



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

**ANÁLISIS PRELIMINAR DE LA CONVERSIÓN DE UNA CENTRAL  
HIDROELÉCTRICA CONVENCIONAL EN UNA DE BOMBEO. CASO CENTRAL  
CHAPIQUIÑA, REGIÓN DE ARICA Y PARINACOTA, CHILE**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL**

ANDRÉS CAMILO ULLOA ALVARADO

PROFESOR GUÍA:  
MARCELO OLIVARES ALVEAL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
RODRIGO PALMA BEHNKE  
JAMES MCPHEE TORRES

SANTIAGO DE CHILE  
2016

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE: Ingeniero Civil  
POR: Andrés Camilo Ulloa Alvarado  
FECHA: Diciembre 2016  
PROFESOR GUÍA: Marcelo Olivares Alveal

## **ANÁLISIS PRELIMINAR DE LA CONVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CONVENCIONAL EN UNA DE BOMBEO. CASO CENTRAL CHAPIQUIÑA, REGIÓN DE ARICA Y PARINACOTA, CHILE**

Uno de los mayores desafíos del país durante los próximos 20 años será la necesidad de contar con recursos energéticos suficientes, competitivos y amigables con el medio ambiente. Es por ello que en el último tiempo se han centrado muchos esfuerzos en lograr flexibilizar el sistema, y una de las alternativas que aparece con fuerza es el almacenamiento de energía. La estrategia nacional de energía (Minenergía, 2013) establece seis pilares fundamentales, entre los que se encuentran el crecimiento con eficiencia energética y el fomento a las energías renovables, de manera de lograr mayor seguridad en el abastecimiento, un menor costo de energía y finalmente la generación de energía limpia. En este trabajo se analiza, a nivel de prefactibilidad, la conversión de la Central Hidroeléctrica Chapiquiña en una central de acumulación por bombeo. Para ello se estudiará el sistema energético de Arica, de manera de establecer la operación óptima del sistema para abastecer la demanda energética al menor costo posible.

La metodología propuesta consiste en generar diversas configuraciones físicas factibles para la conversión de la Central Chapiquiña en una central de acumulación por bombeo. Para ello se identificaron las principales restricciones para su ampliación, siendo estas la capacidad de aprovechamiento de las instalaciones existentes y las restricciones en el uso de los afluentes a la central, que pertenecen a derechos de agua de los regantes del Valle de Azapa. Luego mediante un modelo de optimización, se busca obtener la operación óptima de cada una de estas configuraciones. Finalmente, se analiza cuál de estas configuraciones genera mayor beneficio para el sistema eléctrico, en términos de minimización de costos de generación. Esta metodología se aplica para diferentes escenarios de penetración de energía solar en el sistema eléctrico.

Además, se compara la operación óptima desde el punto de vista del sistema (minimización de costos de generación), con la operación óptima desde el punto de vista del propietario (maximización de ingresos por venta de energía), de manera de establecer si existen diferencias que perjudiquen al sistema o al propietario.

Los resultados indican que, para niveles de energía solar instalada menores a 50 (MW), la configuración que logra minimizar los costos de generación del sistema es la configuración P8, logrando reducir los costos en un 6,8% para una potencia solar instalada de 2 (MW) y un 8,7% para una potencia solar instalada de 50 (MW).

En caso de que la energía solar instalada sea mayor a 50 (MW), la configuración que logra minimizar los costos de generación del sistema es la configuración Francis, la cual logra reducir los costos de generación en un 18,8%.

# AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, me gustaría agradecer a mis padres por su enorme apoyo. Han sido mi principal ejemplo a seguir tanto en lo profesional como en lo personal, su experiencia y consejos fueron imprescindibles para conseguir todo lo que logrado. También agradezco a mis hermanos Angela, Oscar, Javier y Diego por estar siempre junto a mí, los quiero mucho.

No podría dejar de mencionar a todos los amigos que conocí durante estos años. En especial a Sereno, Caicha, Alan, Nacho, Penmann, Chicoca, Rey, CM, Juanito y Walter que definitivamente lograron hacer de esta etapa la mejor parte de mi vida. Les agradezco infinito por todos los recuerdos alegres que me dejaron y que de seguro seguiremos teniendo. También agradecerle a todos los del tercero, a la Jacque, a la tía Isabel y a la 339 por hacer de esta última etapa lo más amigable posible.

Quiero agradecer a la Universidad de Chile, por todo lo que me ha entregado, a los profesores del Departamento de Hidráulica, por su compromiso con los estudiantes. A los profesores de mi comisión; Marcelo Olivares, Rodrigo Palma y James McPhee por su disposición a ayudarme siempre que lo necesité.

También agradezco al Centro de Energía de la Universidad de Chile por permitirme participar de este estudio y por financiar parcialmente este trabajo. Además, agradecer a ENGIE ENERGÍA CHILE S.A quienes me facilitaron la información y herramientas necesarias para poder realizar mi trabajo. Aprovecho también de agradecer a Juan Squadritto, Ricardo Repenning, Andrés Inzunza y Fernando Harambour por darme parte de su tiempo para resolver mis dudas.

Finalmente, agradecer a Catita Paz. Sin ti nada de esto habría sido posible, me has acompañado desde mi primer día de clases hasta hoy, siempre con alegría y entregándome mucho amor. Estoy muy feliz de lo que hemos construido y seguiremos construyendo juntos, muchísimas gracias por todo.

# TABLA DE CONTENIDO

1	Introducción .....	1
1.1	Objetivos .....	2
1.2	Organización del informe .....	3
2	Antecedentes sobre Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo.....	4
2.1	Características generales.....	4
2.2	Clasificación .....	5
2.2.1	Clasificación según ubicación del reservorio inferior .....	5
2.2.2	Clasificación según USACE .....	7
2.2.3	Clasificación según configuración del equipo electromecánico .....	7
2.3	Usos y beneficios de las CHAB.....	9
2.3.1	Nivelación de carga .....	9
2.3.2	Aplicación con ERNC .....	10
2.4	Factores técnicos y económicos que condicionan la implementación de una CHAB .....	12
2.4.1	Factores generales asociados al sistema eléctrico.....	12
2.4.2	Factores relacionados con el emplazamiento de la central .....	13
2.4.3	Factores asociados al diseño de la central .....	14
2.4.4	Factores económicos asociados al sistema eléctrico .....	15
3	Antecedentes caso de estudio .....	16
3.1	Central Hidroeléctrica Chapiquiña.....	16
3.2	Descripción de las principales obras civiles .....	18
3.2.1	Obras de Captación.....	18
3.2.2	Obras de aducción.....	19
3.2.3	Chimenea de equilibrio .....	20
3.2.4	Tubería en presión (Penstock).....	21
3.2.5	Casa de máquinas.....	22
3.2.6	Embalse de regulación de riego .....	23
3.2.7	Caudales afluentes .....	24
3.3	Sistema eléctrico .....	25
3.4	Identificación del sistema eléctrico semiaislado .....	27
3.4.1	Central Hidroeléctrica Chapiquiña .....	29
3.4.2	Planta Solar El Águila .....	29
3.4.3	Central Diésel Arica .....	31
3.4.4	Demanda de Arica .....	31

3.4.5	Demanda Local.....	32
3.4.6	SING al sur de Arica .....	33
3.5	Análisis de los factores que condicionan la conversión de la Central Chapiquiña en una CHAB .....	35
3.5.1	Análisis de los factores asociados al sistema eléctrico.....	35
3.5.2	Análisis de los factores asociados a la Central Chapiquiña.....	38
3.5.3	Análisis de los factores asociados al diseño de la Central Chapiquiña como CHAB.....	38
4	Alternativas y modelación de la Central Hidroeléctrica Chapiquiña como CHAB ....	41
4.1	Ampliación de la Central Chapiquiña como CHAB.....	41
4.1.1	Central Chapiquiña con turbina Francis.....	41
4.1.2	Central Chapiquiña con turbina Pelton .....	42
4.2	Formulación de los modelos de optimización.....	43
4.2.1	Modelo actual .....	44
4.2.2	Determinación de parámetros .....	46
4.2.3	Modelo de minimización de costos con turbina Francis.....	49
4.2.4	Modelo de minimización de costos con turbina Pelton .....	50
4.2.5	Modelo de maximización de ingresos de la central .....	51
4.3	Aumento de penetración de energía solar en el sistema .....	52
5	Resultados modelos de optimización .....	53
5.1	Resultados modelo actual .....	53
5.2	Resultados modelos de minimización de costos del sistema.....	54
5.2.1	Costo del sistema .....	54
5.2.2	Operación de la central.....	55
5.2.3	Beneficio del sistema de bombeo .....	59
5.3	Resultados modelo de maximización de ingresos de la Central Chapiquiña ....	60
5.3.1	Ingresos Central Chapiquiña .....	60
5.3.2	Operación de la central.....	61
5.3.3	Comparación de modelos.....	65
5.4	Resultados aumento de penetración de energía solar en el sistema.....	67
5.4.1	Modelo actual .....	67
5.4.2	Central Chapiquiña como CHAB .....	68
6	Conclusiones .....	76
	Bibliografía .....	79

# 1 INTRODUCCIÓN

Uno de los mayores desafíos del país durante los próximos 20 años será la necesidad de contar con recursos energéticos suficientes, competitivos y amigables con el medio ambiente. Para ello se debe facilitar el ingreso de ERNC al sistema eléctrico y una de las alternativas que aparece con fuerza es el almacenamiento de energía. A octubre de 2015, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) cuenta con una capacidad instalada de 4794 (MW), constituido en un 96% por centrales térmicas a carbón, diésel y gas natural (CDEC-SING,2015). Por otro lado, la estrategia nacional de energía (Minenergía, 2013) establece seis pilares fundamentales, entre los que se encuentran el crecimiento con eficiencia energética y el fomento a las energías renovables, de manera de lograr mayor seguridad en el abastecimiento, un menor costo de energía y finalmente la generación de energía limpia.

Actualmente, la radiación en el norte de Chile se estima en 7 a 7,5 (kWh/m<sup>2</sup>), siendo la más alta radiación a nivel mundial (Central energía, 2010), pero aun así no se ha logrado masificar el uso de centrales solares. Esto se debe en gran medida a la incapacidad de estos sistemas de generar energía durante todo el día. La implementación de tecnologías que permitan almacenar energía es uno de los temas más relevantes en países donde se busca aumentar la diversificación de fuentes de energía y de mejoramiento de seguridad del sistema eléctrico (Jiménez, 2012).

En Chile no se ha logrado masificar el uso de tecnologías que permitan almacenar energía, a diferencia de países como Japón, en que las Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo (CHAB) representan cerca de un 9% de la potencia instalada total del país (Jiménez, 2012). Actualmente sólo existen soluciones mediante baterías (SING) y mediante la acumulación de agua en embalses estacionales o interanuales (SIC). Esto obliga a mantener un equilibrio constante entre generación y demanda eléctrica, lo que genera deficiencias en la operación de la matriz debido a las fluctuaciones rápidas, tanto en la demanda como en la generación eléctrica, que se generan durante el día.

Entre las alternativas de almacenamiento de energía existentes, las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo son las más utilizadas alrededor del mundo (EPRI, 2010). Estas centrales permiten almacenar energía mediante el bombeo de agua desde un embalse inferior a otro superior, para luego turbinarlo desde el embalse superior al inferior, cuando la demanda eléctrica es mayor o cuando las centrales de generación intermitente no son capaces de dar continuidad.

El presente trabajo pretende generar y evaluar preliminarmente alternativas que permitan convertir la Central Hidroeléctrica Chapiquiña en una CHAB, analizando diversas configuraciones y su comportamiento frente a un aumento en la penetración de energía solar en el sistema eléctrico semiaislado de Arica. Para ello se analizará la operación óptima de la Central Chapiquiña como CHAB, en términos de costos de generación del sistema y de ingresos por venta de energía, durante 12 semanas.

## **1.1 Objetivos**

### **1.1.1. Objetivo general**

La presente memoria tiene como objetivo principal analizar la conversión de la Central Hidroeléctrica Chapiquiña en una central de acumulación por bombeo, con el fin de minimizar los costos de generación del sistema eléctrico semiaislado de Arica, considerando un aumento en la penetración de energía solar en el sistema.

### **1.1.2. Objetivos específicos**

Los objetivos específicos desarrollados en la presente memoria son los siguientes:

- Identificar y definir un sistema eléctrico semiaislado que incorpore a los diversos generadores y clientes de la zona de Arica.
- Definir a nivel preliminar diversas configuraciones de una central de bombeo a partir de la Central Chapiquiña existente.
- Identificar la operación óptima del sistema en términos de costos de generación, y la configuración que los minimiza.
- Comparar la operación óptima de la central desde el punto de vista del sistema eléctrico con el punto de vista del propietario.

## **1.2 Organización del informe**

En el Capítulo 2 se presentan las principales características de las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo con el objetivo conocer sus usos y los beneficios que entregan. Finalmente se identifican los principales factores que condicionan la implementación de una CHAB.

El Capítulo 3 describe las principales características de la Central Hidroeléctrica Chapiquiña y se plantea el sistema eléctrico semiaislado al cual se conecta la central, identificando los actores que pertenecen a este sistema y sus características. Luego se analizan los factores identificados en el Capítulo 2 y las principales restricciones para convertir la Central Chapiquiña en una CHAB.

En el Capítulo 4 se presentan las configuraciones propuestas para transformar la Central Chapiquiña en una CHAB, se plantean los modelos de optimización utilizados para obtener la operación óptima de la central y finalmente se describen los escenarios de aumento en la penetración de energía solar en el sistema.

En el Capítulo 5 se presentan los resultados obtenidos para cada uno de los modelos de optimización planteados, aplicados a cada una de las configuraciones propuestas de conversión de la Central Chapiquiña.

Finalmente, el Capítulo 6 se entregan las conclusiones del trabajo, referentes a los resultados obtenidos.

## 2 ANTECEDENTES SOBRE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE ACUMULACIÓN POR BOMBEO

### 2.1 Características generales

Las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo son una variación de las centrales hidroeléctricas convencionales, que permiten no sólo generar energía, sino que además son capaces de almacenar la energía generada en un sistema eléctrico. La energía se almacena como energía potencial del agua que es elevada mediante una bomba desde un embalse inferior a un embalse superior. Para realizar esto las bombas consumen energía desde el sistema eléctrico, de manera que cuando se desea utilizar la energía almacenada, se libera el agua desde el embalse superior, pasando por una turbina, hacia el embalse inferior. La Figura 1 muestra un esquema típico de las instalaciones en una CHAB, donde se identifican los embalses, las obras de conducción (túneles y tuberías) y la casa de máquinas, entre otros.

El bombeo ocurre típicamente durante los periodos de baja demanda eléctrica y por ende bajos precios de la energía, mientras que la generación ocurre durante los periodos de alta demanda eléctrica y, por lo tanto, altos precios de energía. Generalmente los ciclos de operación de una CHAB son diarios, pero es posible utilizar ciclos semanales e incluso estacionales (Deane et al, 2009).

Las CHAB se caracterizan por ser centrales de larga vida útil, entre 50-100 años como toda central hidroeléctrica, alto costo de capital, bajo costo de operación y mantención, y eficiencias de generación que varían entre un 70-80%. El costo depende fuertemente de la ubicación de la central, variando desde 600-3000 (\$EU/kW) (Deane et al, 2009). En general, el mayor ingreso de las CHAB proviene de la venta de energía, y para que estos proyectos sean rentables, la variación de precios entre horario valle y peak debe ser de al menos 25-30% para compensar las pérdidas de energía, de manera de recuperar el costo de bombear agua.

Figura 1. Esquema de una CHAB.



Fuente: <http://www.unesa.es>

## 2.2 Clasificación

Existen tres maneras de clasificar las centrales de acumulación por bombeo. La primera se realiza según la ubicación de los reservorios, la segunda es la clasificación realizada por la USACE (United States Army Corps of Engineers) en base a los afluentes de agua del reservorio superior y la tercera se realiza según la configuración de los equipos electromecánicos de la central.

### 2.2.1 Clasificación según ubicación del reservorio inferior

Según esta clasificación existen tres ubicaciones para el reservorio inferior.

- a) **CHAB convencional:** Este tipo de CHAB se caracterizan porque el reservorio inferior se ubica sobre la superficie terrestre, pudiendo ser un embalse, un lago e incluso un río. La casa de máquinas y el circuito hidráulico pueden ser tanto superficiales como subterráneos. La Figura 2 muestra una CHAB convencional, con un reservorio superior artificial y una casa de máquinas superficial.

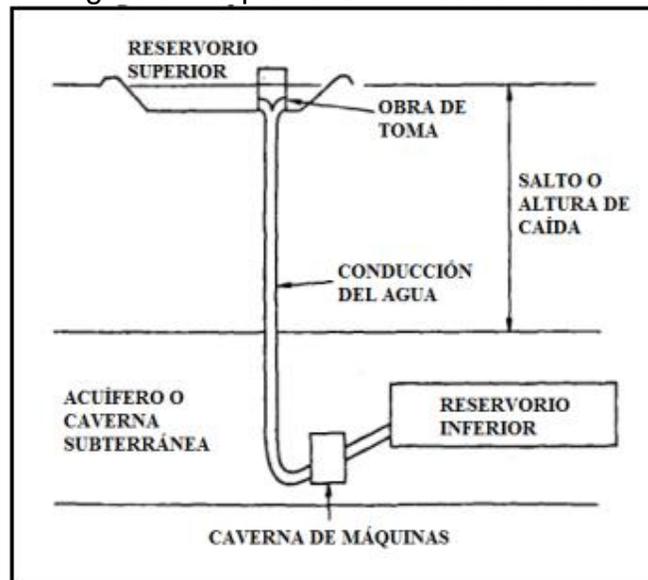
Figura 2. Rocky Mountain Pumped Storage Hydroelectric Plant.



Fuente: <http://canarysystems.com/portfolio-item/rocky-mountain-pumped-storage-hydroelectric-plant/>.

- b) **CHAB subterránea:** El reservorio inferior puede ser un acuífero natural como también una serie de cavernas excavadas, por ejemplo, depósitos mineros abandonados. Debido a la ubicación de éste depósito, el circuito hidráulico debe ir bajo tierra y se debe construir una caverna de máquinas. La Figura 3 presenta un esquema típico de una CHAB subterránea, donde tanto la conducción como la casa de máquinas se encuentran bajo tierra.

Figura 3. Esquema CHAB subterránea.



Fuente: Jiménez, 2012.

- c) **CHAB con agua de mar:** El tercer grupo corresponde a las centrales que utilizan el mar como reservorio inferior. La primera central de este tipo en entrar en operación fue la central Okinawa Yanbaru sea-water pumped-storage station, ubicada en Okinawa, Japón, la cual se muestra en la Figura 4. En Chile se encuentran en licitación las obras para construir la central Espejo de Tarapacá, la que sería la primera central de acumulación por bombeo con agua de mar del país.

Figura 4. Okinawa Yanbaru sea-water pumped-storage station



Fuente: <http://blogs.worldwatch.org/revolt/pump-up-that-seawater-a-remix-to-pumped-storage-hydro/>.

## 2.2.2 Clasificación según USACE

El USACE (USACE, 1985) clasifica a las CHAB según los afluentes de agua del reservorio superior. Esta clasificación agrupa a las CHAB en dos categorías.

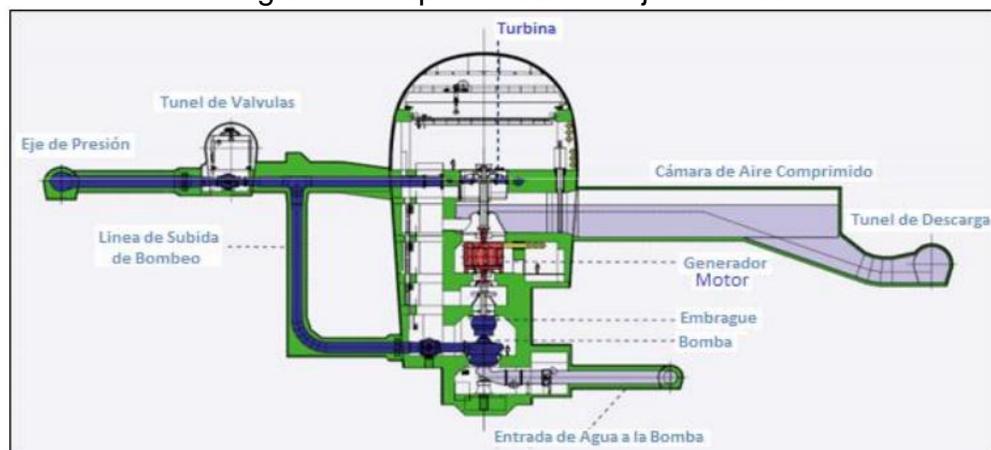
- a) **Centrales puras de acumulación:** Son centrales donde el embalse superior no recibe más aportes de agua que los que provienen del embalse inferior a través de la bomba. El embalse superior suele ser un lago artificial y el balance energético es negativo, es decir, que consume más electricidad de la que genera durante su vida útil.
- b) **Centrales mixtas de acumulación:** En las centrales mixtas el embalse superior recibe aportes de agua por medios naturales. Este tipo de centrales permite que la energía generada por la central sea mayor a la consumida para bombear a lo largo de su vida útil.

## 2.2.3 Clasificación según configuración del equipo electromecánico

Existen tres composiciones de equipos a instalar en una CHAB (Orille, 1993).

- a) **Grupo cuaternarios:** Como su nombre lo indica, están constituidos por cuatro máquinas; Alternador, turbina, bomba y motor. Debido a la cantidad de equipos, esta opción es usualmente la más cara, además utiliza un mayor espacio, por lo que la casa de máquinas debe ser más grande. Por otro lado, permite realizar mantenciones y/o cambios de cada equipo por separado, lo que podría reducir los costos de mantención de la central.
- b) **Grupos ternarios:** Están constituidos por un alternador-motor, turbina y bomba. De esta manera la máquina eléctrica es una sola y funciona como motor y generador. La ventaja de estos grupos es que tienen gran flexibilidad de funcionamiento y pueden cambiar rápidamente entre turbina a bomba y viceversa. La desventaja es que su costo es más elevado tanto en equipos como en tuberías, válvulas y accesorios. En la Figura 5 se puede ver un esquema típico de grupos ternarios.

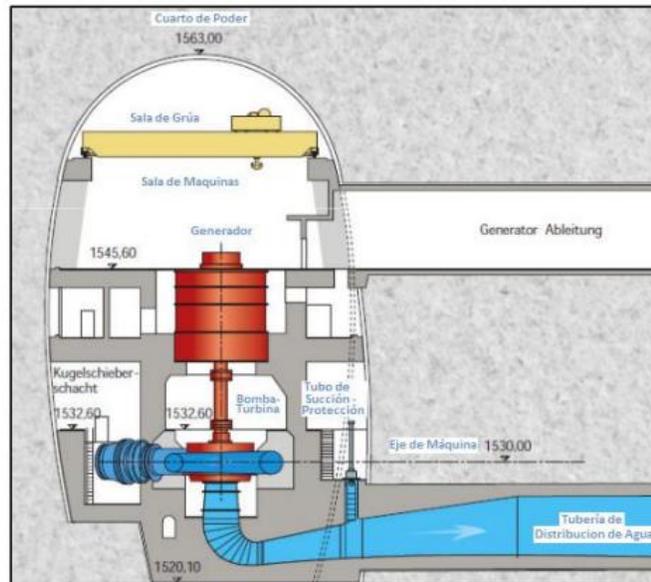
Figura 5. Grupo ternario de eje vertical.



