E10) y dos hidrologías (Hs, HH)

### 5.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN DE UNA UNIDAD REVERSIBLE

Los resultados discutidos en las secciones anteriores de este capítulo han evidenciado que existen beneficios que pueden ser aprovechados por una unidad de almacenamiento de energía por bombeo en el complejo Colbún. Sin embargo, no todos los escenarios ni condiciones hidrológicas muestran los mismos beneficios que podrían obtenerse.



Para determinar el atractivo económico de realizar un tipo de inversión de este estilo, se ha calculado el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto para tres condiciones de penetración solar e hidrología media. La elección de evaluar económicamente el proyecto solo para la penetración solar se debe a que según los resultados obtenidos, los beneficios por utilizar una central bajo una mayor penetración solar son más atractivos que en el caso de una mayor penetración eólica. Por otro lado, la consideración de hidrología media se debe a que se busca un criterio conservador en términos de disponibilidad de recuso hídrico y al largo plazo de la evaluación.

En esta evaluación económica, adicionalmente se han considerado costos de operación fijos y variables de acuerdo a la experiencia internacional, puesto que en nuestro país, aun no se encuentran datos disponibles asociados a este tipo de tecnología [9] [19] [26]. Es importante recalcar, que se considera como ingreso solamente a los ingresos provenientes a la energía adicional que es posible de generar debido al bombeo de agua, descontando la el costo incurrido en el bombeo. Los resultados para distintos horizonte de evaluación se muestran en la tabla 19:

**Tabla 19** Evaluación Económica

ESCENARIO	INVERSIÓN MMUS\$	INGRESOS MMUS\$	VAN 20 AÑOS MMUS\$	VAN 30 AÑOS MMUS\$	VAN 40 AÑOS MMUS\$
BASE	170	4,90	-107,2	-97,25	-93,41
SOLAR 25%	170	13,21	-10,94	9,35	17,17
SOLAR 40%	170	26,72	27,49	51,89	61,30

Los resultados mostrados muestran que, como se dijo anteriormente, en la medida que existe una mayor penetración solar fotovoltaica en el sistema, este tipo de proyectos se vuelve más atractivo en términos económicos. Sin embargo, es posible notar que la remuneración por sólo una vía de ingreso hace no vuelve rentable este tipo de proyectos. Por lo anterior, y como sucede en mercados eléctricos más desarrollados [6] [8] [4], es necesario reconocer los beneficios que las centrales de bombeo, y los sistemas de almacenamiento de energía en general, entregan a los sistemas eléctricos en los cuales participan. Para que este reconocimiento se traduzca en retribuciones económicas para los propietarios de este tipo de instalaciones, deben existir los mecanismos regulatorios y normativos que permitan remunerar estos servicios, tal como ocurren en algunos países de Europa o Estados Unidos, en donde existen mercados asociados a servicios complementarios y capacidad. La agregación de todos los servicios, permiten que los proyectos de este estilo se vuelvan económicamente rentables [9] [4] [22] [18].

#### 5.4 ERRORES PRODUCTO DE LA METODOLOGÍA ESCOGIDA

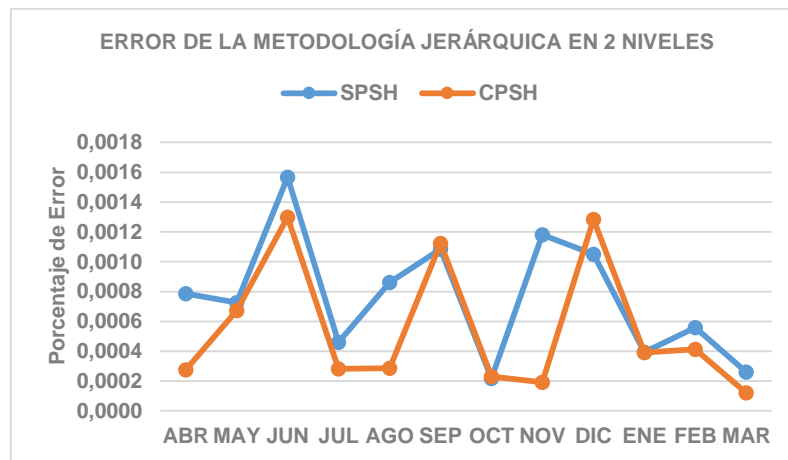
Es importante recordar que para realizar la optimización del modelo operacional del complejo Colbún, se optó por una “metodología jerárquica en 2 niveles”. Dicha metodología consiste en resolver un modelo de optimización entero mixto en dos etapas, resolviendo en la primera etapa un modelo en donde las restricciones del tipo binario son reemplazadas por funciones continuas convexas, para posteriormente en un segundo modelo realizar una asignación/predefinición de aquellas variables