Fuente: Cabrales, 2015.

c) **Grupos binarios:** Están formados por dos máquinas; Un alternador-motor y una turbina-bomba, la cual tiene un sentido de giro para turbinar y el otro sentido para bombear. Debido a esto, los grupos binarios presentan menores rendimientos (cerca de un 4% menor como turbina), mayor tiempo de maniobra y peligro de vibraciones. Pero a favor, presentan un menor costo de inversión en equipos e infraestructura. La Figura 6 presenta una configuración con grupo binario.

Figura 6. Grupo Binario.



Fuente: Cabrales, 2015.

## 2.3 Usos y beneficios de las CHAB

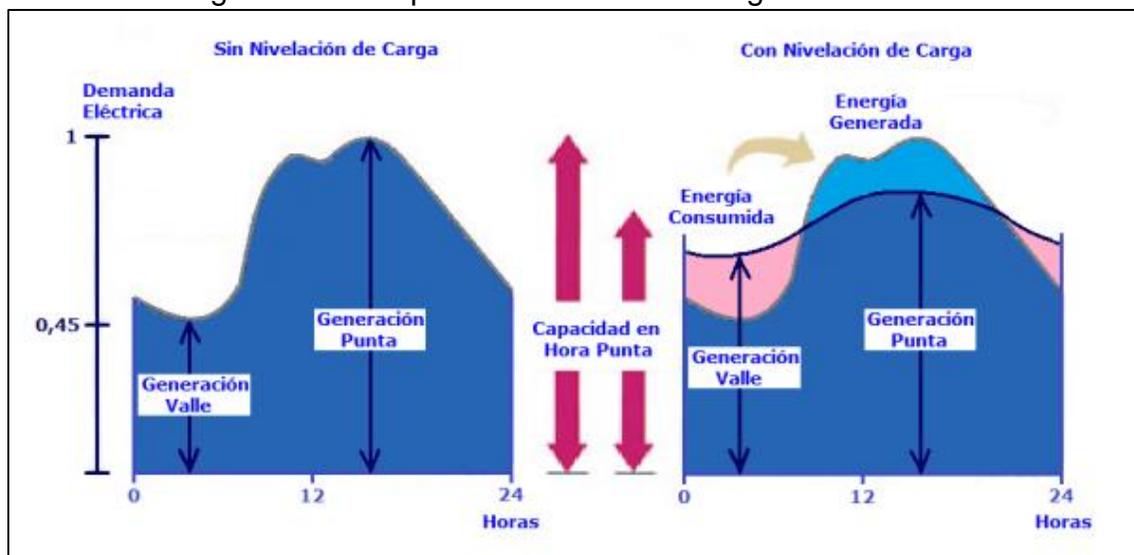
El objetivo principal de las CHAB es almacenar excedentes de energía provenientes del sistema eléctrico para ser aprovechados durante periodos de mayor demanda. En general la energía almacenada se utiliza durante los periodos en que el costo de energía es mayor, de manera de obtener mayores ingresos por venta de energía, pero además presentan una serie de beneficios asociados a otorgar mayor flexibilidad al sistema eléctrico, cumpliendo funciones de estabilidad eléctrica, integración de ERNC e incluso como solución a la congestión en la transmisión eléctrica.

### 2.3.1 Nivelación de carga

Los sistemas eléctricos están sometidos a una alta variabilidad en la demanda eléctrica. Esto genera un funcionamiento irregular del sistema, lo cual tiene efectos tanto técnicos como económicos (Orille, 1993). Además, los sistemas eléctricos han ido diversificando su matriz de generación, principalmente debido al ingreso de ERNC, lo que ha generado un aumento en la variabilidad de la generación eléctrica (Barnes & Levine, 2011). Esto obliga a las empresas generadoras a mantener instalada una potencia suficiente para satisfacer como mínimo la máxima potencia de punta diaria prevista más una cierta reserva para posibles contingencias. Todo esto genera ineficiencias tanto en las centrales convencionales, las cuales deben operar fuera de su óptimo, como en el sistema, que debe tener una potencia instalada que se encuentra ociosa la mayor parte del tiempo. Existen dos maneras típicas de resolver este problema (Orille, 1993):

- a) **Modificación de la curva de demanda:** Se busca cambiar los hábitos de consumo eléctrico mediante la aplicación de tarifas variables (castigando el precio en hora punta), de manera de evitar la concentración de consumo a determinadas horas del día. El problema es que es poco viable cuando los consumos domésticos representan un alto porcentaje del consumo eléctrico del sistema, ya que suele ser un consumo muy poco sensible a las variaciones de precio.
- b) **Modificación de la curva de carga diaria:** La segunda opción es modificar la curva de carga diaria del sistema. Esto se realiza creando una demanda artificial, la cual almacena energía durante las horas valle del sistema y luego la devuelve a la red en las horas punta. La Figura 7 presenta un esquema de modificación de la curva de carga del sistema.

Figura 7. Concepto de nivelación de carga diaria.



Fuente: Jiménez, 2012.

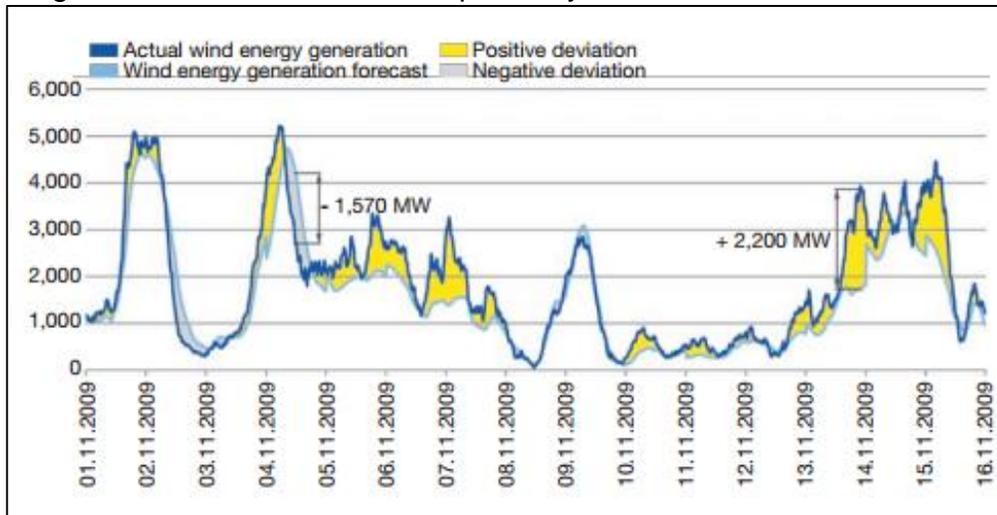
### 2.3.2 Aplicación con ERNC

Durante la última década, muchos proyectos de ERNC han ingresado a los sistemas eléctricos como respuesta a los impuestos verdes, volatilidad en los precios de combustibles y mayor aceptación social. Sin embargo, estos recursos necesitan ser respaldados con centrales de potencia firme, como lo son las centrales nucleares, termoeléctricas e hidroeléctricas convencionales. Esto ha generado no sólo mucha capacidad instalada ociosa, sino que además obliga a las centrales convencionales a operar fuera de sus rangos de eficiencia óptima, ya que deben mantener una reserva de manera de responder rápidamente a la variabilidad inherente a las ERNC.

La generación eléctrica mediante ERNC se basa principalmente en condiciones climáticas, lo cual presenta dos inconvenientes. En primer lugar, no necesariamente se ajustan a la curva de demanda del sistema y, en segundo lugar, la cantidad que generan no es predecible. La mejor manera para solucionar estos problemas es mediante sistemas de almacenamiento de energía, como son las CHAB.

En la Figura 8 se presenta la generación esperada y real en el parque eólico Vattenfall, Alemania. Se puede observar que, si bien existe una generación eléctrica esperada bastante cercana al comportamiento real, se presentan rápidas fluctuaciones, las cuales deben ser corregidas por otro tipo de centrales.

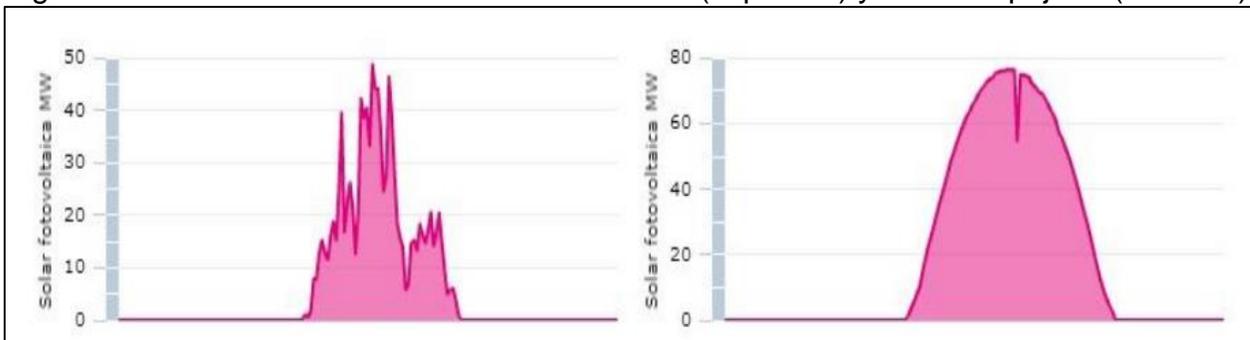
Figura 8. Generación eólica esperada y real en Vattenfall, Alemania.



Fuente: Vennemann et al, 2010.

Otra de las tecnologías de ERNC más utilizadas es la energía solar. La gran ventaja de este tipo de tecnología es que el sol es una fuente prácticamente ilimitada de energía, por lo que no hay que preocuparse de la disponibilidad del recurso a largo plazo. Al igual que las centrales eólicas, las plantas solares se ven fuertemente beneficiadas por el uso de sistemas de almacenamiento de energía, principalmente por dos razones. En primer lugar, si bien las plantas solares tienen una generación bastante menos variable que la eólica, la ocurrencia de nubes genera rápidos cambios en la generación (ver Figura 9), por lo que resulta necesario disponer de un respaldo que permita balancear la generación. En segundo lugar, la generación solar tiene un patrón diario uniforme, es decir, siempre genera en un mismo horario (durante las horas con sol), por lo que resulta muy conveniente acumular los posibles excedentes para ser utilizados durante la noche.

Figura 9. Generación fotovoltaica con nubosidad (izquierda) y cielo despejado (derecha).



Fuente: Medina, 2014.

## 2.4 Factores técnicos y económicos que condicionan la implementación de una CHAB

La implementación de una CHAB se ve condicionada por diversos factores, tanto técnicos como económicos. Estos factores se pueden clasificar en cuatro grupos, los que se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Principales factores que condicionan la implementación de una CHAB.

Factores generales asociados al sistema eléctrico	Factores relacionados con las características del emplazamiento de la central	Factores asociados al diseño de la central	Factores económicos asociados al sistema eléctrico
Existencia de excedentes de energía en la red	Carga hidráulica	Ciclo de eficiencia de la central	Diferencia de precios entre horas valle y punta
Forma de la curva de carga	Distancia horizontal entre los reservorios	Requerimientos de almacenamiento	
	Utilización de un depósito existente como reservorio inferior	Sumergencia	

Fuente: Adaptado de Jiménez, 2012.

### 2.4.1 Factores generales asociados al sistema eléctrico

Las principales características para determinar la factibilidad de este tipo de proyectos están relacionadas con el sistema eléctrico al que se desean conectar y no así, como en el caso de las centrales hidroeléctricas convencionales, a la hidrología propia del proyecto (Jiménez, 2012). Se identifican dos factores asociados al sistema eléctrico que se deben analizar para decidir si se debe instalar una CHAB y la capacidad que ésta debe tener.

- a) **Existencia de excedentes de energía:** En sistemas eléctricos donde hay una gran presencia de ERNC, principalmente solar y eólica, las cuales no siguen necesariamente la curva de demanda eléctrica, podrían existir excedentes de energía. Estos excedentes pueden ser utilizados por las CHAB de manera de aprovechar el 100% de la generación limpia del sistema.
- b) **Forma de la curva de carga:** La forma de la curva de carga determinará la disponibilidad de horas para bombear y de horas para generar energía, lo cual definirá el ciclo de operación de la central, el cuál puede ser diario, semanal o estacional.

## 2.4.2 Factores relacionados con el emplazamiento de la central

El lugar de emplazamiento de la central juega un rol muy importante en el diseño de la misma (Jiménez, 2012). Estos factores se relacionan tanto con las características físicas del lugar, (disponibilidad de recursos hídricos, factibilidad de construcción, etc.) con factores económicos (pérdidas de carga, costos, etc.) y con criterios ambientales o socio-económicos.

- a) **Carga hidráulica:** Las CHAB dependen básicamente de dos factores, La carga hidráulica (diferencia de elevación) y la disponibilidad de agua. La potencia instalada de una CHAB está dada por:

$$P = Q * H * \rho * g * \eta$$

Donde,

$P =$  Potencia instalada ( $W$ ).

$Q =$  Caudal ( $\frac{m^3}{s}$ ).

$H =$  Carga hidráulica ( $m$ ).

$\rho =$  Densidad del fluido ( $\frac{kg}{m^3}$ ).

$g =$  Aceleración de gravedad ( $\frac{m}{s^2}$ ).

$\eta =$  Eficiencia de los equipos y consumos propios (-).

De esta manera, a mayor carga hidráulica, el caudal necesario para generar energía es menor. Esto se traduce en un menor volumen de almacenamiento y menor diámetro en la conducción, es decir, un menor costo de inversión.

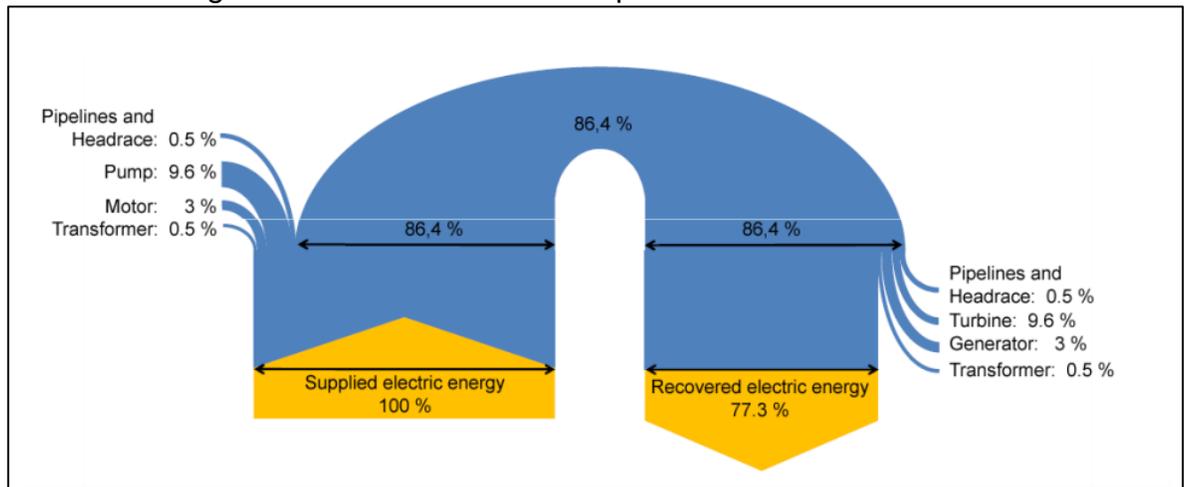
- b) **Distancia horizontal entre los reservorios:** La relación  $L/H$  es el cociente entre la distancia horizontal entre los embalses y la diferencia de nivel entre ambos. Es deseable que esta relación no sea muy grande, de manera de minimizar los costos de tuberías, túneles y además disminuir el golpe de ariete entre otros fenómenos. Idealmente se debe buscar una relación en torno a 4 y 6 (Orille, 1993).
- c) **Infraestructura existente:** Resulta muy beneficioso para un proyecto utilizar un embalse existente ya que reduce su costo, pero hay que garantizar que exista suficiente capacidad de almacenamiento tanto para la operación de la CHAB como para las necesidades originales del embalse existente.

### 2.4.3 Factores asociados al diseño de la central

El diseño de una CHAB sigue básicamente los mismos criterios de una central hidroeléctrica convencional. Sin embargo, debido a la función que cumplen estas centrales, hay algunas recomendaciones especiales relacionadas con el ciclo hidráulico (bombeo y turbinado) que deben satisfacer.

- a) **Ciclo de eficiencia:** Se define como el ciclo de eficiencia de una CHAB a la relación entre la energía generada y la energía consumida por la central. Este valor toma en cuenta todas las pérdidas durante un ciclo de operación (pérdidas de carga en tuberías, bomba, turbina, etc.) sin incluir las pérdidas por transmisión eléctrica. La Figura 10 muestra las pérdidas asociadas al ciclo hidráulico.

Figura 10. Ciclo de eficiencia típico de una CHAB.



Fuente: Huber and Gutsch, 2010.

El valor típico del ciclo de eficiencia de una CHAB está entre un 75-80% (Vennemann et al, 2010), el cual depende del equipo electromecánico utilizado en la central. Este valor es muy importante ya que determinará los posibles ingresos que generará la central producto de la venta de energía. Se debe recordar que la generación neta de una CHAB (considerando una CHAB pura) es negativa, es decir, que la central consumirá más energía de lo que generará durante su vida útil, por lo tanto, su factibilidad económica dependerá fuertemente de la eficiencia que logre la central.

- b) **Requerimientos de almacenamiento:** En primer lugar, se debe definir el ciclo de operación de la central (diario, semanal o estacional) ya que determinará la cantidad de horas disponibles para bombear. En el caso de una CHAB con ciclo de operación diario el horario disponible para bombear es durante la madrugada de cada día, en cambio para una central con ciclo de operación semanal se tienen las madrugadas de cada día y además el fin de semana completo, ya que usualmente la demanda eléctrica durante los fines de semana es menor. Para determinar la capacidad de almacenamiento requerido será necesario basarse en factores económicos y del sistema eléctrico, por lo que será necesario simular un rango de tamaños del depósito.

- c) **Sumergencia:** Para evitar cavitación durante el bombeo, las unidades reversibles se deben ubicar más abajo que las turbinas convencionales. Según la USACE (1985), la sumergencia para unidades reversibles puede ir desde los 9 hasta los 30 metros, dependiendo del diseño de la máquina. Para CHAB con gran carga hidráulica se recomienda utilizar un mínimo de 15 metros de sumergencia en su etapa preliminar y para el diseño final se deberán utilizar los requerimientos específicos de la máquina hidráulica.

#### 2.4.4 Factores económicos asociados al sistema eléctrico

Finalmente es necesario considerar algunos factores económicos asociados al sistema eléctrico al cual se desea conectar el proyecto. En el caso chileno, las empresas conectadas a los sistemas interconectados eléctricos (SIC, SING, Aysén o Magallanes) tienen ingresos tanto por potencia firme como por venta de energía. Estos precios son establecidos anualmente por la Comisión Nacional de Energía en función del Plan de Obras y de las proyecciones de demanda por potencia y energía. Estos valores varían año a año y difieren para cada subestación existente (Harambour, 1999).

- a) **Diferencia de precios entre horas valle y punta:** El bombeo realizado por la central durante el horario valle es un consumo de energía eléctrica por parte de la central, lo que genera un costo diario de operación. Este costo se recupera al generar electricidad durante el horario punta, por lo tanto, la diferencia de precios entre estos dos periodos determinará en gran medida la rentabilidad del proyecto. Para que este tipo de proyectos sea rentable el precio de la energía en horarios valle tiene que ser al menos un 25-30% más bajo que el precio de venta de energía en horario punta, de manera de compensar las pérdidas de energía producto de la operación de la central (Deane et al, 2009). Esto se ve reflejado si el proyecto cumple con que (Jiménez, 2012):

$$\frac{C_b}{C_t} < \text{Ciclo de eficiencia}$$

Donde,

$C_b$  = Precio de la energía en hora valle (\$/MWh).

$C_t$  = Precio de la energía en hora punta (\$/MWh).

### 3 ANTECEDENTES CASO DE ESTUDIO

#### 3.1 Central Hidroeléctrica Chapiquiña

La Central Hidroeléctrica Chapiquiña corresponde a una central hidráulica de pasada, la cual comenzó su construcción en el año 1961 y fue puesta en servicio el año 1967, en ese entonces, por la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), de propiedad del estado (El propietario actual es ENGIE ENERGÍA CHILE S.A). Esta central está ubicada en las cumbres del altiplano tarapaqueño a altitudes comprendidas entre 4.300 m.s.n.m (bocatoma) y 3.300 m.s.n.m (casa de máquinas), y a 120 (km). al oriente de la ciudad de Arica. La central aprovecha las aguas del río Lauca desviadas por la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH) del Ministerio de Obras Públicas con el objeto de aumentar la dotación de riego del Valle de Azapa.

Actualmente, la central tiene una potencia instalada de 10,2 (MW) correspondientes a un caudal de diseño de 1,37 (m<sup>3</sup>/s) y una caída cercana a los 1.000 (m). El proyecto original consideraba la construcción de una segunda etapa, la que aumentaría la potencia instalada a 30,6 (MW) mediante la instalación de una nueva tubería y de otras dos nuevas turbinas.

Las obras de captación, que dan inicio al Canal Lauca, se encuentran ubicadas en los orígenes del río Lauca, que nace en la laguna Cotacotani, como se muestra en la Figura 11.

Figura 11.Obra de captación, inicio del Canal Lauca.



Fuente: Elaboración propia.

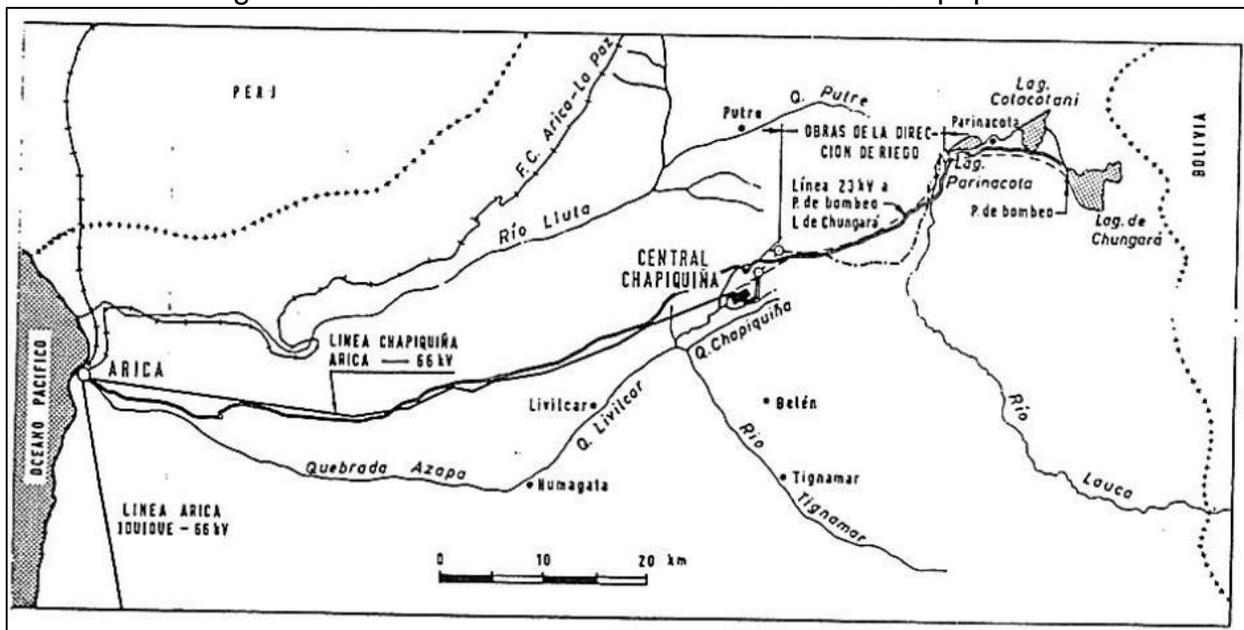
El Canal Lauca tiene una longitud de 28 (km) y una capacidad máxima de 2,75 (m<sup>3</sup>/s), para luego empalmar hacia aguas abajo con un túnel de 4,5 (km) de longitud. Ambas obras fueron construidas por la Dirección de Riego del Ministerio de Obras Públicas y descargaban el agua en la quebrada Chusmiza.

Para captar el agua hacia la Central Chapiquiña, se construyó una bocatoma diseñada para un gasto máximo de 4,05 (m<sup>3</sup>/s) aguas arriba de la obra de descarga a la quebrada Chusmiza. Luego se conduce el agua mediante un túnel de aducción que tiene una longitud aproximada de 3 (km) y una capacidad máxima de 4,05 (m<sup>3</sup>/s).

El agua llega hasta la chimenea de equilibrio la que tiene una altura de 19,5 (m). Aguas debajo de ésta, se inicia la tubería en presión (penstock). El penstock tiene una longitud de 4.255 (m) y se divide en dos tramos. El primero con un diámetro de 0,7 (m) y el segundo con un diámetro de 0,65 (m).

Finalmente, la casa de máquinas se encuentra en la Quebrada de Cosapilla a 3.300 m.s.n.m. y en su interior alberga dos turbinas tipo Pelton con una potencia nominal de 5,1 (MW) cada una. La Figura 12 presenta un esquema con la ubicación de las obras principales y la Tabla 2 las coordenadas respectivas.

Figura 12. Ubicación de las obras de la Central Chapiquiña.



Fuente: ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

Tabla 2. Coordenadas de las obras de la Central Chapiquiña.

Obra	Este (m)	Norte (m)	Altitud (m.s.n.m)
Obra de captación	447.177	7.973.883	4.321
Chimenea de equilibrio	445.299	7.970.923	4.309
Casa de máquinas	441.995	7.968.461	3.300

Fuente: Google Earth, 2016.

## 3.2 Descripción de las principales obras civiles

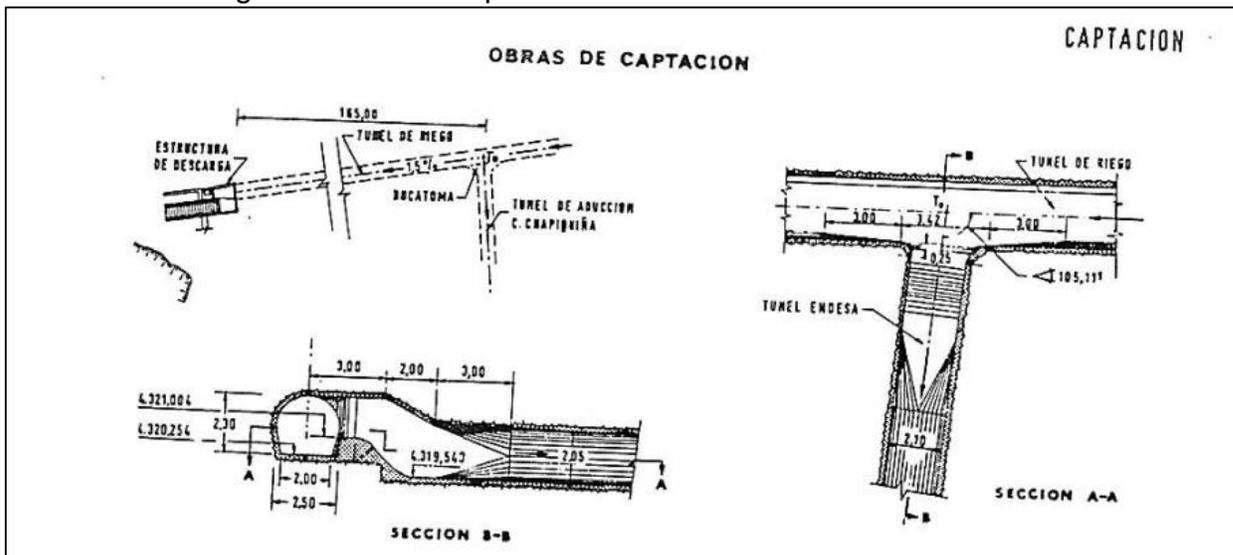
La Central Chapiquiña es una central hidráulica de pasada, y en consecuencia genera los caudales disponibles en su obra de captación sin contar con obras de regulación, por lo tanto, la capacidad de generación está limitada por el caudal captado en su bocatoma. Más adelante se verá que es posible utilizar la infraestructura de conducción como obra de regulación a nivel horario, pudiendo independizarse, en cierto grado, de las condiciones naturales instantáneas.

### 3.2.1 Obras de Captación

La Central Chapiquiña utiliza el caudal que desvía del canal Lauca, de propiedad del MOP, a través de un vertedero lateral de 2,1 (m) de longitud y 0,75 (m) de altura ubicado en el sector en que dicho canal discurre en túnel, a unos 165 (m) aguas arriba de la descarga a la Quebrada Chusmiza, de manera que la cresta del vertedero se encuentra a los 4.321 m.s.n.m.

El caudal máximo que se puede desviar por el vertedero es de 4,05 (m<sup>3</sup>/s) el que ingresa directamente al túnel de aducción de la central. En la Figura 13 se muestran las dimensiones del vertedero lateral de la central.

Figura 13. Vista en planta transversal del vertedero lateral.

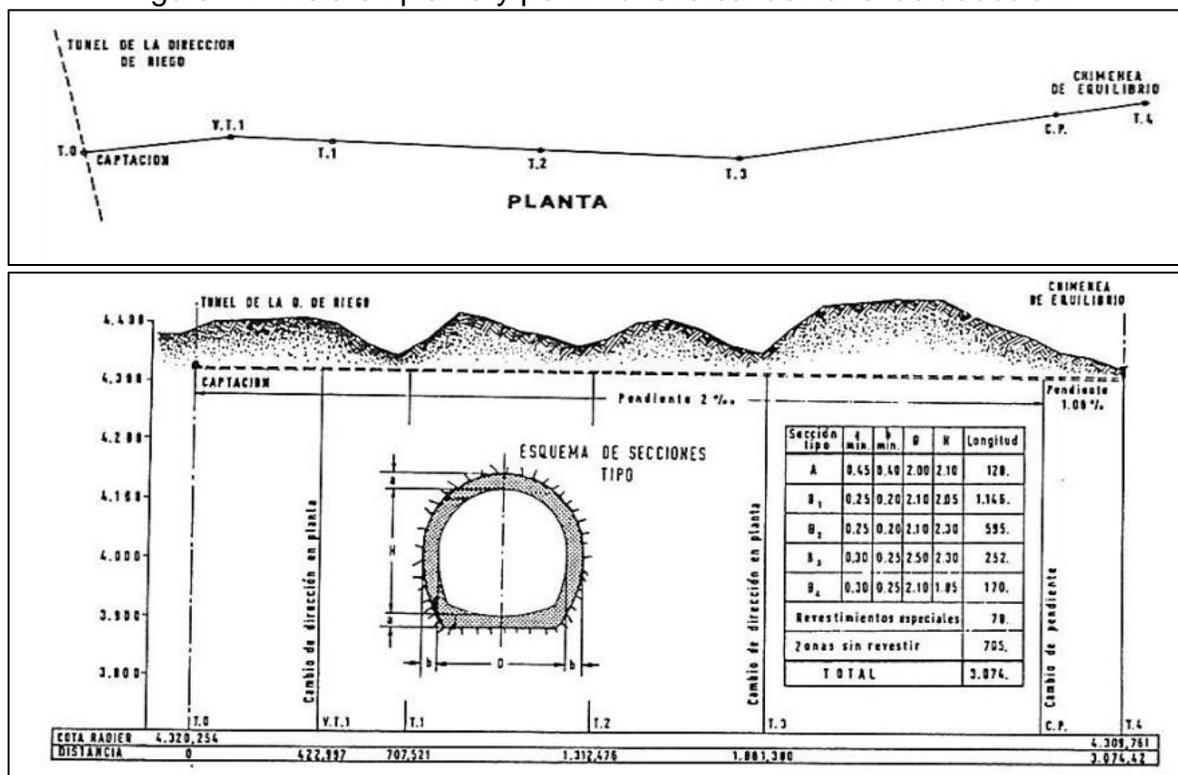


Fuente: ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

### 3.2.2 Obras de aducción

El túnel de aducción tiene una sección en forma de herradura y de diámetro variable entre los 2,0 (m) y 2,5 (m). La longitud total del túnel es de 3.074 (m) y su cota de inicio se ubica en los 4.320 m.s.n.m. descendiendo hasta los 4.309 m.s.n.m. lo que corresponde a un desnivel total de 11 (m).

Figura 14. Vista en planta y perfil transversal del túnel de aducción.



Fuente: ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

Las principales características de la sección del túnel se resumen en la Tabla 3.

Tabla 3. Dimensiones del túnel de aducción.

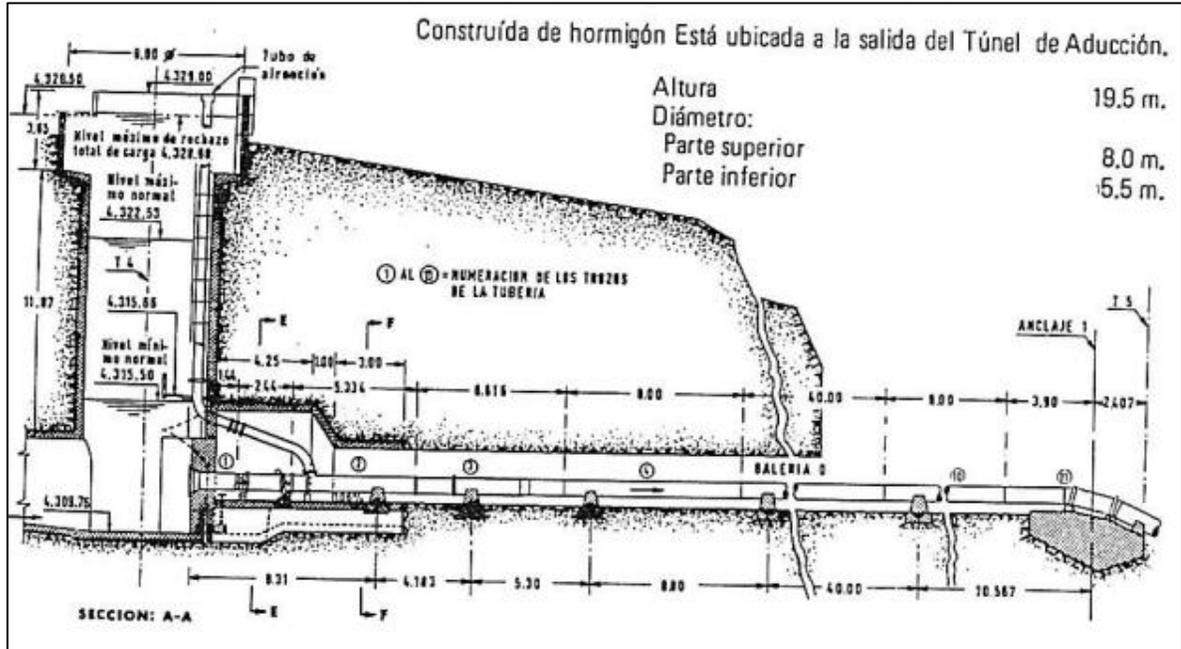
Tramo	a min (m)	b min (m)	D (m)	H (m)	Largo (m)
T1	0,45	0,40	2,00	2,10	128
T2	0,25	0,20	2,10	2,05	1.146
T3	0,25	0,20	2,10	2,30	595
T4	0,30	0,25	2,50	2,30	252
T5	0,30	0,25	2,10	1,85	170
Revestimiento especial					78
Sin revestimiento					705

Fuente: ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

### 3.2.3 Chimenea de equilibrio

La chimenea de equilibrio se ubica a la salida del túnel de aducción. Su base se encuentra a los 4.309 m.s.n.m. y tiene una altura total de 19,5 (m). Su estructura posee dos secciones, la primera de diámetro 5,5 (m) en su parte inferior y la segunda de 8,0 (m) en su parte superior.

Figura 15. Chimenea de equilibrio de la Central Chapiquiña.



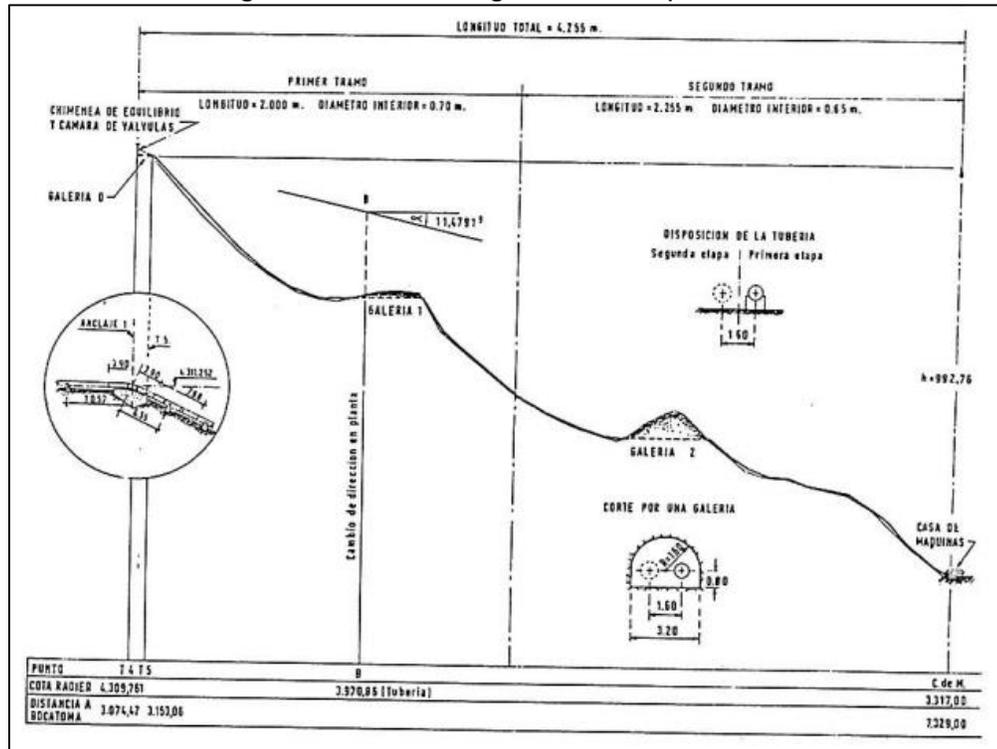
Fuente: ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

Para su correcto funcionamiento el operador de la central, desde la casa de máquinas, posee un sistema de control constante de la altura de aguas dentro de la chimenea. Por un lado, se debe mantener un mínimo de 5,8 (m) de altura de agua dentro de la chimenea para evitar el ingreso de aire al penstock y, por otro lado, se debe evitar que el nivel de agua normal sobrepase un máximo de 12,78 (m) de altura ya que el peraltamiento que genera en el eje hidráulico aguas arriba podría hacer que el túnel de riego del MOP entre en presión.

### 3.2.4 Tubería en presión (Penstock)

El penstock de la Central Chapiquiña consiste en una tubería de acero dividida en dos tramos. El primero corresponde a una tubería de 2.000 (m) de longitud y con un diámetro de 0,7 (m), el segundo tramo es una tubería de 2.255 (m) de longitud y un diámetro de 0,65 (m). La Figura 16 presenta un esquema del perfil longitudinal del penstock.

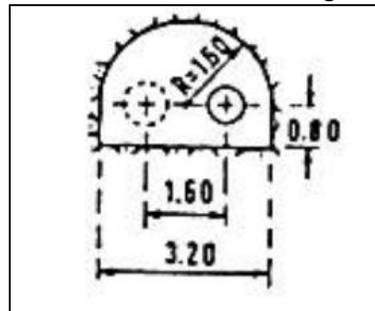
Figura 16. Perfil longitudinal del penstock.



Fuente: ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

Como se puede ver en la figura, la tubería atraviesa dos galerías, las cuales fueron diseñadas pensando en la instalación de la segunda tubería correspondiente a la etapa dos del proyecto. Las dimensiones de estas galerías condicionan el dimensionamiento de las futuras tuberías, ya que estas deberán limitarse al tamaño máximo disponible. Las galerías tienen una sección tipo medio punto, con las siguientes dimensiones.

Figura 17. Sección de las galerías.

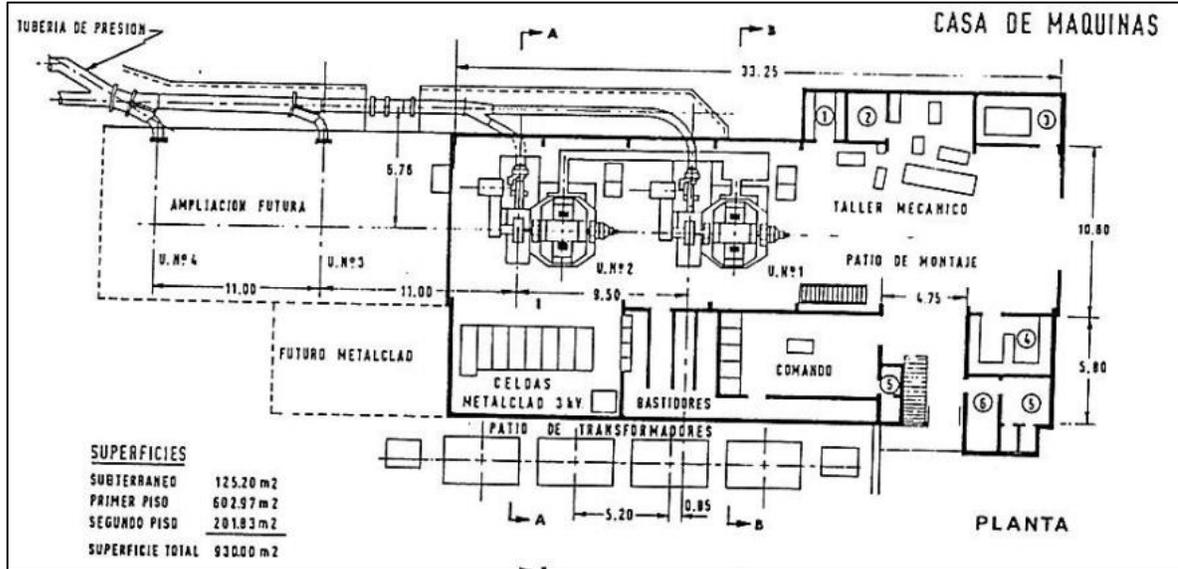


Fuente: ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

### 3.2.5 Casa de máquinas

La casa de máquinas de la Central Chapiquiña es de tipo exterior y se ubica a 3.300 m.s.n.m. Tiene una superficie total de 930 (m<sup>2</sup>) que se dividen en tres pisos: Subterráneo, primer y segundo piso.

Figura 18. Vista en planta del primer piso de la casa de máquinas.



Fuente: ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

Al igual que con las galerías del Penstock, las dimensiones de la casa de máquinas (considerando ampliación futura) representan una restricción para el dimensionamiento de un futuro conjunto electromecánico de la central de bombeo.

En la casa de máquinas se encuentran los equipos electromecánicos que corresponden a dos turbinas Pelton de eje horizontal junto con sus respectivos generadores. A continuación, se resumen las principales características de cada uno de ellos.

Turbina Pelton	
Potencia	2x7200 (C.V)
Caída Neta	979 (m)
Gasto	0,675 (m <sup>3</sup> /s)
Velocidad	1.000 (rpm)

Generador	
Potencia	2x6,2 (MVA)
Factor de Potencia	0,9 (-)
Voltaje de Generación	3 (KV)
Frecuencia	50 (c/s)

Fuente: ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

Figura 19. Conjunto Turbina-Generador, Central Chapiquiña.



Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.6 Embalse de regulación de riego

Finalmente, el agua utilizada para generar energía es almacenada, después de turbinada, en un estanque ubicado a 500 (m) de la casa de máquinas, y a una elevación de 3.250 (m.s.n.m) aproximadamente. Este estanque permite regular el caudal generado por la central, de manera de controlar las entregas de agua hacia el valle de Azapa. El estanque tiene una superficie de 5.200 (m<sup>2</sup>) aproximadamente y un volumen de regulación de 24.000 (m<sup>3</sup>).

Figura 20. Estanque de regulación para riego.



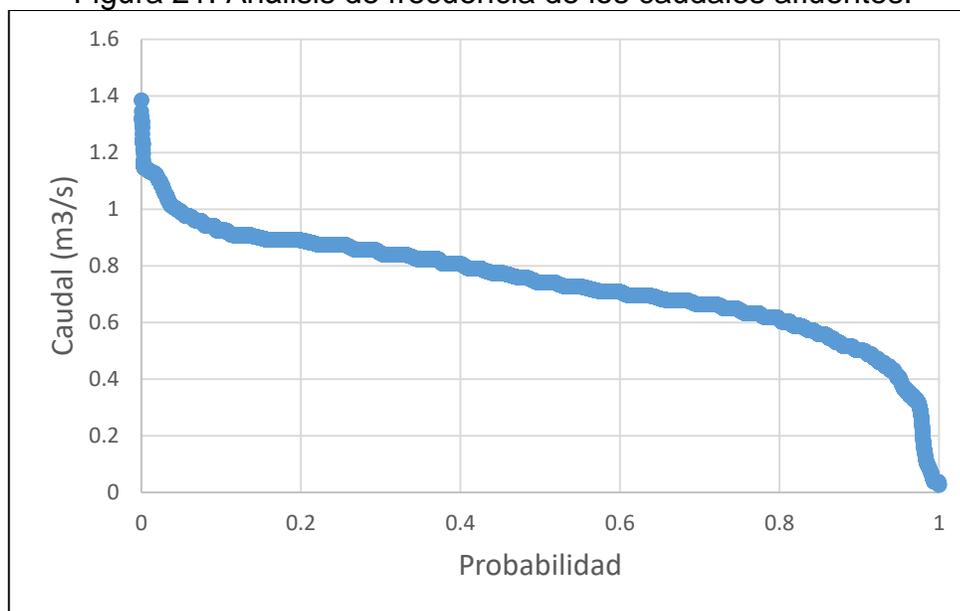
Fuente: Elaboración Propia.

Actualmente existe un acuerdo entre la empresa generadora y los regantes de Azapa que establece que el caudal de entrega desde el estanque debe ser equivalente al promedio de los caudales afluentes a la central de las últimas 2 horas. Esto condiciona fuertemente la operación de la Central Chapiquiña, y de una futura conversión a una central de acumulación por bombeo.

### 3.2.7 Caudales afluentes

Para estimar los caudales afluentes que llegan a la obra de captación de la Central Chapiquiña, se utilizaron los datos registrados por la Dirección General de Aguas (DGA) del MOP. Estos registros provienen de las mediciones realizadas en la estación “Canal Lauca en Sifón N°1 (Km 3,3)” entre los años 2010 y 2015 (Anexo F). A partir de los registros se realizó un análisis de frecuencia para determinar el caudal medio afluente en función de una probabilidad de excedencia (Anexo G).