binarias que dan cuenta de ciertas restricciones del modelo y optimizar la operación del complejo. Se escogió esta metodología, puesto que el tiempo de simulación y el esfuerzo computacional requerido para resolver el problema en una sola etapa y con la totalidad de las variables binarias, era excesivo para los fines y estudios requeridos en este trabajo.

Por lo anterior, y para verificar que las soluciones entregadas por la metodología planteada no distan demasiado de los valores que entregaría el modelo de optimización que consideraba todas las restricciones binarias de una sola vez, se han realizado una serie de simulaciones con la finalidad de determinar cuantitativamente dicho error. Es así como se ha decidido simular todos los meses de un año con hidrología media y escenario base de la CNE, desde Abril a Marzo, tanto para el caso sin unidad reversible, como para el caso con unidad reversible.

Como horizonte de tiempo para la simulación, se ha escogido las horas contenidas en un mes, dado que es posible obtener los resultados de las optimizaciones para el modelo que considera todas las variables binarias en sus restricciones en un tiempo prudente. Las gráficas de la figura 61 muestran las curvas de errores obtenidas:



**Figura 61** Diferencia de resultados entre metodología propuesta y modelo sin simplificaciones

## **6.1 CONCLUSIONES GENERALES**

El presente trabajo ha permitido determinar las condiciones y requerimientos que deben existir en el sistema eléctrico, desde el punto de vista de los precios de la energía, para que la utilización de una unidad de almacenamiento por bombeo en el complejo Colbún presente beneficios económicos adicionales con respecto a la situación sin unidad reversible, bajo determinadas restricciones asociadas al cumplimiento de las dotaciones de riego que tienen suscritas las centrales del complejo Colbún con los regantes. La metodología planteada ha permitido cuantificar dichos beneficios para dos escenarios de capacidad instalada y para tres hidrologías consideradas de interés para el análisis realizado. El modelo realizado considera como datos de entrada tanto las señales de precio (costos marginales del sistema eléctrico para el horizonte de un año) como los caudales afluentes a las centrales y embalses del complejo. La decisión de modelar el complejo como un tomador de precio se justifica bajo el hecho de que la capacidad (potencia) de la unidad de almacenamiento por bombeo es marginal con respecto a la capacidad instalada total del sistema y se ha asumido que el impacto a los precios del sistema es despreciable. Como las señales de precio son determinantes al momento de si el modelo debe optar por almacenar energía mediante el bombeo, se ha realizado también un análisis de cuanto afecta a la operación de la unidad reversible cuando dicha unidad está inmersa en un escenario con mayor penetración eólica o mayor penetración solar, análisis de interés al momento de tomar una decisión de invertir en un proyecto de estas características.

El modelo de optimización inicial del complejo Colbún contenía una considerable cantidad de restricciones del tipo binaria, con lo que el tiempo y el esfuerzo requerido para encontrar una solución a la optimización eran prohibitivos para realizar cualquier tipo de análisis. Por lo anterior, se propuso una novedosa “metodología jerárquica en dos niveles”, la cual permitió obtener resultados con errores y tiempos aceptables. La metodología permite aproximar por funciones continuas convexas a aquellas restricciones que estaban caracterizadas por variables binarias, para posteriormente asignar o predefinir dichas variables binarias, y reducir el número de variables de decisión de este tipo en el problema de optimización. La metodología se probó tanto para el caso sin modelación de unidad reversible, como también para el caso con unidad reversible, para todos los meses del año, y se contrastaron los resultados con los obtenidos con el modelo que consideraba todas las restricciones binarias. Los errores obtenidos son aceptables para ambas configuraciones, permitiendo así obtener los resultados en tiempo prudente y realizar los análisis respectivos.