Figura 21. Análisis de frecuencia de los caudales afluentes.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DGA.

Tabla 4. Caudales asociados a probabilidad de excedencia, hora 1.

Probabilidad de excedencia	Caudal (m³/s)
30%	0.85
50%	0.74
70%	0.66

En la Tabla 4 se presentan los caudales asociados a tres probabilidades de excedencia, de manera de mostrar un intervalo representativo de los caudales afluentes observados durante los años 2010-2015.

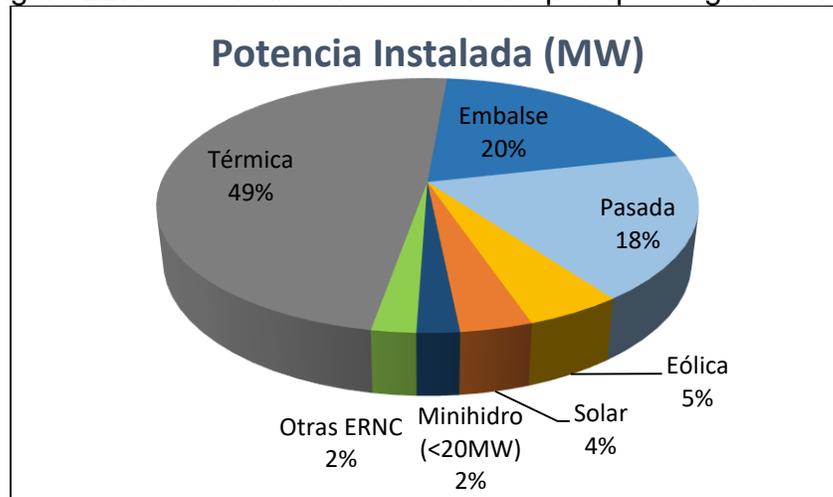
Como se puede ver tanto en la Figura 21, como en la Tabla 4, los caudales afluentes son relativamente constantes. Esto se debe principalmente a que estos caudales están asociados a los derechos de agua asignados a los regantes del Valle de Azapa. El caudal correspondiente a estos derechos de agua es de 0,76 (m³/s), los cuales se captan de manera constante a lo largo del día. Es por ello, que para análisis futuros se utilizará este valor, que además, es prácticamente el mismo que el caudal asociado al 50% de probabilidad de excedencia.

### 3.3 Sistema eléctrico

El sistema eléctrico chileno está compuesto por cuatro sistemas eléctricos principales. A continuación, se presentan las principales características de cada uno.

- i. **Sistema interconectado central (SIC):** Corresponde al sistema interconectado más grande de Chile en términos de potencia instalada, generación y cobertura de la población. Tiene una potencia instalada de 16.210 (MW) a mayo de 2016 (CDEC-SIC, 2016) y su matriz energética está conformada principalmente por centrales térmicas y grandes hidroeléctricas.

Figura 22. Potencia instalada en el SIC por tipo de generación.

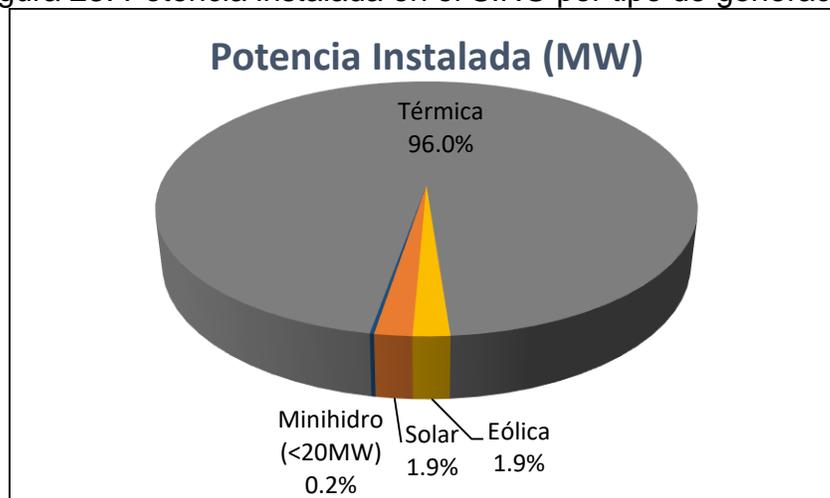


Fuente: CDEC-SIC, 2016.

- ii. **Sistema interconectado del Norte Grande (SING):** Es el segundo sistema interconectado de Chile en términos de potencia instalada, generación y cobertura de la población. Está comprendido desde la frontera Norte de Chile hasta el sur de Antofagasta y tiene una potencia instalada de 4.852 (MW) a mayo de 2016 (CDEC-SING, 2016). Su matriz energética está conformada principalmente por centrales térmicas, siendo la Central Chapiquiña, la única central hidroeléctrica del sistema.

Una de las principales características de este sistema es su alto potencial de desarrollo de energía solar, ya que se encuentra en una de las zonas con mayor radiación solar del planeta, por lo que analizar sistemas de almacenamiento de energía resulta de gran interés. Además, debido a la composición de su matriz actual, los costos marginales de generación eléctrica están fuertemente condicionados por los precios de los combustibles (carbón, diésel, etc.).

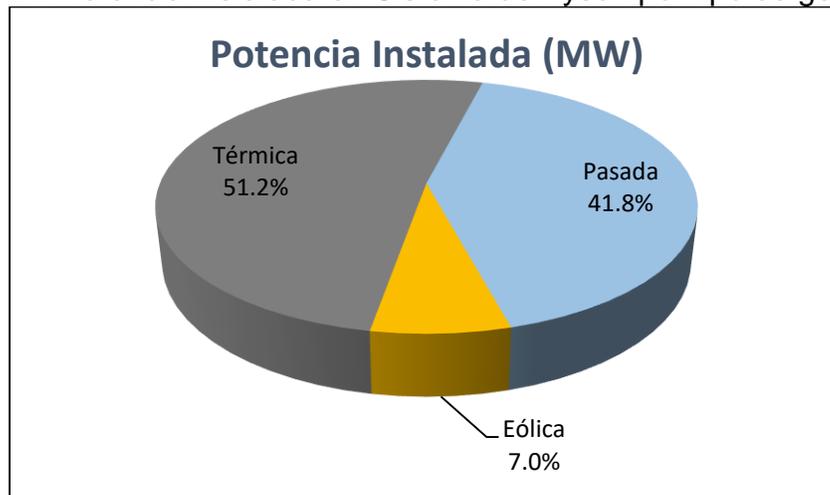
Figura 23. Potencia instalada en el SING por tipo de generación.



Fuente: CDEC-SING, 2016.

- iii. **Sistema eléctrico de Aysén:** Tiene una capacidad instalada de 54 (MW) a mayo de 2016 (CNE, 2016) y atiende a más de 42.000 clientes. Este sistema es el que tiene mayor penetración de ERNC proporcionalmente, representando un 48.8% de la capacidad instalada total del sistema.

Figura 24. Potencia instalada en Sistema de Aysén por tipo de generación.



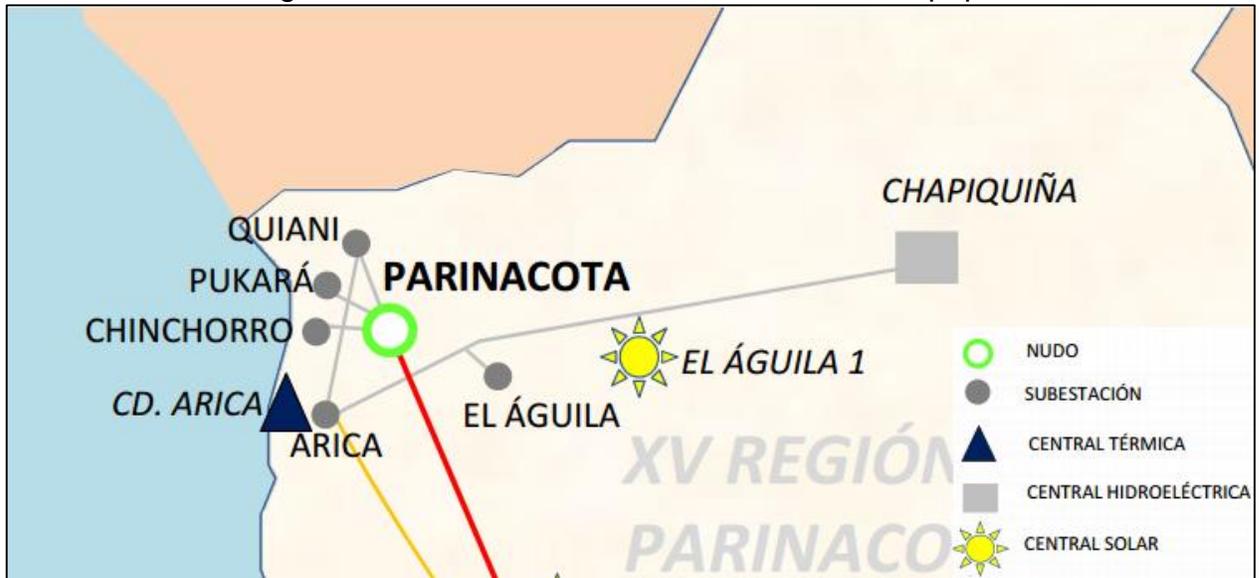
Fuente: CNE, 2016.

- iv. **Sistema eléctrico de Magallanes:** El sistema eléctrico de Magallanes es el sistema más austral del país, está ubicado en la Región de Magallanes y Antártica Chilena. Este sistema cuenta, a mayo de 2016, con 101.7 (MW) de potencia instalada, siendo la generación 100% térmica (CNE, 2016).

### 3.4 Identificación del sistema eléctrico semiaislado

La central hidroeléctrica Chapiquiña se encuentra conectada al Sistema eléctrico del Norte Grande (SING) en la subestación Arica, siendo la única central hidroeléctrica del sistema. Como se mencionó anteriormente, este es el segundo sistema eléctrico más grande de Chile y la central Chapiquiña representa un 0,4% de la potencia instalada del SING, por lo que su operación no tiene efectos considerables en los costos marginales de generación del sistema.

Figura 25. Unilineal SING conexión Central Chapiquiña.



Fuente: CDEC.SING, 2016.

Como se puede ver en la Figura 25, la subestación Arica, donde se conecta la Central Chapiquiña, se ubica en el extremo norte de la red, siendo un nodo de demanda eléctrica principalmente. Como se verá más adelante, la demanda de la subestación Arica excede la capacidad de generación de las centrales cercanas, por lo que debe ser alimentada principalmente por la generación eléctrica en el resto del SING. Esto permite simular el sistema eléctrico de Arica como un sistema eléctrico semiaislado, es decir, un sistema donde el SING representa un “generador equivalente”, el cual determinará los costos marginales de generación del sistema.

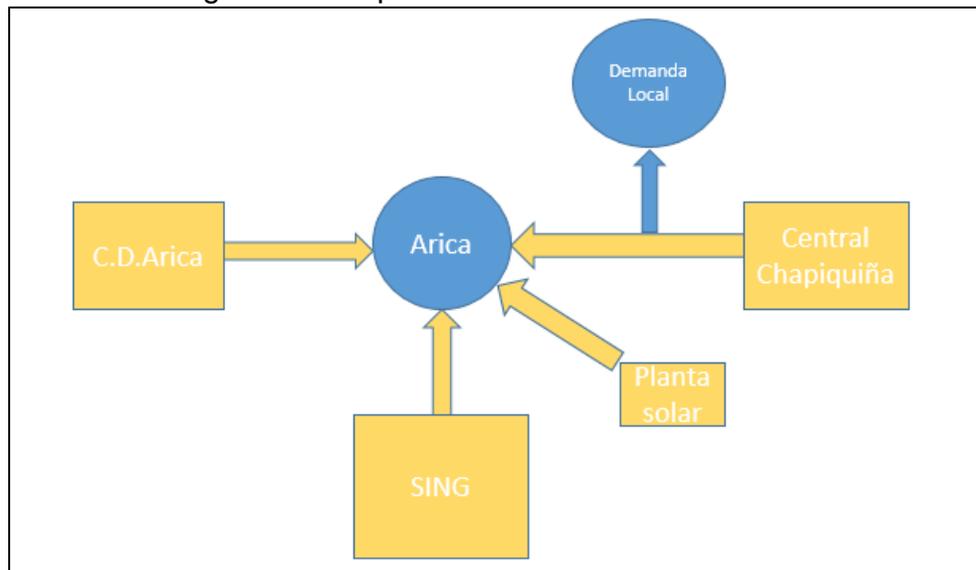
Este sistema semiaislado se puede simular como una red de seis elementos:

- Central Hidroeléctrica Chapiquiña (Generador).
- Planta Solar El Águila (Generador).
- Central Diésel Arica (Generador).
- Demanda Arica (Cliente).
- Demanda local (S/E Cerro Chuño).
- SING al sur de Arica (Generador).

Las centrales Chapiquiña y El Águila, en su estado actual, no tienen la capacidad para satisfacer toda la demanda local y de Arica, por lo tanto, se considera válido modelar el SING al sur de Arica como un generador equivalente que cumple con satisfacer la demanda que no logran satisfacer las centrales mencionadas, pero que nunca demanda energía al sistema. Por otra parte, la central Diésel Arica opera ante fallas del sistema eléctrico, por lo tanto, el costo de operar esta central representará el costo de falla del sistema.

En la Figura 26 se presenta el esquema del sistema, y a continuación se describen cada uno de los componentes.

Figura 26. Esquema del sistema semiaislado.

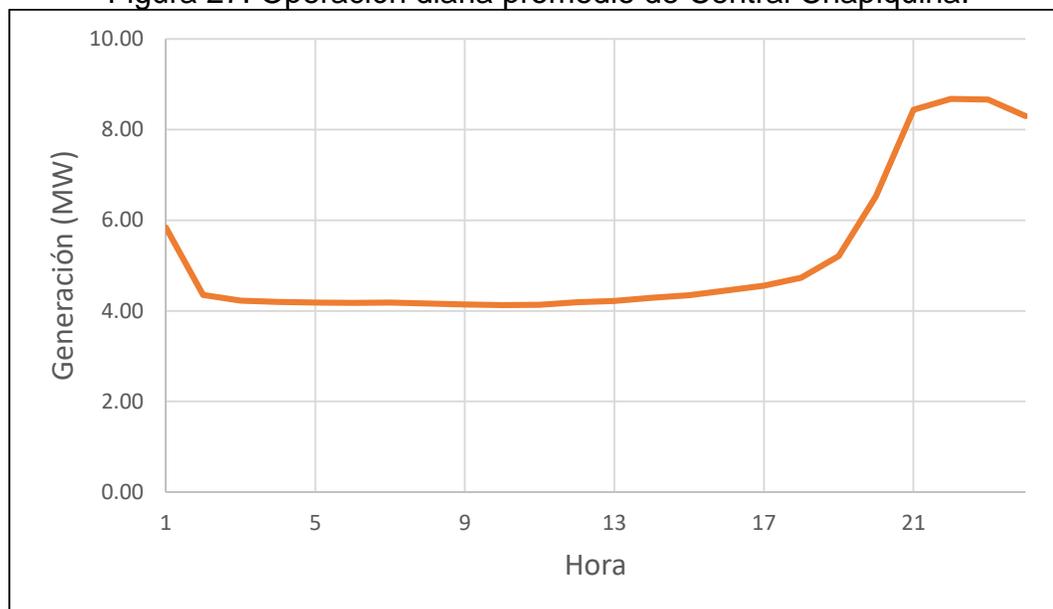


Fuente: Elaboración propia.

### 3.4.1 Central Hidroeléctrica Chapiquiña

Mediante los registros de generación eléctrica del CDEC-SING durante los años 2013-2015 (Anexo A) se construyó la curva de operación diaria promedio de la Central Chapiquiña, la cual se presenta en la Figura 27. A partir de ésta se desprende que la central opera en niveles mínimos durante las 3:00-13:00 hrs, y a máxima capacidad durante las 21:00-24:00 hrs. Para ello la central regula los afluentes del canal Lauca en la cámara de carga y la chimenea de equilibrio, permitiendo acumular agua de manera de aprovecharla durante el peak de demanda diario.

Figura 27. Operación diaria promedio de Central Chapiquiña.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SING.

### 3.4.2 Planta Solar El Águila

La planta solar El Águila está ubicada en la región de Arica y Parinacota, en el kilómetro 57 de la ruta internacional CH-11. Está compuesta por cerca de 8.000 paneles fotovoltaicos los cuales cubren una superficie aproximada de 5 hectáreas y cuentan una potencia instalada de 2 (MW). La planta comenzó a operar en 2013 y tiene una generación media anual de 4.428,5 (MWh).

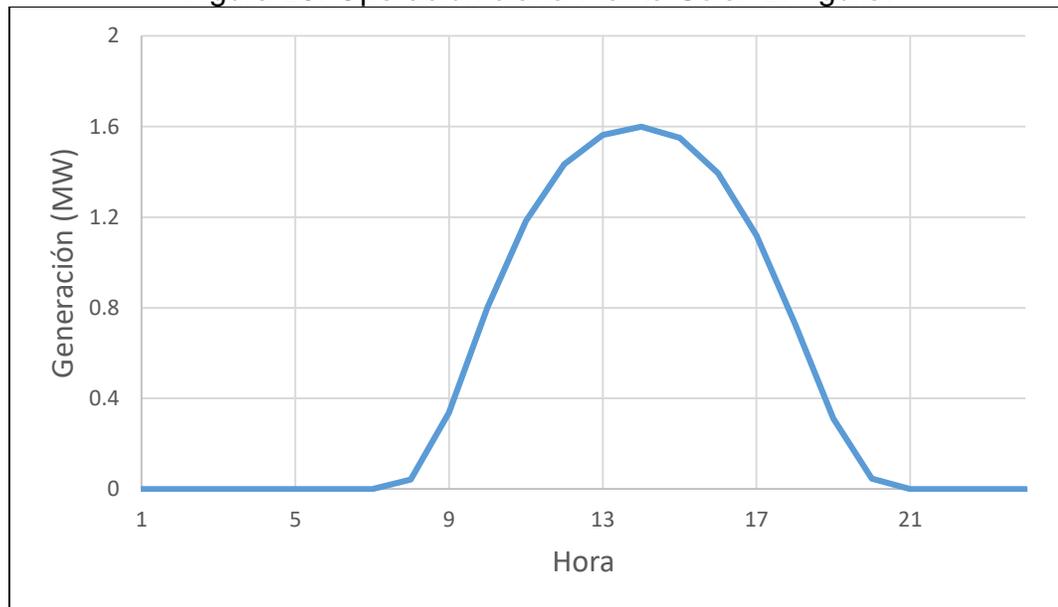
Figura 28. Planta Solar El Águila.



Fuente: <http://www.aricahoy.cl/ah/wp-content/uploads/PLANTA5.jpg>.

Como todas las plantas fotovoltaicas, la operación de esta central está determinada por las horas de luz solar disponible. En la Figura 29 se presenta la curva de generación promedio de la planta. Esta curva se construyó a partir de los registros de operación real de la central durante los años 2013-2015 (Anexo B). De esta manera, se verifica que el horario de operación está comprendido entre las 8 am y las 21 pm.

Figura 29. Operación diaria Planta Solar El Águila.

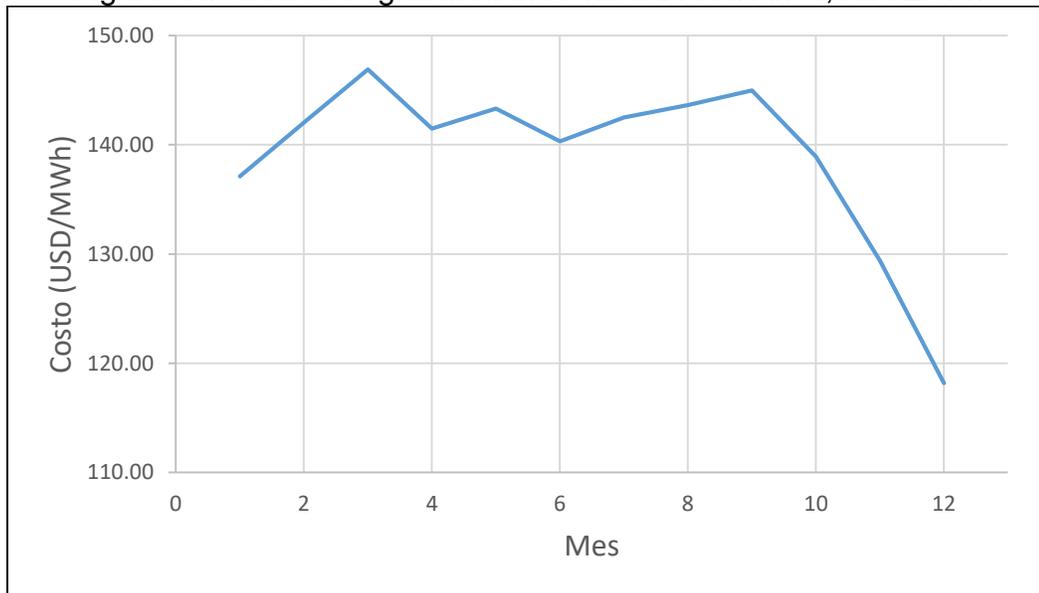


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SING.

### 3.4.3 Central Diésel Arica

La Central Diésel Arica está ubicada en plena ciudad de Arica. Fue instalada en 1953 como respuesta al desarrollo del Puerto Libre, de manera de dar mayor seguridad al abastecimiento. Actualmente opera como respaldo ante caídas de carga y ante demandas especiales del sistema. Tiene una capacidad instalada de 14,3 (MW) y una generación media anual de 11.551 (MWh). Los costos de generación de la central están dados por los costos del diésel. En la Figura 30 se presenta la curva de costo de generación mensual del año 2014 para la Central Diésel Arica, la cual se construyó a partir de los registros del CDEC-SING (Anexo C).

Figura 30. Costos de generación Central Diésel Arica, año 2014.



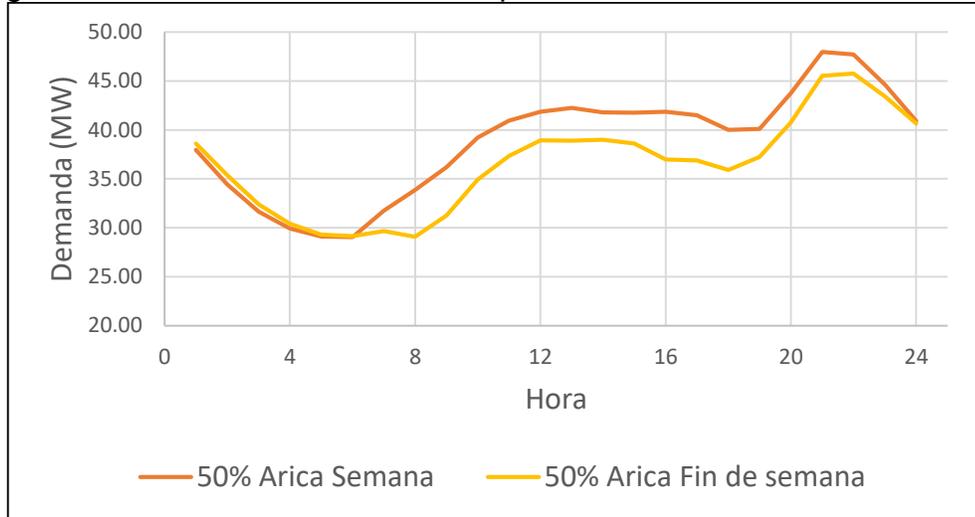
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SING.

### 3.4.4 Demanda de Arica

La ciudad de Arica es el principal consumidor de energía de la subestación Arica. Su demanda está determinada principalmente por el consumo residencial y comercial, no existiendo grandes industrias ni minería. Es por esto que la curva de carga tiene una fuerte variación diaria, con mínimos durante la madrugada (3-7 am) y su máximo durante el comienzo de la noche (7-10 pm).

Para caracterizar la demanda tanto de Arica como la demanda local, se realizó un análisis de frecuencia sobre los registros de demanda horaria durante el año 2014 (Anexo D), es decir, se analizó cada hora del día como una muestra y se realizaron 24 análisis de frecuencia (uno para cada hora). A partir de este análisis se obtuvo el comportamiento horario tanto para días de semana como para fines de semana, el cual se presenta en la Figura 31.

Figura 31. Demanda diaria de Arica, probabilidad de excedencia del 50%.

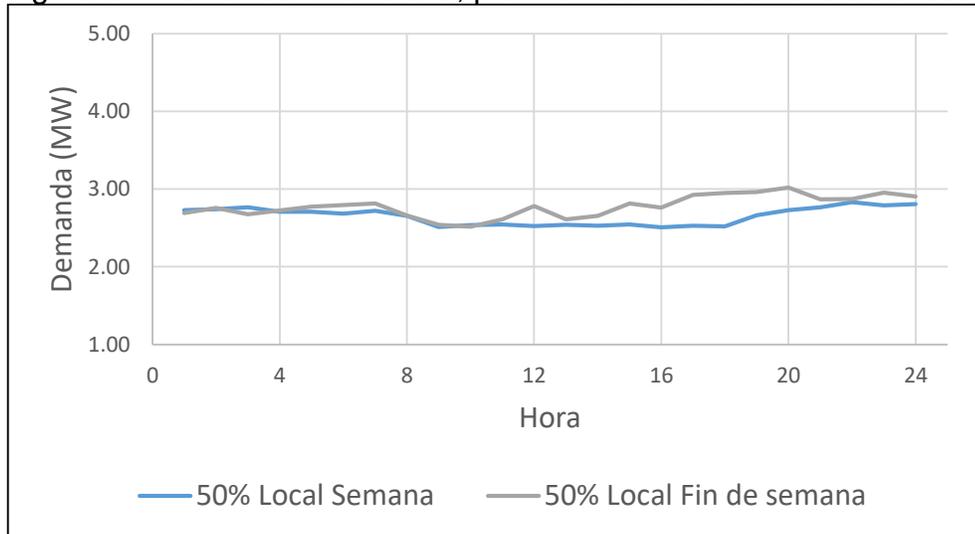


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SING.

### 3.4.5 Demanda Local

Además de la demanda residencial de Arica, existen algunos clientes menores en la zona. Los principales clientes existentes son Quiborax, Pampa Camarones y clientes de Chapiquiña. Esta demanda no presenta una variación diaria como lo hace la ciudad de Arica, esto se debe a que son principalmente clientes industriales, como se observa en la Figura 32.

Figura 32. Demanda local diaria, probabilidad de excedencia del 50%.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SING.

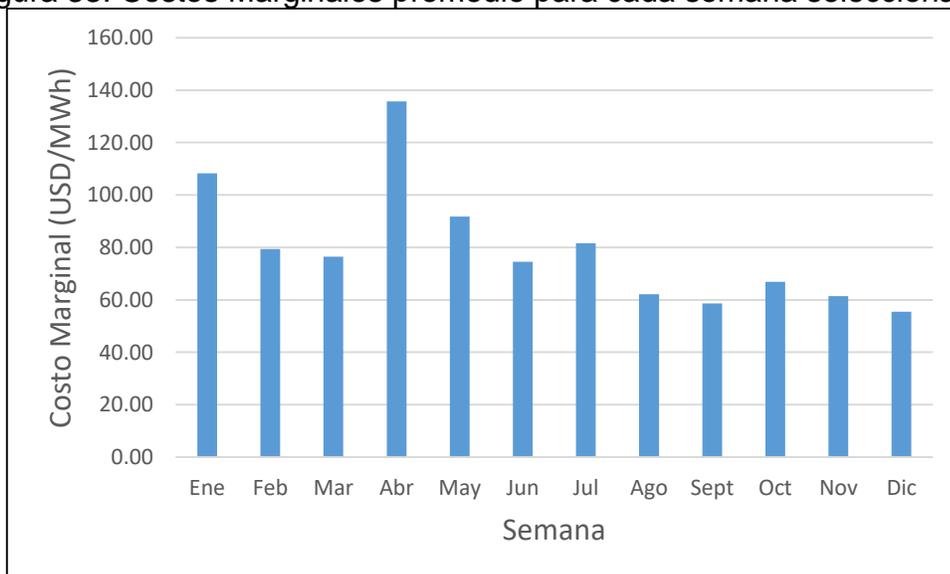
### 3.4.6 SING al sur de Arica

Finalmente, y como se mencionó anteriormente, el resto del SING se puede modelar como un solo gran generador equivalente que aporta la energía necesaria para suplir la demanda de la ciudad de Arica cuando las centrales Chapiquiña y El Águila no son capaces de hacerlo. El costo de abastecer la demanda mediante la generación del SING está dado por el costo marginal en el nodo Arica. En caso de que estos costos marginales sean mayores que el costo de generación mediante la C.D.Arica, entonces ésta central entrará en operación.

En primera instancia, para simular los costos marginales de generación eléctrica en el SING, se realizó un análisis de frecuencia sobre las series de costos marginales entre los años 2005-2015. Mediante este análisis, no fue posible ajustar las series de costos marginales a ninguna función de distribución de probabilidad, por lo que se decidió utilizar series semanales reales registradas durante el año 2014. Las series de costo marginal utilizadas fueron las registradas durante la segunda semana de cada mes del año 2014 (Anexo E), es decir, se utilizaron los costos registrados durante la segunda semana de enero, la segunda semana de febrero, etc. Esta elección de semanas fue arbitraria y busca representar, en cierta medida, el comportamiento anual de los costos marginales del sistema.

Las variaciones en los costos marginales del sistema dependen de diversos factores ajenos al sistema eléctrico semiaislado, como lo son los precios de los combustibles, demanda en el SING o imprevistos en el sistema (mantenciones, fallas, etc.). En la Figura 33 se presentan los costos marginales promedio para cada una de las semanas seleccionadas, donde es posible observar que existen semanas donde los costos registrados superan ampliamente los 100 (USD/MWh) y otras bajo los 60 (USD/MWh). Estos valores definirán en gran medida el costo de generación del sistema eléctrico semiaislado para cada una de las semanas seleccionadas.

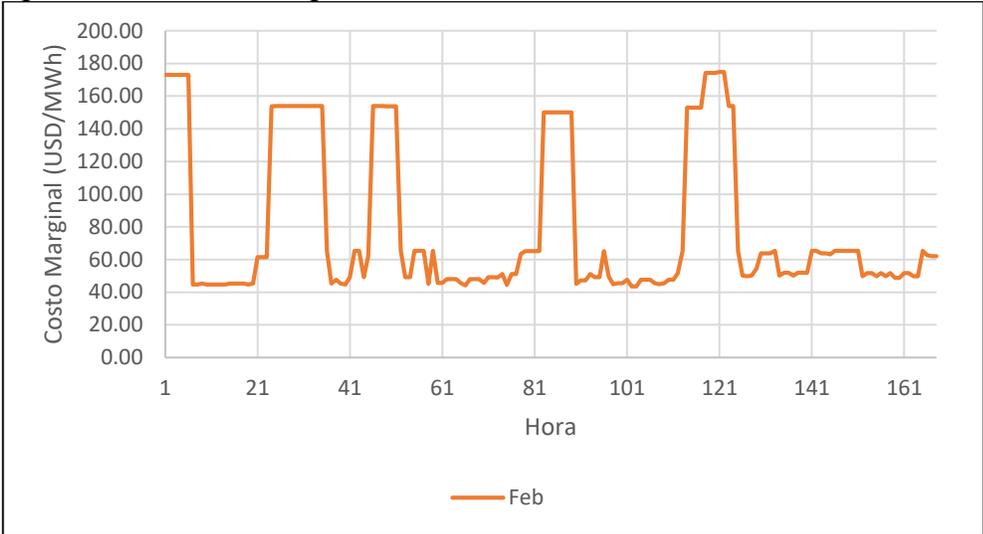
Figura 33. Costos Marginales promedio para cada semana seleccionada.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SING.

Además del comportamiento medio de los costos marginales, en la Figura 34 se presentan los costos marginales registrados en el nodo Arica durante la segunda semana de febrero del año 2014. En ella se puede observar que el sistema presentó un comportamiento cíclico durante los días de semana, donde los mayores costos se presentan durante la noche (22:00-24:00 hrs) y costos bajos durante el día. Por otro lado, durante el fin de semana, los costos marginales observados son menores que durante la semana. Este comportamiento es el esperado según lo descrito en el numeral 3.4.4.

Figura 34. Costos marginales en nodo Arica, 10-16 de febrero de 2014.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SING.

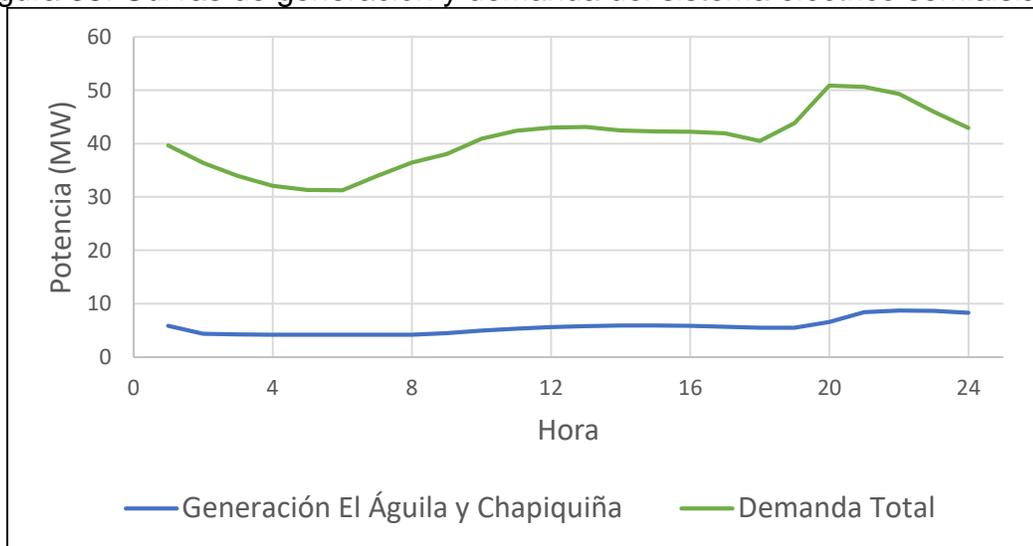
### 3.5 Análisis de los factores que condicionan la conversión de la Central Chapiquiña en una CHAB

Como se mencionó en el numeral 2.4, existen diversos factores tanto económicos como técnicos que condicionan la instalación de una CHAB. A partir de los antecedentes de la Central Chapiquiña y del sistema eléctrico semiaislado, mencionados anteriormente, se analizarán cada uno de estos factores para realizar un análisis preliminar de la conversión de la Central Chapiquiña en una CHAB.

#### 3.5.1 Análisis de los factores asociados al sistema eléctrico

- a) **Existencia de excedentes de energía en la red:** En primer lugar, se debe identificar si existen excedentes de energía en la red. Para ello se comparó la generación actual del sistema eléctrico semiaislado, es decir, la generación de las centrales El Águila y Chapiquiña con la curva de demanda del sistema, que corresponde a la demanda de Arica y demanda local. La Figura 35 compara ambas curvas de manera de determinar si existen excedentes de energía a nivel horario.

Figura 35. Curvas de generación y demanda del sistema eléctrico semiaislado.

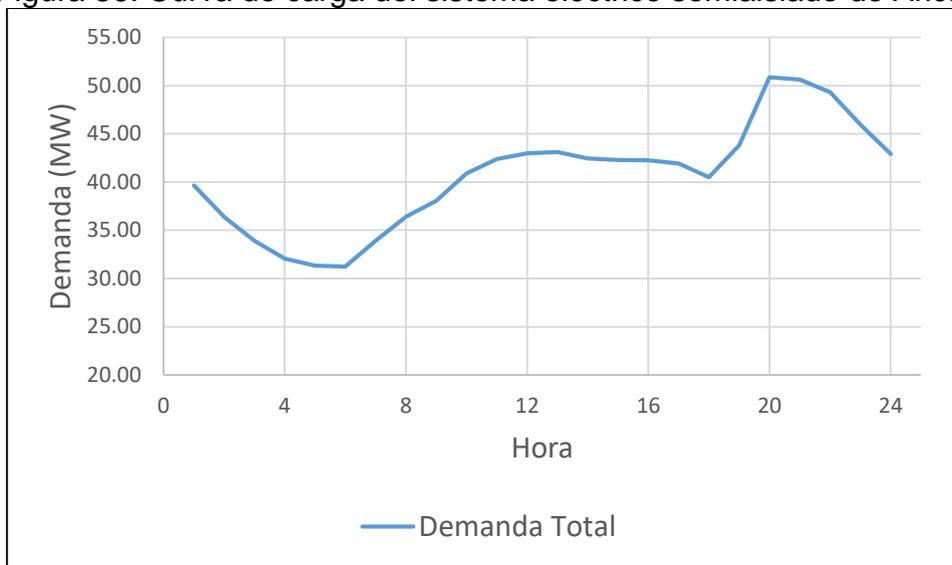


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SING.

De la figura 35, se observa que no existen excedentes de energía utilizando solamente las centrales El Águila y Chapiquiña. Esto indica que para satisfacer la demanda actual de la ciudad de Arica es necesario consumir energía desde la red, es decir, del generador representado por el SING durante las 24 horas. Dado que el 96% de la generación del SING proviene de energía termoeléctrica, y por lo tanto tiene menor flexibilidad para responder a cambios bruscos en la demanda energética, resulta conveniente evaluar la posibilidad de aumentar la capacidad hidroeléctrica del sistema, la cual es capaz de responder rápidamente a las variaciones en la demanda eléctrica. Además, en términos de costo de operación, esta diferencia entre demanda y generación permite evaluar la opción de aumentar la capacidad de ERNC instaladas (particularmente mediante energía solar), ya que estas son capaces de generar a menor costo que las centrales termoeléctricas.

**b) Forma de la curva de carga:** Es ideal que la curva de carga del sistema eléctrico presente una fuerte variación de demanda durante la hora valle y la hora punta, ya que esto permite que existan, eventualmente, excedentes de energía en el horario valle producto de la capacidad ociosa instalada. En caso de que no existan excedentes de energía, la cantidad de horas donde es posible bombear y generar energía (de manera económicamente rentable) dependerá solamente de la curva de costos marginales. En la Figura 36 se presenta la curva de carga del sistema eléctrico semiaislado a nivel horario.

Figura 36. Curva de carga del sistema eléctrico semiaislado de Arica.

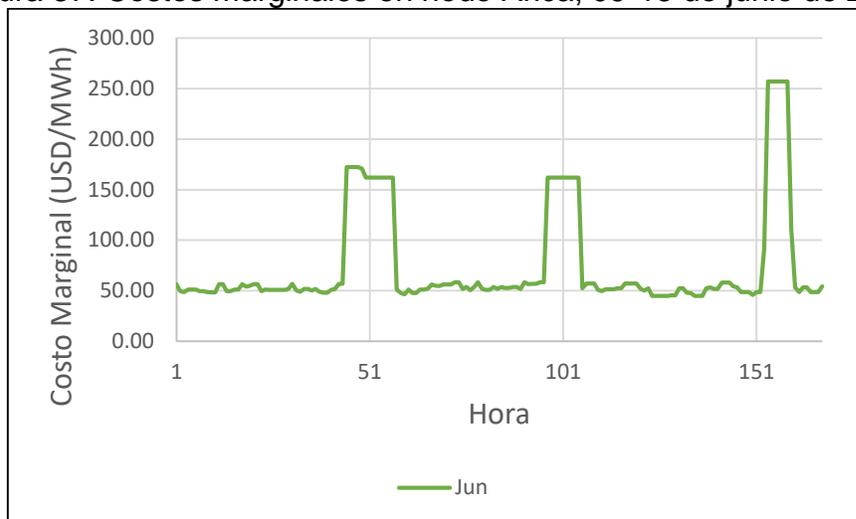


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SING.

Como se observa en la Figura 36, la curva de carga del sistema presenta una fuerte variación entre el horario valle y el horario punta. Esto permitiría, en un escenario de aumento de penetración de energía solar en el sistema, que existan excedentes de energía. Por lo que la instalación de una CHAB podría incentivar la expansión de la planta solar.

**b) Diferencia de precios entre horas valle y punta:** Como se mencionó anteriormente, se utilizaron los valores de costos marginales en el nodo Arica de 12 semanas del año 2014 (una semana por mes). El comportamiento de cada uno de ellos es altamente variable y no es posible identificar un patrón diario o semanal, es por esto que se debe analizar cada semana por separado. En particular, en la Figura 37, se presenta la serie de costos marginales para la semana del 09-15 de junio de 2014.

Figura 37. Costos marginales en nodo Arica, 09-15 de junio de 2014.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SING.

Tabla 5. Diferencia de costos horarios valle y punta, 09-15 de junio de 2014.

Dato	Valor (USD/MWh)	Diferencia
Costo máximo	257,14	5,7
Costo mínimo	44,87	
Costo 15% mayor	162,02	3,3
Costo 15% menor	48,60	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SING.

En la Tabla 5 es posible observar diferencias de 5,7 veces entre la hora con mayor precio y la de menor precio, a su vez, si se analiza el valor mínimo de las 25 horas (15%) con mayor precio, se observa que la diferencia de precios en relación al valor máximo de las 25 horas con menor precio es de 3,3 veces. Esto indica que, a modo preliminar, sería posible instalar una CHAB de manera que su operación sea económicamente rentable. El análisis de las 12 semanas se encuentra en el Anexo E.

### 3.5.2 Análisis de los factores asociados a la Central Chapiquiña

En el numeral 2.4.2 se identifican tres factores principales asociados al emplazamiento de la central que podrían condicionar la instalación de una CHAB.

- a) **Carga hidráulica:** Como se mencionó anteriormente, la Central Chapiquiña tiene una caída aproximada de 1000 (m). Debido a esto, la central requiere de obras de conducción pequeñas para lograr niveles de generación importantes: 134 (l/s) representan una potencia de 1 (MW), reduciendo de esta forma los costos de inversión, comparado con centrales de menor altura de caída.
- b) **Distancia horizontal entre reservorios:** La distancia horizontal entre la chimenea de equilibrio y el embalse de regulación para riego es de 4.150 (m) aproximadamente, y la diferencia de cotas es de 1.050 (m). Por lo tanto, se obtiene:

$$\frac{L}{H} = 3,95$$

Lo que indica que, según el numeral 2.4.2, las obras se encuentran a una distancia favorable de manera de reducir los costos de las obras de conducción futuras de la central.

- c) **Infraestructura existente:** La Central Chapiquiña cuenta con un embalse de regulación aguas abajo. Si bien, está considerado para regular el agua entregada a riego, es posible aprovechar la infraestructura existente como embalse inferior de una CHAB.

### 3.5.3 Análisis de los factores asociados al diseño de la Central Chapiquiña como CHAB

- a) **Ciclo de eficiencia de la central:** La eficiencia del bombeo de la central, utilizado a modo preliminar, para el diseño de la central Chapiquiña es de 80% (Venneman et al, 2010). De esta manera se incluyen las pérdidas de carga producto de la conducción y las pérdidas propias de los equipos electromecánicos.
- b) **Requerimientos de almacenamiento:** Como se mencionó en el numeral 2.4.3, se debe definir el ciclo de operación de la central. Para modelar la operación de la Central Chapiquiña se utilizó un modelo semanal, con registros reales de costos marginales del año 2014. Dada la variación en el comportamiento de los costos marginales, en la Tabla 6 se proponen dos volúmenes de almacenamiento para diferentes configuraciones.

Tabla 6. Volúmenes de almacenamiento simulados.

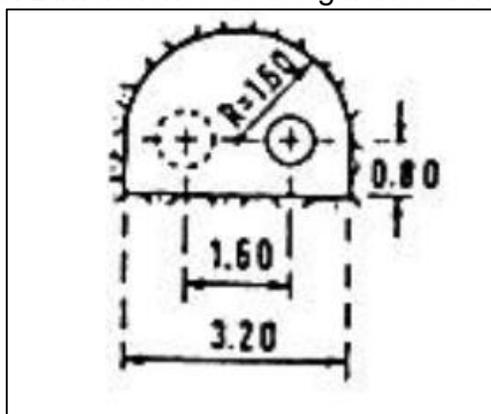
Volumen (m <sup>3</sup> )	Almacenamiento (MWh)
30.000	62
50.000	103

- c) **Sumergencia:** En cuanto a la sumergencia necesaria para evitar cavitación producto del sistema de bombeo, será necesario instalarlo de manera subterránea, ya que el embalse de regulación de riego se encuentra 50 (m) bajo la casa de máquinas y a eso se le deben agregar al menos 15 (m) de profundidad. Esto es a modo preliminar, ya que los detalles técnicos estarán dados por el fabricante del equipo a utilizar.

Además de los tres factores mencionados anteriormente, se identifican otros factores asociados directamente con las instalaciones actuales, que limitan la capacidad de ampliación de la Central Chapiquiña. Estos factores se describen a continuación.

- d) **Penstock:** Según el proyecto original de la Central Chapiquiña, se considera la instalación de una nueva tubería, paralela a la actual. Como se mencionó en el numeral 3.2.4, el tamaño máximo de esta nueva tubería está limitado por el tamaño de las galerías existentes.

Figura 38. Dimensiones de las galerías del penstock.



Fuente: ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

En la Figura 38 se identifican las dimensiones de la galería. Considerando que existe una tubería de diámetro 0,7 (m) instalada, la altura máxima disponible en la galería es de 1,39 (m) y el ancho máximo es de 2,05 (m). Si además se considera una separación con los muros de a lo menos 10 (cm), el diámetro máximo posible del penstock es de 1,2 (m).

La velocidad de escurrimiento máxima recomendada en una tubería de acero es de 7 (m/s) para evitar vibraciones excesivas (Harambour, 1999). El caudal que puede transportar una tubería en función de su diámetro está dado por (Delgado, 2014).

$$D = 0,755 * Q^{0,3885} (m)$$

Por lo tanto, el caudal que puede transportar una tubería de 1,2 (m) de diámetro es de 3,3 (m<sup>3</sup>/s). Lo que equivale a una potencia máxima aproximada de 32,6 (MW).

Para la tubería actual, de 0,7 (m) de diámetro, el caudal máximo que puede transportar es de 2,7 (m<sup>3</sup>/s).

- e) **Casa de máquinas:** Al igual que para el penstock, el proyecto original de la Central Chapiquiña considera la ampliación de la actual casa de máquinas. Por lo tanto, serán estas dimensiones las que establecerán los límites máximos para el dimensionamiento de la turbina.