Con el modelo desarrollado se ha podido concluir que la utilización de una unidad de almacenamiento por bombeo en el complejo Colbún permite que los ingresos percibidos por generación de energía sean superiores con respecto a la situación en la cual no se considera la operación de dicha unidad, es decir, en la

configuración actual de centrales convencionales de embalse y centrales de pasada.

Adicionalmente, al considerar las restricciones asociadas a dotaciones de riego que deben cumplir las centrales del complejo conforme a los acuerdos suscritos con regantes, el aumento de ingresos percibidos por generación de energía al utilizar una unidad reversible en el complejo Colbún es aún mayor en presencia de estas restricciones versus la situación en la cual no estuvieran presentes dichas restricciones. Es decir, es aún más atractiva la utilización de una central de almacenamiento por bombeo en la situación en que existan restricciones que limiten la libre disposición de los recursos hídricos para generación de energía en los embalses. Esta situación es posible dado que las restricciones de riego producen una mayor disminución de los ingresos en la operación del complejo sin unidad reversible, y puede entenderse también a partir del hecho de que el embalse que debe cumplir con las restricciones de riego aguas abajo (embalse Machicura), posee capacidad suficiente para cumplir con dichas restricciones y para permitir el bombeo de agua desde el embalse inferior al embalse superior (embalse Colbún) en las horas valle de menor costo marginal, para generar dicha energía almacenada, en las horas punta de mayor costo marginal del sistema. La conclusión planteada es válida tanto para las tres hidrologías escogidas (hidrología seca, media y húmeda) como también para los escenarios considerados en la optimización: escenario base que considera la capacidad instalada al año 2030 en los informes ITD de la CNE, y un escenario de expansión solar que considera que el 25% de la capacidad total instalada del sistema sea en base a tecnología solar fotovoltaica. Si bien las restricciones de riego siempre estarán presentes, se decidió estudiar el caso sin restricciones por dos razones: (1) demostrar que las restricciones de riego aumentan el valor de la conversión junto con un desarrollo de la matriz más renovable y (2) demostrar que es importante considerar el detalle de los convenios de riego en la evaluación (que muchas veces se desprecian).

Si bien se ha podido determinar que existen beneficios adicionales asociados a la utilización de una unidad reversible en el complejo Colbún, dichos beneficios varían dependiendo de la penetración solar o eólica que exista en el sistema eléctrico, teniendo un comportamiento distinto para ambos tipos de penetraciones. En el caso de la tecnología solar fotovoltaica, y en la medida que exista una mayor penetración de este tipo de tecnología en el sistema eléctrico, la diferencia de ingresos por la utilización de una unidad de almacenamiento por bombeo se verá incrementada. Este comportamiento puede explicarse por el hecho de que el aumento de la penetración solar fotovoltaica en el sistema eléctrico disminuye los costos marginales en horario valle, dado que el recurso solar está disponible en mayor cantidad en dichas horas, por lo que se incentiva el almacenamiento de energía por bombeo puesto que tendrá un menor costo. Al disponer de una mayor cantidad de energía bombeada, mayor cantidad de energía puede generarse en las horas punta, por lo que existirán mayores ingresos. La disminución del costo de la energía bombeada y una mayor cantidad disponible de energía para ser generada en punta, permiten que la diferencia de ingresos sea creciente en la medida que exista una mayor penetración solar.

En el caso de la tecnología eólica, la diferencia de ingresos por la utilización de una unidad reversible exhibe un comportamiento disímil con respecto al caso de