La superficie considerada para ampliación de la casa de máquinas es de 270 (m<sup>2</sup>). En ella se considera la posibilidad de instalar hasta dos turbinas de eje horizontal, con una potencia máxima de 10,2 (MW) cada una, para así totalizar una potencia instalada en la central de 30,6 (MW).

## **4 ALTERNATIVAS Y MODELACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHAPIQUIÑA COMO CHAB**

Según el análisis de los factores que condicionan la instalación de una CHAB, realizado en el capítulo anterior, se lograron identificar condiciones favorables para la conversión de la Central Chapiquiña en una central de acumulación por bombeo.

En primer lugar, la fuerte variación de costos marginales existentes a nivel semanal permitiría, eventualmente, que la instalación de una CHAB sea económicamente rentable. Además, las características físicas de la Central Chapiquiña también favorecen la conversión a una CHAB, ya que su alta carga hidráulica permite generar grandes cantidades de energía utilizando un caudal bajo, lo que significa obras de conducción y almacenamiento de menor tamaño. Finalmente, la existencia de infraestructura que es posible aprovechar permitiría reducir aún más los costos de instalación.

A continuación, se presentan diversas configuraciones propuestas de la Central Chapiquiña como una central de acumulación por bombeo.

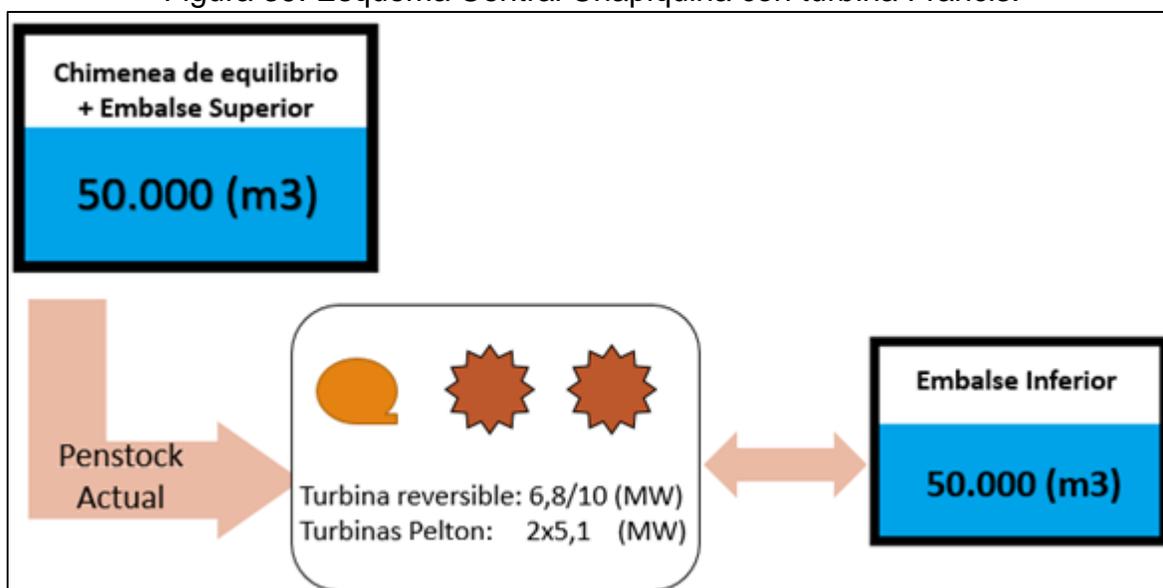
### **4.1 Ampliación de la Central Chapiquiña como CHAB.**

A partir de las restricciones descritas en el numeral 3.5.3, se establecieron dos configuraciones que permiten ampliar tanto la potencia instalada, como la capacidad de almacenamiento de la Central Chapiquiña. La principal diferencia entre estas dos configuraciones tiene relación con la implementación del sistema de bombeo. En primer lugar, se utilizará un sistema que aprovecha el penstock instalado actualmente, utilizando un solo equipo reversible tipo Francis. En cambio, la segunda configuración, considera la instalación de un nuevo penstock, por lo que el sistema de bombeo operará de manera paralela a la actual Central Chapiquiña, utilizando dos turbinas tipo Pelton y un sistema de bombeo independiente.

#### **4.1.1 Central Chapiquiña con turbina Francis**

Esta configuración considera la instalación de una turbina reversible tipo Francis con una capacidad de generación de 6,8 (MW) y un consumo de 10 (MW) cuando opera como bomba. Además, se ampliará el volumen de regulación tanto aguas arriba como aguas abajo hasta un volumen máximo de 50.000 (m<sup>3</sup>) y se utilizará el penstock instalado actualmente.

Figura 39. Esquema Central Chapiquiña con turbina Francis.



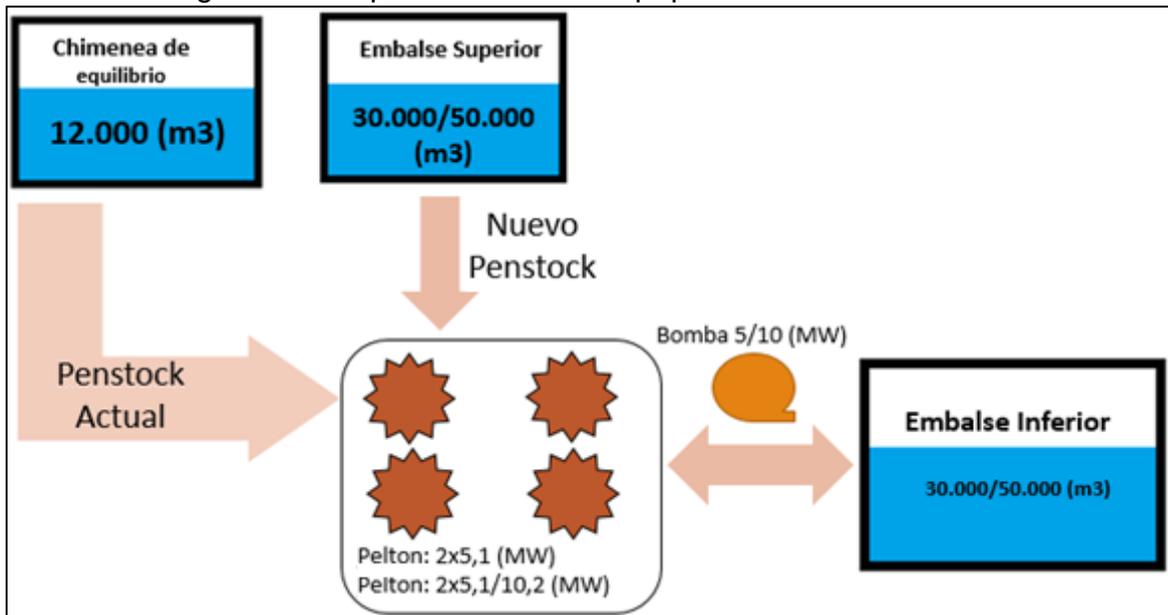
#### 4.1.2 Central Chapiquiña con turbina Pelton

La segunda configuración considera la instalación de dos equipos separados. Por un lado, los equipos de generación, que serán dos turbinas Pelton y por otro lado la instalación de una bomba. Para esta configuración se evaluaron ocho opciones diferentes, variando la potencia instalada, la capacidad de bombeo y el volumen de almacenamiento de la central. Las configuraciones propuestas se resumen en la Tabla 7.

Tabla 7. Configuraciones propuestas con turbina Pelton.

Configuración	Potencia turbinas (MW)	Potencia Bomba (MW)	Volumen embalses (m <sup>3</sup> )
P1	2x5,1	5	30.000
P2	2x5,1	5	50.000
P3	2x5,1	10	30.000
P4	2x5,1	10	50.000
P5	2x10,2	5	30.000
P6	2x10,2	5	50.000
P7	2x10,2	10	30.000
P8	2x10,2	10	50.000

Figura 40. Esquema Central Chapiquiña con turbina Pelton.



Además, el embalse superior se encuentra separado de la chimenea y conectado a la casa de máquinas mediante una nueva tubería, por lo tanto, se puede identificar una generación desde la chimenea de equilibrio (GCHAP1) y otra desde el embalse de acumulación (GCHAP2).

## 4.2 Formulación de los modelos de optimización

Para analizar la operación de la Central Chapiquiña, en su estado actual y como CHAB, se construyeron tres modelos de optimización que buscan minimizar el costo de generación del sistema eléctrico semiaislado. Además, dado que es el propietario de la central quien debe realizar la inversión de convertirla en una CHAB, se compararán los resultados obtenidos con un cuarto modelo de optimización, el cual busca maximizar los ingresos por venta de energía de la Central Chapiquiña.

A excepción del modelo actual, que es un problema lineal con variables continuas, los modelos asociados a la Central Chapiquiña como CHAB son modelos no lineales con variables continuas. Además, se considerará que el tomador de decisiones tiene conocimiento perfecto del comportamiento futuro de los parámetros utilizados, por lo que los resultados obtenidos representarán el mejor resultado posible para cada una de las configuraciones propuestas.

Para resolver estos modelos de optimización se utilizó el software GAMS en su versión 24.5.4.

### 4.2.1 Modelo actual

En primer lugar, se analizará la operación óptima de la Central Chapiquiña (en su estado actual) simulando el sistema eléctrico semiaislado descrito en el Capítulo 3.

- a) **Función objetivo:** El objetivo del modelo de optimización es minimizar los costos de operación del sistema eléctrico semiaislado a nivel horario durante una semana. Se desea resolver el siguiente problema.

$$\min z = \sum_{t=1}^{168} (CM_t * GSING_t) + \sum_{t=1}^{168} ((FL_t + FA_t) * CF)$$

La primera sumatoria representa el costo de suplir la demanda eléctrica utilizando energía proveniente del SING. La segunda sumatoria corresponde a los costos asociados a no cumplir con las demandas del sistema, equivalentes al costo de abastecer estas demandas mediante la generación con la Central Diésel Arica y el índice t indica cada hora de la semana.

- b) **Restricciones:** Las restricciones del problema se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. Restricciones modelo de optimización Central Chapiquiña actual.

N°	Ecuación
i	$GSING_t + GCHAP_t + GAGUILA_t = DL_t + DA_t - FL_t - FA_t$
ii	$EEMB_{t-1} + AFL_t * 3600/K - GCHAP_t = EEMB_t$
iii	$VINF_{t-1} + K * GCHAP_t - VR_t = VINF_t$
iv	$VR_t = (AFL_{t-2} + AFL_{t-1}) * 3600/2$
v	$\sum_{t=1}^{168} AFL_t * 3600 = \sum_{t=1}^{168} VR_t$
vi	$0 \leq GSING_t \leq GSINGMAX$
vii	$0 \leq GCHAP_t \leq GCHAPMAX$
viii	$0 \leq EEMB_t * K \leq VSUPMAX$
ix	$0 \leq VINF_t \leq VINFMAX$
x	$0 \leq VR_t \leq VRMAX$
xi	$0 \leq FL_t \leq DL_t$
xii	$0 \leq FA_t \leq DA_t$
xiii	$0 \leq GDARICA_t \leq GDARICAMAX$
xiv	$FA_t + FL_t = GDARICA_t$

Las ecuaciones (i) y (ii) corresponden a los balances energéticos del sistema eléctrico y de la central Chapiquiña respectivamente. La ecuación (iii) representa el balance hídrico en el embalse inferior de Chapiquiña, la ecuación (iv) corresponde a la exigencia de entrega de caudales para riego desde el embalse inferior, de manera de entregar en cada periodo el promedio de los caudales afluentes entre los dos periodos anteriores y la ecuación (v) establece que se debe entregar toda el agua afluente a la central durante la semana como caudal de riego.

Las ecuaciones (vi)-(xiii) corresponden a los límites mínimos y máximos técnicos de cada una de las variables (capacidad máxima de generación, consumo y volumen según corresponda). Finalmente, la ecuación (xiv) indica que la demanda energética no satisfecha no puede ser mayor que la capacidad de generación de la CDA.

**c) Variables:** El problema incluye las variables que se describen en la Tabla 9.

Tabla 9. Variables modelo de optimización Central Chapiquiña actual.

Variable	Unidades	Descripción
GSING	(MWh)	Energía generada por el SING
FL	(MWh)	Demanda local no satisfecha
FA	(MWh)	Demanda de Arica no satisfecha
GCHAP	(MWh)	Energía generada por Chapiquiña
EEMB	(MWh)	Energía acumulada en embalse superior
VINF	(m3)	Volumen de agua en embalse inferior
VR	(m3)	Volumen de agua entregado a riego
GDARICA	(MWh)	Energía generada por CDA

d) **Parámetros:** En la Tabla 10 se presentan los parámetros asociados al problema.

Tabla 10. Parámetros modelo de optimización Central Chapiquiña actual.

Parámetro	Unidades	Descripción
CM	(USD/MWh)	Costo marginal en nodo Arica
GAGUILA	(MWh)	Energía generada por El Águila
DL <sub>semana</sub>	(MWh)	Demanda energética local en día de semana
DA <sub>semana</sub>	(MWh)	Demanda energética de Arica en día de semana
DL <sub>finde semana</sub>	(MWh)	Demanda energética local en fin de semana
DA <sub>finde semana</sub>	(MWh)	Demanda energética de Arica en fin de semana
AFL	(m <sup>3</sup> /s)	Caudal afluente Canal Lauca
K	(m <sup>3</sup> /MWh)	Coefficiente de transformación energía a volumen
GSINGMAX	(MWh)	Capacidad máxima de generación del SING
GCHAPMAX	(MWh)	Capacidad máxima de generación de Chapiquiña
GDARICAMAX	(MWh)	Capacidad máxima de generación de CDA
VSUPMAX	(m <sup>3</sup> )	Volumen máximo embalse superior
VINFMAX	(m <sup>3</sup> )	Volumen máximo embalse inferior
VRMAX	(m <sup>3</sup> )	Capacidad máxima de entrega para riego
CF	(USD/MWh)	Costo de falla de la demanda energética

#### 4.2.2 Determinación de parámetros

Se analizaron los registros de datos de cada uno de los parámetros utilizados en el modelo. De esta manera se obtuvieron valores representativos a nivel horario, que serán utilizados para modelar el sistema. La obtención de cada parámetro se describe a continuación:

a) **Costo Marginal:** Se utilizarán los resultados obtenidos según la metodología descrita en el numeral 3.4.6. Generando valores de costo marginal a nivel horario para 12 semanas diferentes.

$$CM = [cm_1, \dots, cm_{24}]$$

- b) **Demanda energética:** Se los resultados obtenidos según la metodología descrita en los numerales 3.4.4. y 3.4.5. Generando valores de demanda a nivel horario para días de semana y para fines de semana.

$$\begin{aligned} DL_{semana} &= [dl_1, \dots, dl_{24}] \\ DL_{finessemana} &= [dl_1, \dots, dl_{24}] \\ DA_{semana} &= [da_1, \dots, da_{24}] \\ DA_{finessemana} &= [da_1, \dots, da_{24}] \end{aligned}$$

- c) **Costo de falla:** Como se mencionó anteriormente, el costo de falla corresponde al costo de satisfacer la demanda mediante la Central Diésel Arica. Para caracterizar los costos de generación mediante diésel, se utilizaron los precios registrados durante el año 2014, obtenidos desde el CDEC-SING. Dado que estos solamente tienen variación diaria, se considerará el costo de falla como el promedio del costo de generación de la C.D.Arica durante el año 2014.

$$CF = 139,4 \left( \frac{USD}{MWh} \right)$$

- d) **Caudales afluentes:** Los caudales afluentes se obtienen a partir del análisis descrito en 3.2.7. Los valores utilizados serán los caudales con una probabilidad de excedencia del 50%.

$$AFL = [afl_1, \dots, afl_{24}]$$

- e) **Generación Planta Solar El Águila:** Para estimar la generación de la Planta Solar El Águila se promedió la generación horaria entre los años 2013-2015 para cada una de las horas del día.

$$GAGUILA = [gaguila_1, \dots, gaguila_{24}]$$

- f) **Coficiente de transformación energía a caudal:** Se considerará este coeficiente como el volumen de agua que utiliza Chapiquiña para generar a máxima capacidad durante una hora.

$$K = \frac{Q_{maxchap} * t}{E_{maxchap}} = \frac{1,37 \left( \frac{m^3}{s} \right) * 1 (hr)}{10,2 (MWh)} = 483,53 \left( \frac{m^3}{MWh} \right)$$

En la Tabla 11 se presentan los valores obtenidos para cada parámetro.

Tabla 11. Valores obtenidos para cada parámetro.

Hora	GAGUILA (MW)	DAsemana (MW)	DLsemana (MW)	DAfinde (MW)	DLfinde (MW)	AFL (m <sup>3</sup> /s)
1	0.00	37.94	2.73	38.61	2.69	0.76
2	0.00	34.44	2.74	35.38	2.76	0.76
3	0.00	31.65	2.76	32.40	2.67	0.76
4	0.00	29.92	2.71	30.40	2.73	0.75
5	0.00	29.11	2.71	29.31	2.78	0.75
6	0.00	29.05	2.68	29.15	2.79	0.75
7	0.00	31.73	2.72	29.67	2.81	0.76
8	0.04	33.84	2.65	29.08	2.66	0.76
9	0.34	36.19	2.51	31.26	2.54	0.76
10	0.80	39.23	2.54	34.93	2.52	0.76
11	1.18	40.95	2.55	37.34	2.61	0.76
12	1.43	41.87	2.52	38.93	2.78	0.76
13	1.56	42.25	2.54	38.91	2.61	0.76
14	1.60	41.78	2.53	39.00	2.65	0.76
15	1.55	41.76	2.54	38.61	2.82	0.76
16	1.39	41.85	2.51	36.99	2.76	0.76
17	1.12	41.49	2.53	36.89	2.92	0.76
18	0.73	40.00	2.52	35.92	2.95	0.76
19	0.31	40.12	2.66	37.24	2.96	0.75
20	0.05	43.74	2.73	40.76	3.02	0.76
21	0.00	47.98	2.76	45.54	2.87	0.76
22	0.00	47.70	2.83	45.76	2.87	0.76
23	0.00	44.63	2.79	43.44	2.95	0.76
24	0.00	40.93	2.80	40.64	2.90	0.75

Los valores utilizados para los límites técnicos se presentan en la Tabla 12.

Tabla 12. Límites técnicos de las obras del problema.

Parámetro	Valor
GSINGMAX	1.000 (MW)
GCHAPMAX	10,2 (MW)
GDARICAMAX	14,3 (MW)
VSUPMAX	12.000 (m <sup>3</sup> )
VINFMAX	24.000 (m <sup>3</sup> )
VRMAX	7.200 (m <sup>3</sup> )

### 4.2.3 Modelo de minimización de costos con turbina Francis

Los cambios en el modelo de optimización descrito en el numeral 4.2.1 se describen a continuación:

- a) **Función objetivo:** La función objetivo se mantiene igual, ya que el costo de hacer funcionar la bomba se ve reflejado en el aumento de la generación del SING o de la CDA durante las horas de operación de la bomba.

$$\min z = \sum_{t=1}^{168} (CM_t * GSING_t) + \sum_{t=1}^{168} ((FL_t + FA_t) * CF)$$

- b) **Restricciones:** Las restricciones que se modifican o agregan se presentan en la Tabla 13. El resto de las funciones enumeradas en el numeral 4.2.1 se mantienen igual.

Tabla 13. Restricciones modelo de optimización configuración con turbina Francis.

N°	Ecuación
i	$GSING_t + GCHAP_t + GAGUILA_t = DL_t + DA_t + DB_t - FL_t - FA_t$
ii	$EEMB_{t-1} + AFL_t * 3600/K - GCHAP_t + DB_t * n = EEMB_t$
iii	$VINF_{t-1} + K * GCHAP_t - VR_t - K * DB_t * n = VINF_t$
xv	$0 \leq DB_t \leq DBMAX$
xvi	$GCHAP_t * DB_t = 0$

- c) **Variables:** La única variable que se agrega al problema es la operación de la bomba, que se presenta en la Tabla 14.

Tabla 14. Variables modelo de optimización configuración con turbina Francis.

Variable	Unidades	Descripción
DB	(MWh)	Consumo de energía de la Bomba

- d) **Parámetros:** Finalmente, los parámetros adicionales son:

Tabla 15. Parámetros modelo de optimización configuración con turbina Francis.

Parámetro	Unidades	Valor	Descripción
n	(-)	0,8	Eficiencia de la Bomba
DBMAX	(MW)	10	Potencia máxima de la Bomba

#### 4.2.4 Modelo de minimización de costos con turbina Pelton

Los cambios en el modelo de optimización descrito en el numeral 4.2.1 se describen a continuación:

- a) **Función objetivo:** Al igual que para el escenario con turbina Francis, la función objetivo se mantiene igual.
- b) **Restricciones:** Las restricciones que se modifican o agregan se presentan en la Tabla 16. El resto de las funciones enumeradas en el numeral 4.2.1 se mantienen igual.

Tabla 16. Restricciones modelo de optimización configuración con turbina Pelton.

N°	Ecuación
xvii	$GCHAP_t = GCHAP1_t + GCHAP2_t$
ii	$EEMB1_{t-1} + AFL_t * 3600/K - GCHAP1_t = EEMB1_t$
xviii	$EEMB2_{t-1} + DB_t * n - GCHAP2_t = EEMB2_t$
vii	$0 \leq GCHAP1_t \leq GCHAPMAX1$
	$0 \leq GCHAP1_t \leq GCHAPMAX2$
viii	$0 \leq EEMB_t * K \leq VSUPMAX1$
viii	$0 \leq EEMB2_t * K \leq VSUPMAX2$
xvi	$GCHAP1_t * DB_t = 0$
xvi	$GCHAP2_t * DB_t = 0$

- c) **Variables:** Las variables que se agregan al problema se presentan en la Tabla 17.

Tabla 17. Variables modelo de optimización configuración con turbina Pelton.

Variable	Unidades	Descripción
EEMB1	(MWh)	Energía acumulada en chimenea
EEMB2	(MWh)	Energía acumulada en embalse bombeo
GCHAP1	(MWh)	Generación desde chimenea
GCHAP2	(MWh)	Generación desde embalse bombeo
GCHAP	(MWh)	Generación total de la central

d) **Parámetros:** Finalmente, los parámetros adicionales se presentan en la Tabla 18.

Tabla 18. Parámetros modelo de optimización configuración con turbina Pelton.

Parámetro	Unidades	Valor	Descripción
VSUPMAX1	(m <sup>3</sup> )	30.000/50.000	Volumen máximo en chimenea
VSUPMAX2	(m <sup>3</sup> )	30.000/50.000	Volumen máximo en embalse bombeo
GCHAPMAX1	(MWh)	10,2	Capacidad máxima de generación de Chapiquiña desde chimenea
GCHAPMAX2	(MWh)	10,2/20,4	Capacidad máxima de generación de Chapiquiña desde embalse de acumulación
DBMAX	(MW)	5/10	Potencia máxima de la Bomba

#### 4.2.5 Modelo de maximización de ingresos de la central

Además de los modelos utilizados anteriormente, que buscan minimizar los costos de generación del sistema eléctrico semiaislado, se construyó un modelo que busca maximizar los ingresos por generación de la Central Chapiquiña. Este modelo considera que la Central Chapiquiña inyecta la energía directamente al SING, por lo que no se considerará la operación del resto del sistema eléctrico semiaislado. El modelo utilizado se describe a continuación.

a) **Función objetivo:** El objetivo del modelo de optimización es maximizar el beneficio de generación de la Central Chapiquiña como central de bombeo a nivel semanal.

$$\max z = \sum_{t=1}^{168} CM_t * (GCHAP_t - DB_t)$$

b) **Restricciones:** Las restricciones del problema son las mismas que las descritas para cada configuración de la central, a excepción del balance energético del sistema, el que no se considera ya que se inyecta directamente al SING.

c) **Variables y parámetros:** Las variables y parámetros utilizados son los mismos descritos anteriormente, a excepción de los asociados al sistema eléctrico semiaislado (Planta solar, demandas, etc.) los cuales no se utilizan ya que no considera este sistema.

### 4.3 Aumento de penetración de energía solar en el sistema

Uno de los principales beneficios de las CHAB es la capacidad de acumular los excedentes energéticos de las ERNC. Como se vio en el Capítulo 3, la potencia instalada de la Planta Solar El Águila es de 2 (MW), lo que representa cerca de un 5% de la demanda energética del sistema semiaislado, por lo que no existen excedentes de energía. Es por esto que se analizó el impacto que tiene sobre el costo de generación del sistema la ampliación de la planta solar desde los 2 (MW) hasta los 90 (MW) y el beneficio asociado a cada configuración de la Central Chapiquiña como CHAB.

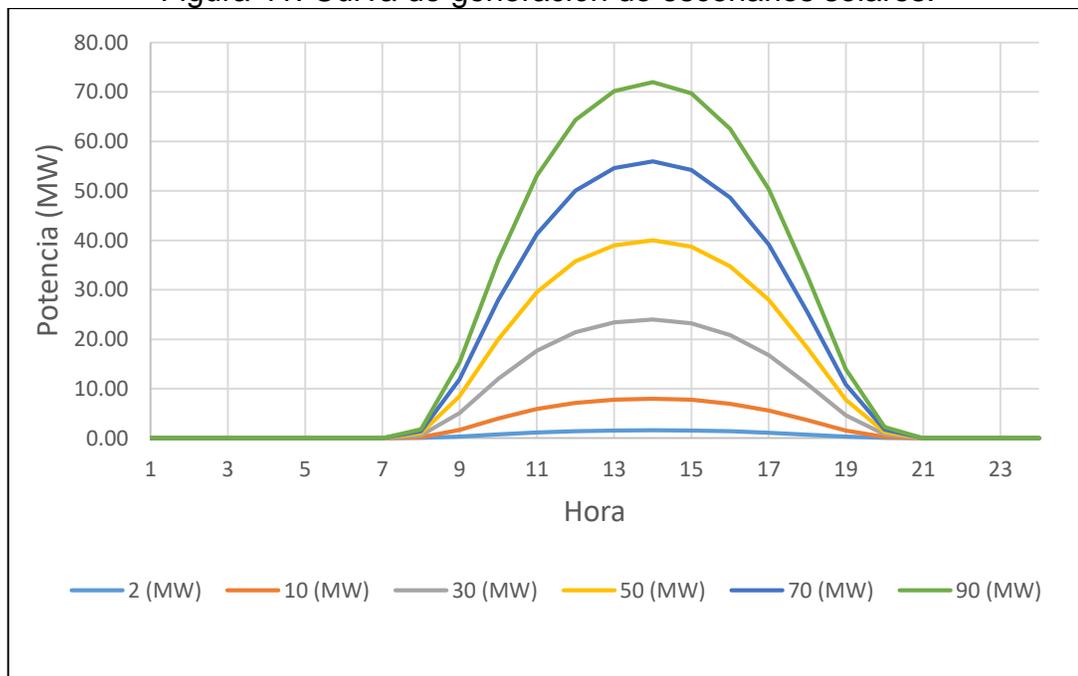
Para realizar este análisis, se consideraron seis escenarios de energía solar instalada, los cuales se presentan en la Tabla 19.

Tabla 19. Escenarios de energía solar instalada.

Escenario	Potencia Solar Instalada (MW)
E1	2
E2	10
E3	30
E4	50
E5	70
E6	90

La curva de generación de la planta solar sigue el mismo comportamiento para cada uno de los escenarios, amplificando la generación de manera proporcional al aumento de potencia instalada, ver Anexo T. En la Figura 41 se presenta la curva de generación diaria de la planta solar para cada uno de los escenarios.

Figura 41. Curva de generación de escenarios solares.



## 5 RESULTADOS MODELOS DE OPTIMIZACIÓN

En el presente capítulo se presentan los resultados obtenidos para cada uno de los modelos de optimización descritos en el capítulo 4. El objetivo principal es poder comparar los resultados obtenidos para determinar, a modo preliminar, la mejor configuración propuesta, en términos de minimización/maximización de costos/beneficios.

### 5.1 Resultados modelo actual

Resolviendo el problema de optimización descrito en el numeral 4.2.1, se obtiene la operación óptima de la central para cada una de las 12 semanas. En la Figura 42 se presentan los resultados obtenidos, los cuales permiten comparar la generación real con la operación óptima. Además, permite ver la respuesta que tiene la central frente a las variaciones de los costos marginales del sistema. Los resultados completos se presentan en el Anexo H.

Figura 42. Operación óptima y real de la Central Chapiquiña, enero.

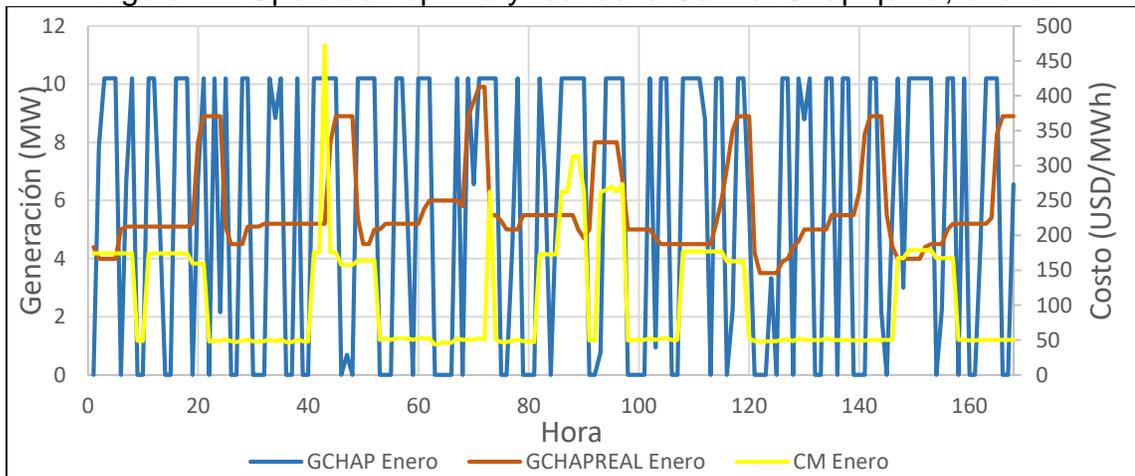
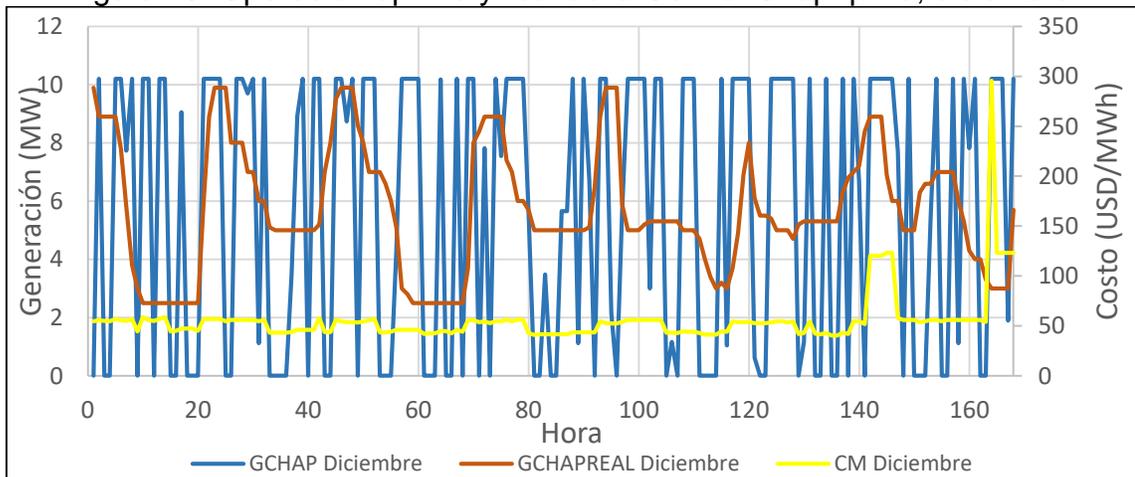


Figura 43. Operación óptima y real de la Central Chapiquiña, diciembre.



Como se puede observar de las Figuras 44 y 45, la operación real de la Central Chapiquiña tiende a seguir patrones a nivel diario. Este tipo de operación, que es controlada en cierta medida por el operador de la central, está pensado para un sistema donde los costos marginales también se comportan como un ciclo diario, donde se observan precios bajos durante el día y altos durante la noche. Pero los costos marginales no presentan necesariamente este comportamiento, es por esto que la operación óptima de la central no sigue un patrón diario, si no que intenta aprovechar al máximo los peaks de precios que existan durante la semana. Además, se observa en la Figura 42 que existen varios peaks de precios con duraciones de hasta 7 horas. Se esperaría que la Central operara a máxima capacidad durante las 7 horas, pero esto no es posible ya que su capacidad de regulación está determinada por el volumen máximo de acumulación en la chimenea que es de 12.000 (m<sup>3</sup>), lo que equivale a 24,8 (MWh) de almacenamiento de energía o a 2,4 horas generando a máxima capacidad.

Finalmente, en la Tabla 20 se compara el costo de generación del sistema mediante la operación modelada y la operación real.

Tabla 20. Resultados costo total de generación del sistema.

Operación	Costo Enero (USD)	Costo Diciembre (USD)
Modelo	567.238	317.985
Real	589.903	322.754
<b>Disminución del costo</b>	<b>3,8%</b>	<b>1,5%</b>

## 5.2 Resultados modelos de minimización de costos del sistema

### 5.2.1 Costo del sistema

En primer lugar, se compararon los costos de generación del sistema durante las 12 semanas modeladas para cada una de las configuraciones de Chapiquiña como central de bombeo, los cuales se presentan en las Figuras 52 y 53.

Figura 44. Costos de generación del sistema.

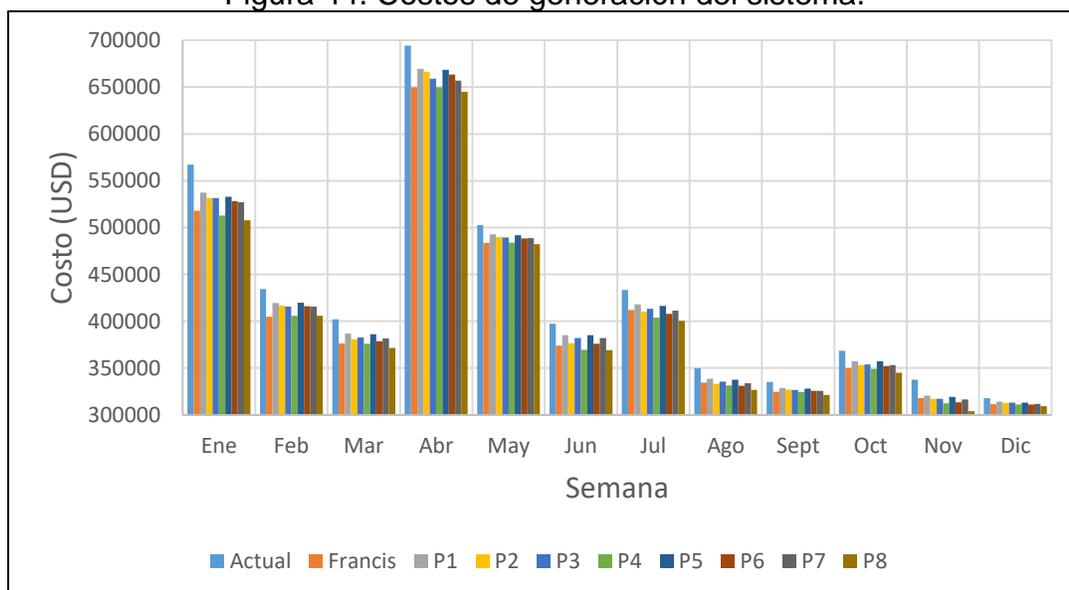
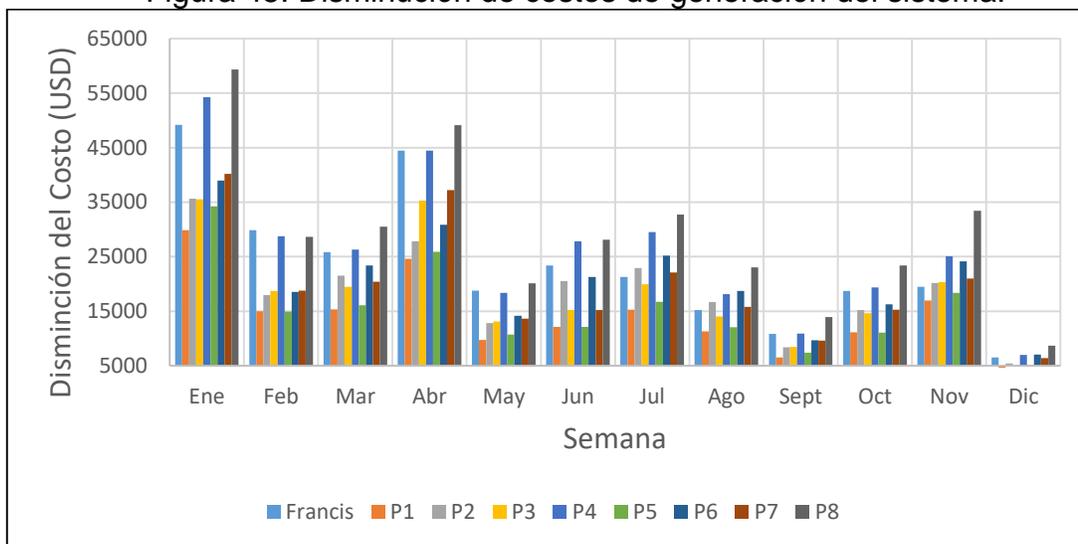


Figura 45. Disminución de costos de generación del sistema.



En la tabla 21 se presentan los costos totales de generación para las 12 semanas simuladas y para cada una de las configuraciones.

Tabla 21. Resumen costo total de generación del sistema.

Configuración	Costo Total (USD)	Disminución costo total
Actual	5.140.024	-
<b>Francis</b>	<b>4.856.541</b>	<b>5,5%</b>
P1	4.968.495	3,3%
P2	4.915.040	4,4%
P3	4.920.427	4,3%
P4	4.830.108	6,0%
P5	4.955.571	3,6%
P6	4.891.831	4,8%
P7	4.904.536	4,6%
<b>P8</b>	<b>4.788.962</b>	<b>6,8%</b>

### 5.2.2 Operación de la central

Se analizó la operación de la Central Chapiquiña como CHAB para la configuración con turbina Francis y para la configuración P8, ya que presentan la mayor disminución del costo total de generación del sistema. Los detalles de la operación de cada una de las configuraciones se presentan en los Anexos I-Q.

a) Febrero:

Figura 46. Operación configuración turbina Francis, febrero.

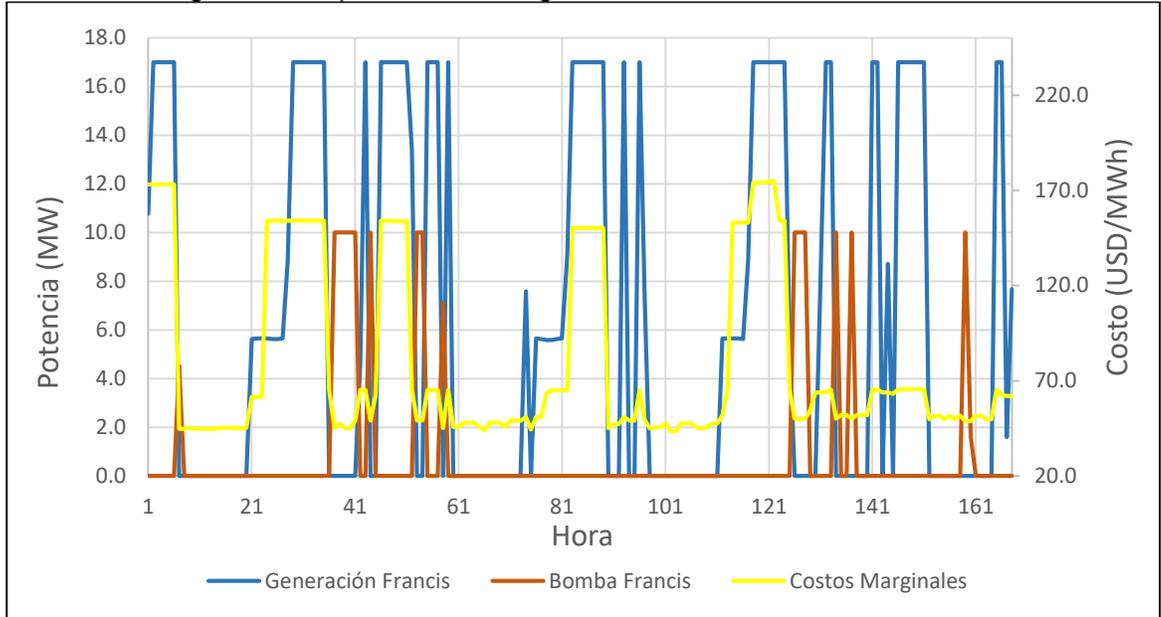
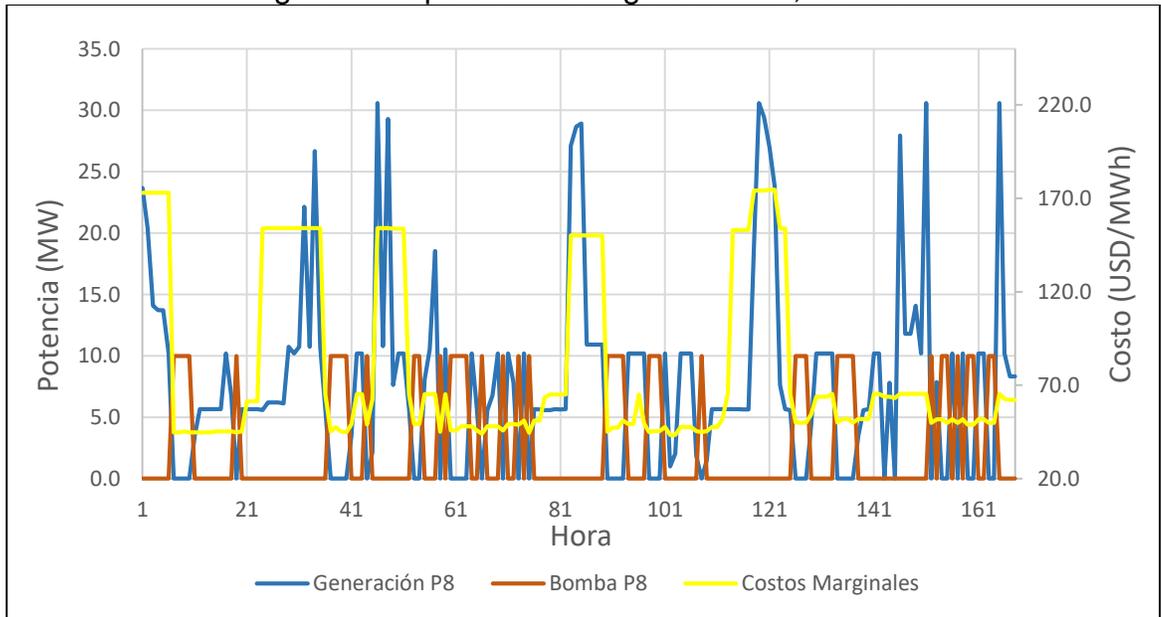


Figura 47. Operación configuración P8, febrero.



**b) Junio:**

Figura 48. Operación configuración turbina Francis, junio.

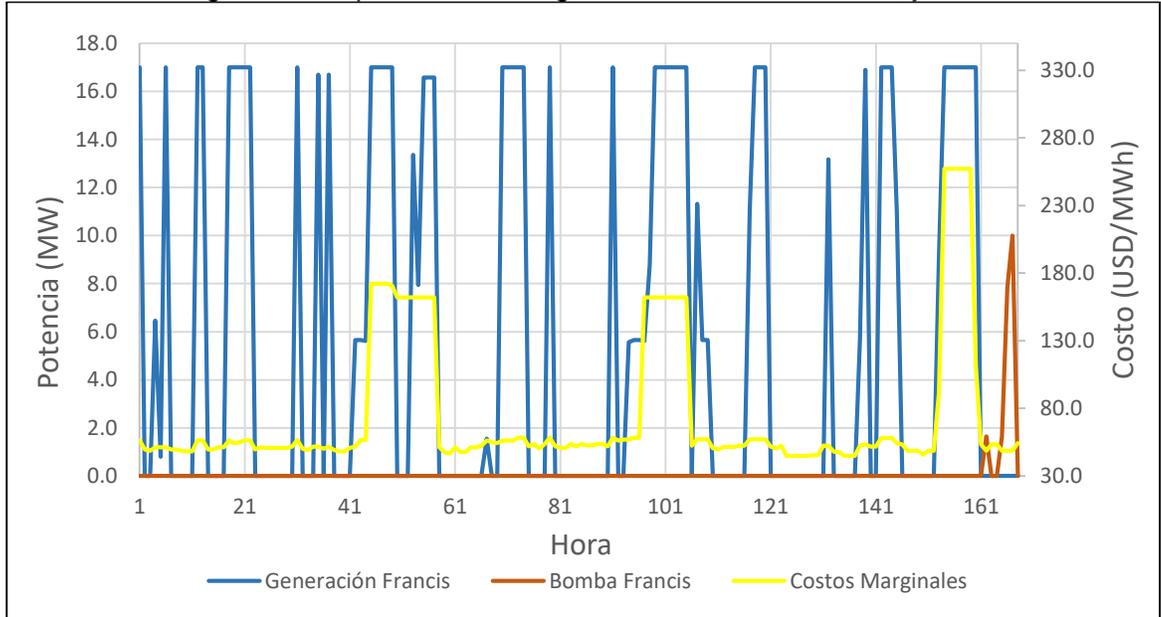
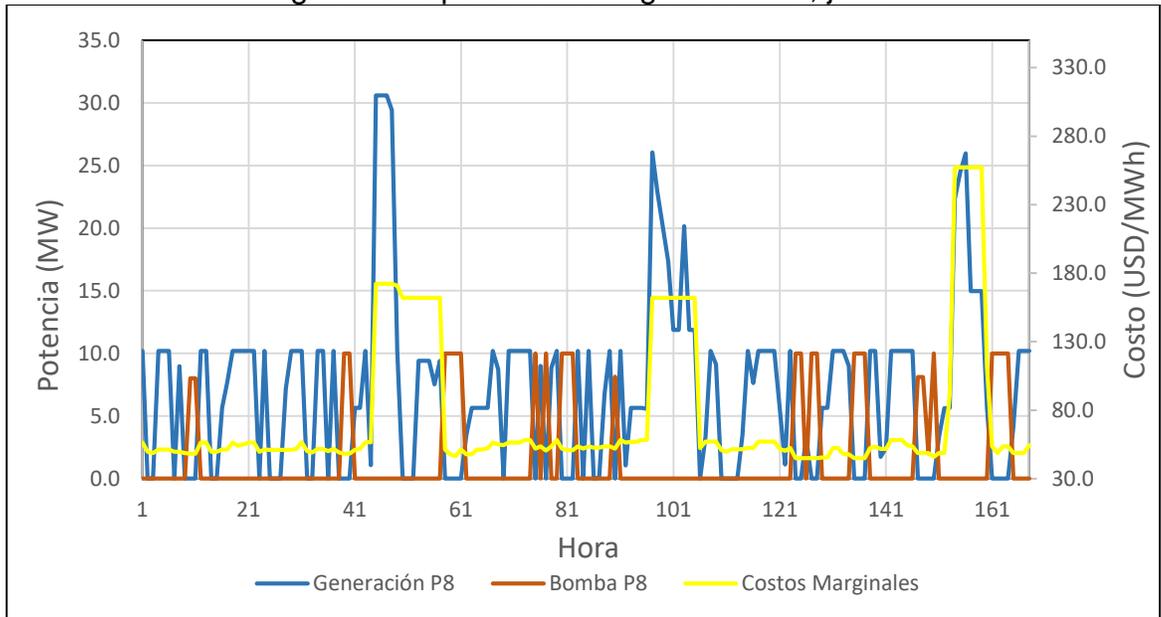


Figura 49. Operación configuración P8, junio.



c) Octubre:

Figura 50. Operación configuración turbina Francis, octubre.