penetración solar. La diferencia de ingresos experimenta un descenso en una primera parte, para después tener un crecimiento sostenido, de lo que se concluye que una mayor penetración eólica en el sistema no es del todo favorable, siendo más favorable una expansión solar del sistema eléctrico. El comportamiento de la curva tiene una explicación en cómo afecta la penetración eólica en el número de horas con costo marginal punta o valle que sean incentivo para el bombeo de energía. En los primeros escenarios, una mayor penetración eólica permite fundamentalmente una disminución de la participación en las horas punta de tecnologías con costo variable de generación relativamente alto, como lo es una central a gas. Lo anterior determina que exista un menor número de horas en las cuales exista incentivo para bombear agua para utilizarla en las horas punta del sistema, y por lo tanto, disminuirá la energía a generar. Es por esto que la diferencia de ingresos disminuirá a sus valores mínimos. En la medida que siga aumentando la penetración eólica, no sólo los costos marginales de las hora punta se verán afectados, más aún, los costos marginales de las horas valle serán los más afectados, de modo que se comienza a reemplazar a las centrales que marginaban previo a la mayor penetración eólica, reemplazando así a las centrales de carbón por centrales eólicas. Lo anterior, es un incentivo para aumentar la energía bombeada, por lo que se dispondrá de una mayor cantidad de energía para generar en horas punta y así aumentar la diferencia de ingresos. El aumento de la diferencia de ingresos no es similar a los primeros escenarios, puesto que el aumento de la penetración eólica afecta también a los costos marginales de las horas punta, y por lo tanto, a los ingresos percibidos por generación de energía.

Los resultados obtenidos muestran que la diferencia de ingresos producto de la utilización de una unidad reversible en el complejo Colbún es más favorable en la condición de hidrología seca del sistema, en todos los escenarios de penetración solar y en la mayoría de los escenarios de penetración eólica. Si bien, existe una menor disponibilidad del recurso hídrico para ser bombeado, el precio al cual se paga la energía generada es mayor que en el caso de la hidrología húmeda o media, obteniendo mayores ingresos y así aumentando dicha diferencia. Existe una singularidad en esta tendencia en los últimos escenarios de penetración eólica, en donde la diferencia de ingresos por la utilización de una unidad reversible es mayor en una condición de hidrología húmeda que en hidrología seca. Lo anterior, es atribuible al hecho de que una mayor penetración eólica tiene un mayor impacto en los costos marginales de las horas valle, incrementando la cantidad de energía bombeada y por lo tanto, aumentando la diferencia de ingresos en favor de la hidrología húmeda.

Los resultados en términos de la evaluación económica muestran que si bien, existen beneficios asociados que podrían ser aprovechados por las centrales de bombeo, la remuneración por el solo hecho de la venta de energía no hace económicamente rentable este proyecto, debiendo considerarse otras vías de remuneración como servicios complementarios o pagos por capacidad, tal como ocurre en otros mercados (ver, por ejemplo, caso del Reino Unido donde los servicios complementarios justifican más del 50% de los ingresos de un equipo de almacenamiento [27]), en donde se reconocen los beneficios que entregan este tipo de centrales a las redes eléctricas en las cuales operan.

## 6.2 TRABAJO FUTURO

Las recomendaciones para un trabajo futuro pasan fundamentalmente por mejoras al modelo de optimización, de forma de incorporar mayores detalles que permitan obtener una solución que considere una mayor cantidad de factores que podrían afectar a los resultados aquí obtenidos. Un listado de recomendaciones se detalla a continuación:

- Incorporación de una mayor cantidad de hidrologías tanto para el modelo de despacho uninodal para la obtención de costos marginales como para el modelo de optimización del complejo Colbún, para observar con mayor detalle la variación de la diferencia de ingresos al utilizar una unidad de almacenamiento por bombeo.
- Modificación del modelo de forma que permita evaluar la operación del complejo Colbún en el largo plazo, más allá de la evaluación anual que se realiza en este trabajo.
- Incorporación al modelo de optimización de otras fuentes posibles de ingresos contempladas en la normativa del sistema eléctrico chileno adicionales a la generación de energía, tales como potencia firme y servicios complementarios.
- Modificación de afluentes de entrada a las centrales y embalses del complejo Colbún, de forma de dar cuenta de la variabilidad de los afluentes en forma horaria y del impacto que produce los caudales turbinados por las centrales aguas arriba en la operación del embalse Colbún.
- Búsqueda de formas alternativas de gestionar las dotaciones de riego, puesto que en este trabajo se ha utilizado un supuesto de cumplimiento horario, lo que se presume es una condición bastante restrictiva.
- Realización de sensibilidades de acuerdo a las características técnicas de la unidad de almacenamiento por bombeo propuesta por Colbun, con el objetivo de determinar el efecto que tiene en los ingresos al variar, por ejemplo, la potencia de la central o bien, la capacidad del embalse inferior (Machicura), entre otros elementos.

- [1] Comisión Nacional de Energía CNE, «Reporte Mensual del Sector Energético,» Santiago, Octubre 2015.
- [2] Ministerio de Energía, «Agenda de Energía,» Santiago, Mayo 2014.
- [3] R. E. Jiménez Pérez, «Estudio de los factores técnicos y económicos que condicionan la instalación de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo. Evaluación conceptual de su aplicación en Chile.,» Memoria para optar al título de ingeniero civil, FCFM - UCH, Santiago, 2012.
- [4] I. J. Núñez Fuentes, «Almacenamiento de energía por bombeo (hydro-pumped storage) en el marco regulatorio chileno.,» Memoria para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, PUC, Santiago, 2014.
- [5] Argonne National Laboratory, «Modeling and Analysis of Value of Advanced Pumped Storage Hydropower in the United States,» U.S. Department of Energy (DOE), Tennessee, 2014.
- [6] Argonne National Laboratory, «Pumped Storage Hydropower: Benefits for Grid Reliability and Integration of Variable Renewable Energy,» U.S. Department of Energy (DOE), Tennessee, 2014.
- [7] Alstom Power , «Alstom supplies generators for pumped-storage power station Obervermuntwerk II in Austria,» [En línea]. Available: <http://www.alstom.com/press-centre/2014/3/alstom-supplies-generators-for-pumped-storage-power-station-obervermuntwerk-ii-in-austria/>. [Último acceso: 5 Marzo 2015].
- [8] IEC, «Electrical Energy Storage - White Paper,» 2011.
- [9] EPRI, «Electricity Energy Storage Technology Options,» 2010.
- [10] State Utility Forecasting Group , «Utility Scale Energy Storage Systems: Benefits, Applications, and Technologies,» 2013.
- [11] DOE Global Energy Storage Database, [En línea]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/>. [Último acceso: 5 2015 Marzo ].
- [12] «International Energy Statistics IEA,» [En línea]. Available: <http://www.eia.gov>. [Último acceso: 5 Marzo 2015].
- [13] Idaho National Laboratory - DOE, U.S., «Assessment of Opportunities for New United States Pumped Storage Hydroelectric Plants Using Existing Water Features as,» 2014.
- [14] JRC - EU, «Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage,» 2013.

- [15] Valhalla Energía, «Capítulo 1: Descripción de Proyecto EIA Espejo de Tarapacá,» Santiago, 2014.
- [16] Valhalla Energía, «Espejo de Tarapacá,» [En línea]. Available: <http://valhallaenergia.com/#bienvenida>. [Último acceso: 5 Marzo 2015].
- [17] SEIA , «Servicio de Evaluacion Ambiental - Proyecto Espejo de Tarapacá,» [En línea]. Available: [http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id\\_expediente=2129687968](http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2129687968). [Último acceso: 5 Marzo 2015].
- [18] Sandia National Laboratories - DOE U.S., «Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Grid,» 2010.
- [19] Sandia National Laboratories DOE - U.S., «DOE/EPRI 2013 Electricity Storage: Handbook in Collaboration with NRECA,» 2013.
- [20] NHA's Pumped Storage Development Council, «Challenges and Opportunities For New Pumped Storage Development,» 2014.
- [21] EPRI, «Quantifying the Value of Hydropower in the Electric Grid,» 2013.
- [22] THINK European University Institute, «Topic 8 - Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU,» 2012.
- [23] N. Cáceres, «Aplicaciones de la Representación Pseudo-Espectral de Chebyshev a la Modelación y Operación de Sistemas Energéticos,» Memoria para Optar el Título de Ingeniero Civil Eléctrico, Santiago, Diciembre 2014.
- [24] Colbun S.A., «Modelo de Programación de Largo Plazo (PLP)».
- [25] C. R. Vigh, «Influencia del Almacenamiento Térmico en el Desempeño de una Planta Termosolar para la Generación de Electricidad,» Memoria para Optar el Título de Ingeniero Civil Electricista, Santiago, 2012.
- [26] Sandia National Laboratories, «DOE Global Energy Storage Database,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/>. [Último acceso: 8 Febrero 2015].
- [27] R. Moreno, R. Moreira y G. Strbac, «A MILP model for optimising multi-service portfolios of distributed energy storage,» Applied Energy - Elsevier, 2014.
- [28] M. Gimeno-Gutierrez y R. Lacal-Aránzategui, «Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage,» Joint Research Centre EU, The Netherlands, 2013.
- [29] N. Lannen, «New Pumped Storage Proposals,» SSE Renewables.
- [30] Jaeger Bau GmbH, «Samina Pumped Storage Scheme,» 2009. [En línea]. Available: <http://www.jaegerbau.com/en/underground-construction/hydropower-plants/reference-projects/samina-pumped-storage-scheme/>. [Último acceso: 8 Febrero 2014].

- [31] U.S. Department of Energy, «U.S. Energy Information Administration,» [En línea]. Available: <http://www.eia.gov/>. [Último acceso: 8 Febrero 2015].
- [32] Ministerio de Energía, «DS N°130 Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC),» *Diario Oficial de la República de Chile*, 31 Diciembre 2012.
- [33] PUC - Chile, «Implementación del mercado de servicios complementarios,» [En línea]. Available: <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno13/sscc/inicio.htm>. [Último acceso: 5 Marzo 2015].
- [34] NHA - Pumped Storage Development Council, «Challenges and Opportunities For New Pumped Storage Development».
- [35] Giovanna Cavazzini – Juan Ignacio Pérez-Díaz, «TECHNOLOGICAL DEVELOPMENTS FOR PUMPEDHYDRO ENERGY STORAGE,» JOINT PROGRAMME ON ENERGY STORAGE.
- [36] C. Mataix, «Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas,» Ediciones del Castillo , Madrid, 1986.
- [37] A. L. Orille, «Centrales Eléctricas,» Ediciones UPC, Barcelona, 1997.
- [38] S. K. L. S.R.Mohanrajan, «A Study of Motor - Generator Topologies for Pumped Storage Applications».
- [39] «Hydroworld - Pumped Storage,» [En línea]. Available: [http://www.hydroworld.com/content/dam/etc/medialib/new-lib/hydroreview/print-articles/volume-30/issue-2/50751.res/\\_jcr\\_content/renditions/pennwell.web.450.218.gif](http://www.hydroworld.com/content/dam/etc/medialib/new-lib/hydroreview/print-articles/volume-30/issue-2/50751.res/_jcr_content/renditions/pennwell.web.450.218.gif). [Último acceso: 5 Marzo 2015].
- [40] «Energy Storage - Pumped Storage,» [En línea]. Available: [http://energystorage.org/system/files/attachments/subsurface\\_pumped1.jpg](http://energystorage.org/system/files/attachments/subsurface_pumped1.jpg).
- [41] «DINORWIG POWER STATION,» [En línea]. Available: <http://www.fhc.co.uk/dinorwig.htm>. [Último acceso: 5 Marzo 2015].
- [42] «Pumped Storage Plants,» [En línea]. Available: <http://image.slidesharecdn.com/88745550-hydro-power-plant-130424060803-phpapp02/95/88745550-hydropowerplant-18-638.jpg?cb=1366801738>. [Último acceso: 5 Marzo 2015].
- [43] Amazonanews, «Schoalhaven Scheme - Pumped Storage,» [En línea]. Available: [https://s3.amazonaws.com/ese-prod/uploads/project/image\\_1/339/Shoalhaven\\_Scheme.jpg](https://s3.amazonaws.com/ese-prod/uploads/project/image_1/339/Shoalhaven_Scheme.jpg).
- [44] First Energy Co., «Seneca Pumped Storage Plant,» [En línea]. Available: <http://www.rtoinsider.com/wp-content/uploads/2013/09/Seneca-Pump-hydro-plant-Warren-PA-Source-FirstEnergy-Corp..png>. [Último acceso: 5 Marzo 2015].
- [45] «Okinawa Pumped Storage Plant,» [En línea]. Available: <http://seawaterpower.com/images/okinawatwo.jpg>. [Último acceso: 5 Marzo 2015].



- [46] Store Project - EU, «Report summarizing the current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies,» 2012.
- [47] SSE Renewables, «New Proposals Pumped Storage: Sloy Hydropower Plant,» 2011.
- [48] JaegerBau, «Samina Project,» 2014.
- [49] DOE U.S., «Grid Energy Storage,» 2013.