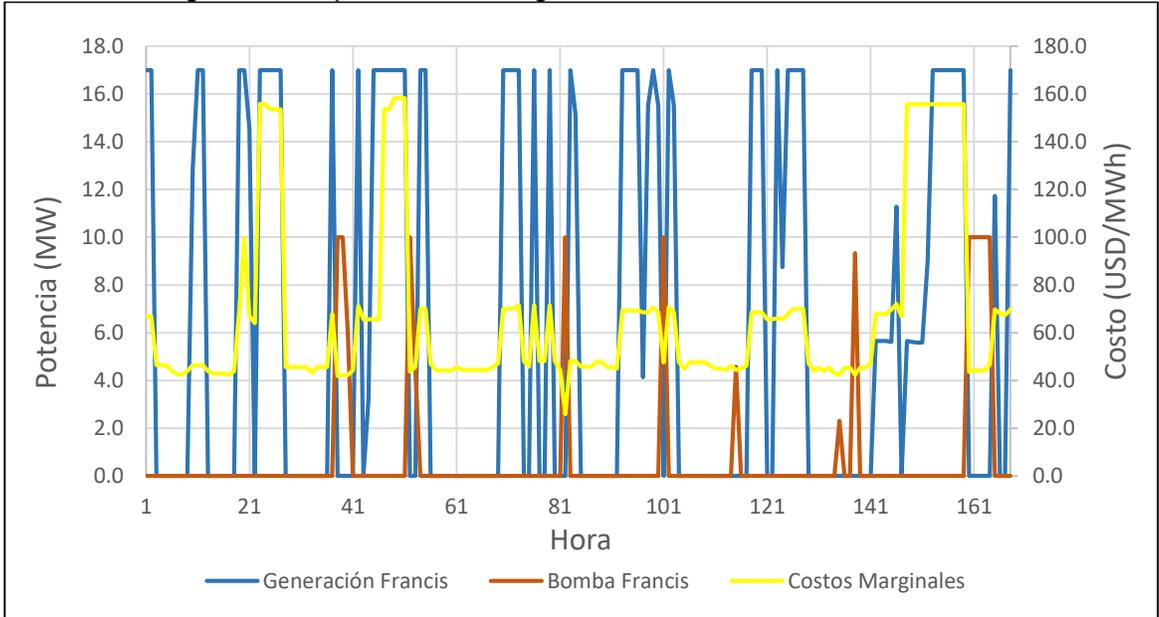
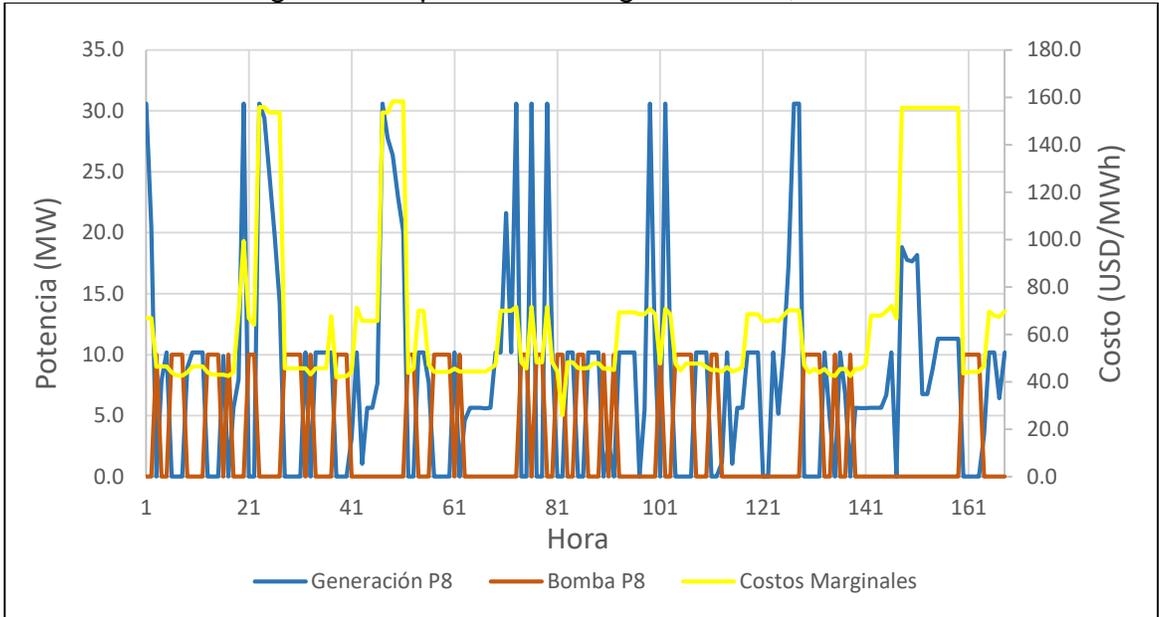


Figura 51. Operación configuración P8, octubre.



### 5.2.3 Beneficio del sistema de bombeo

Si bien, todas las configuraciones de la Central Chapiquiña como CHAB generan una disminución en los costos de generación, en el caso de la configuración con turbina Francis esta se debe tanto a la ampliación misma de la central (volúmenes de regulación y aumento de la potencia instalada) como al sistema de bombeo. Para verificar el aporte que tiene el sistema de bombeo en la disminución de costos del sistema, se compararon los costos de generación de la configuración Francis, considerando que el sistema de bombeo no puede operar, con los costos de generación cuando el sistema de bombeo si opera. Los resultados se presentan en las Figuras 52 y 53.

Figura 52. Costos de generación del sistema, configuración Francis.

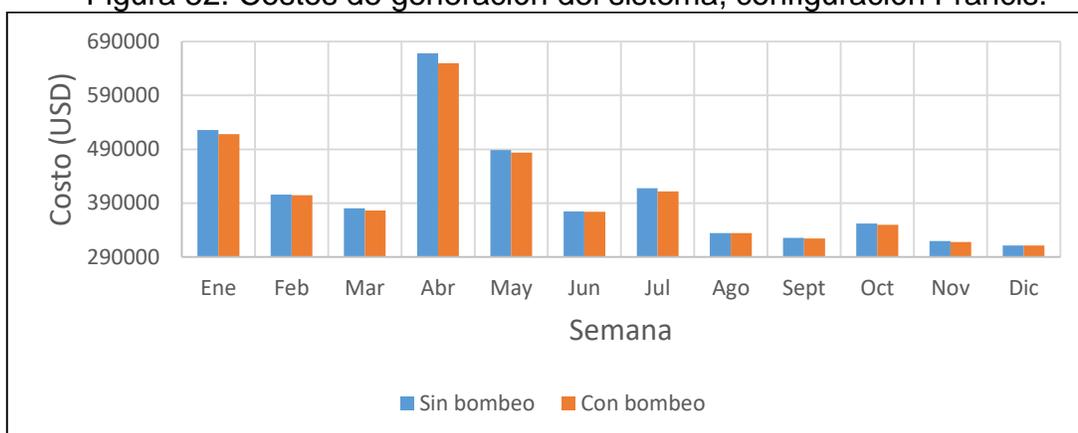


Figura 53. Disminución de costos de generación del sistema, configuración Francis.

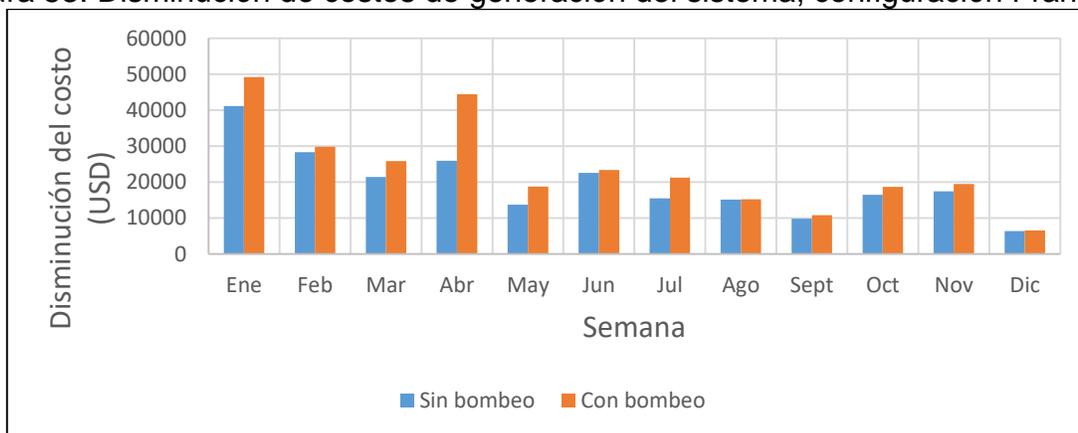


Tabla 22. Disminución del costo de generación debido al sistema de bombeo.

Configuración	Costo Total (USD)	Disminución del costo total
Actual	5.140.024	-
Sin Bombeo	4.906.091	4,6%
Con bombeo	4.856.541	5,5%

Es decir, el sistema de bombeo representa un 17,5% del beneficio asociado a la configuración con turbina Francis, y el resto está asociado a la ampliación de la central.

## 5.3 Resultados modelo de maximización de ingresos de la Central Chapiquiña

### 5.3.1 Ingresos Central Chapiquiña

A partir del modelo de optimización se obtuvieron los ingresos generados por venta de energía de la Central Chapiquiña para cada una de las configuraciones propuestas, los cuales se presentan en las Figuras 54 y 55.

Figura 54. Ingresos por venta de energía.

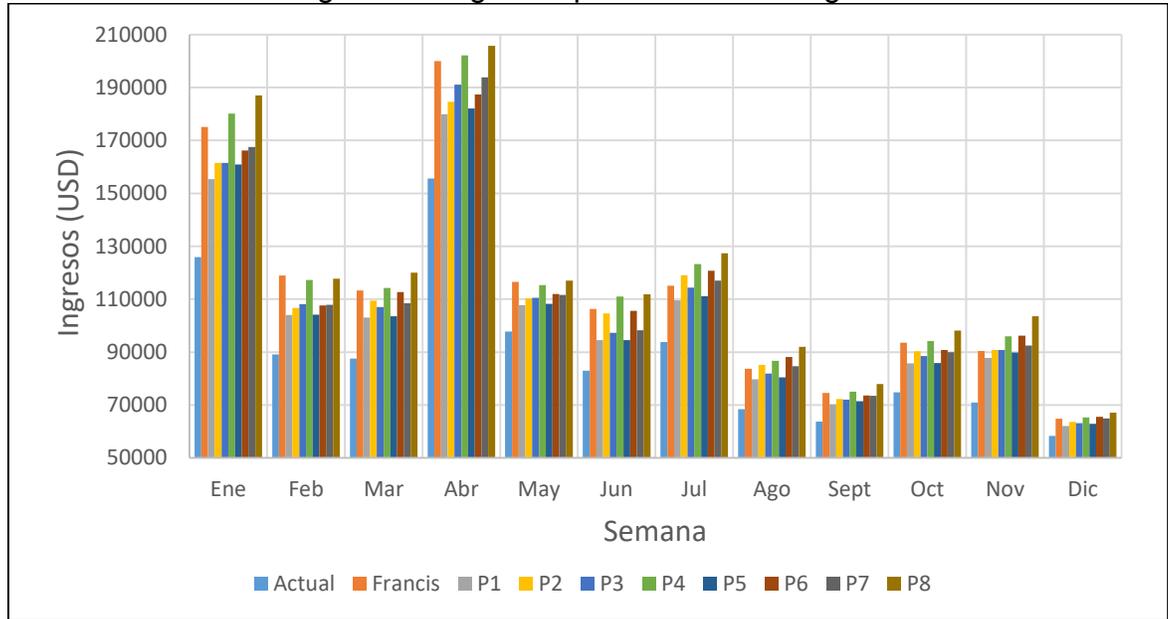
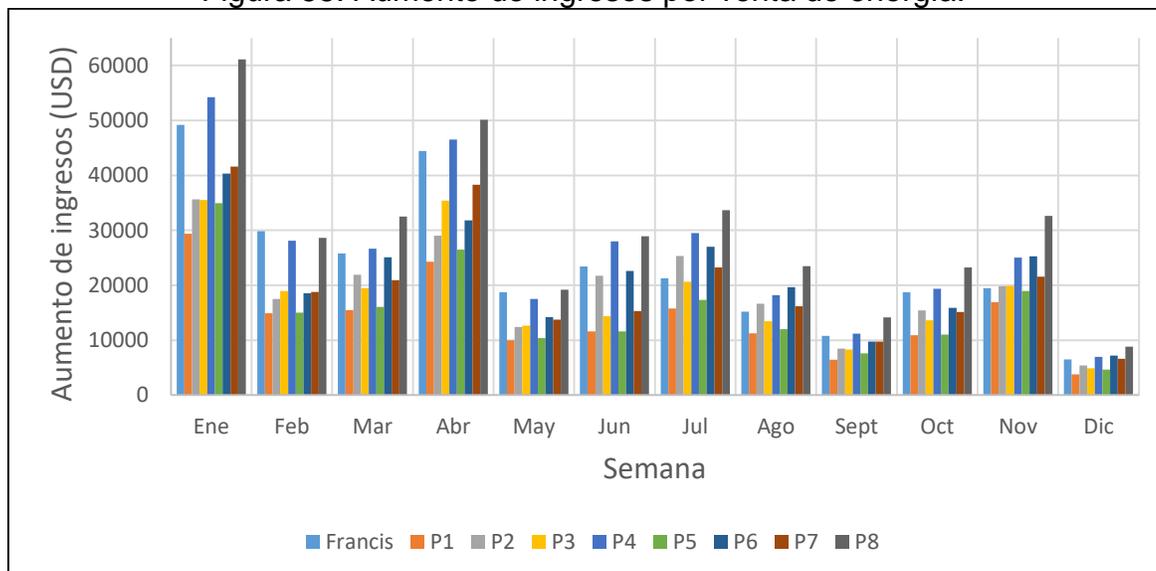


Figura 55. Aumento de ingresos por venta de energía.



En la Tabla 23 se presentan los ingresos totales de las 12 semanas simuladas para cada configuración.

Tabla 23. Resumen ingresos totales por venta de energía.

Configuración	Ingreso Total (USD)	Aumento Ingreso Total
Actual	1.068.901	-
<b>Francis</b>	<b>1.352.385</b>	<b>26.5%</b>
P1	1.239.725	16.0%
P2	1.298.335	21.5%
P3	1.286.171	20.3%
P4	1.380.391	29.1%
P5	1.255.048	17.4%
P6	1.326.369	24.1%
P7	1.310.083	22.6%
<b>P8</b>	<b>1.425.438</b>	<b>33.4%</b>

### 5.3.2 Operación de la central

Al igual que para el modelo anterior, se analizó la operación de las configuraciones con turbina Francis y P8. Los detalles de la operación de la central para las otras configuraciones se presentan en el Anexo S.

a) Febrero:

Figura 56. Operación configuración turbina Francis, febrero.

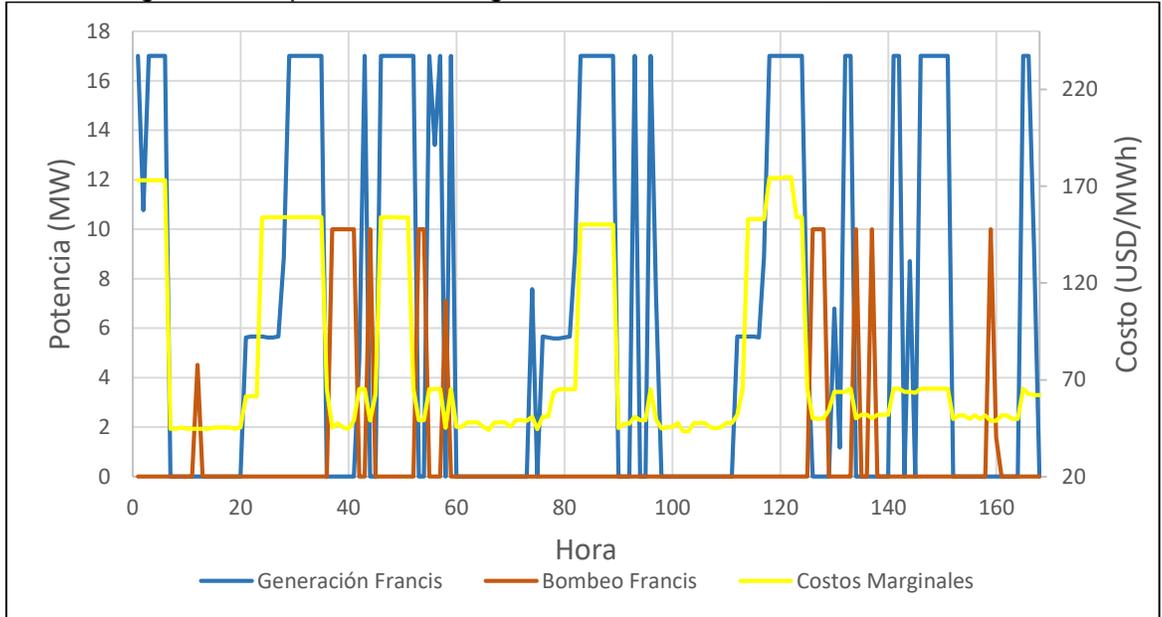
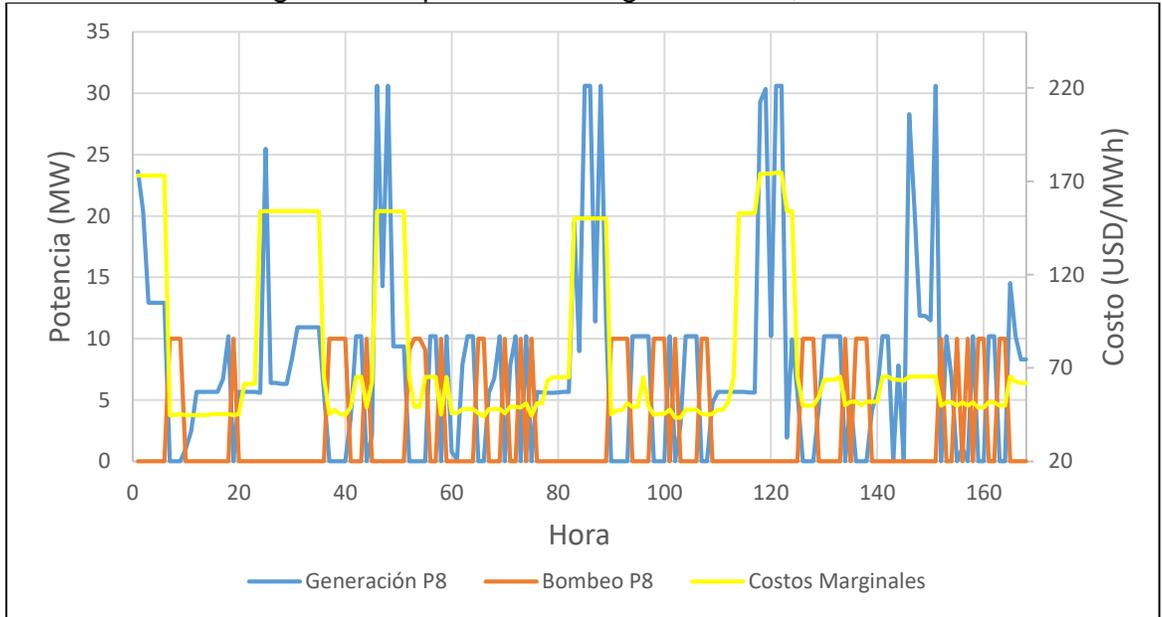


Figura 57. Operación configuración P8, febrero.



b) Junio:

Figura 58. Operación configuración turbina Francis, junio.

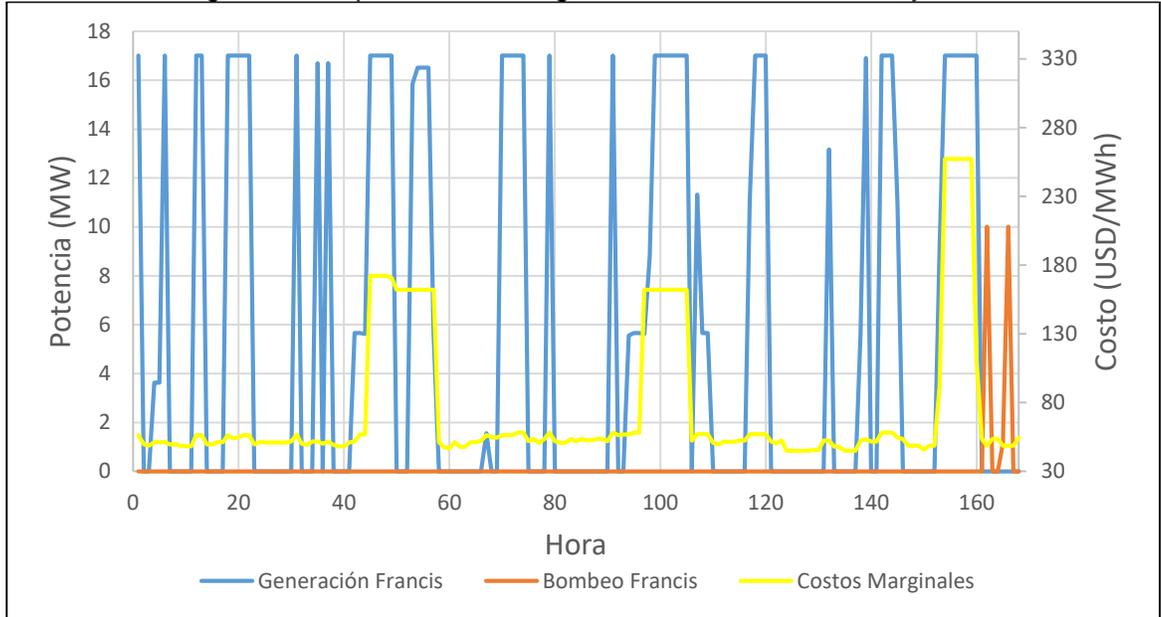
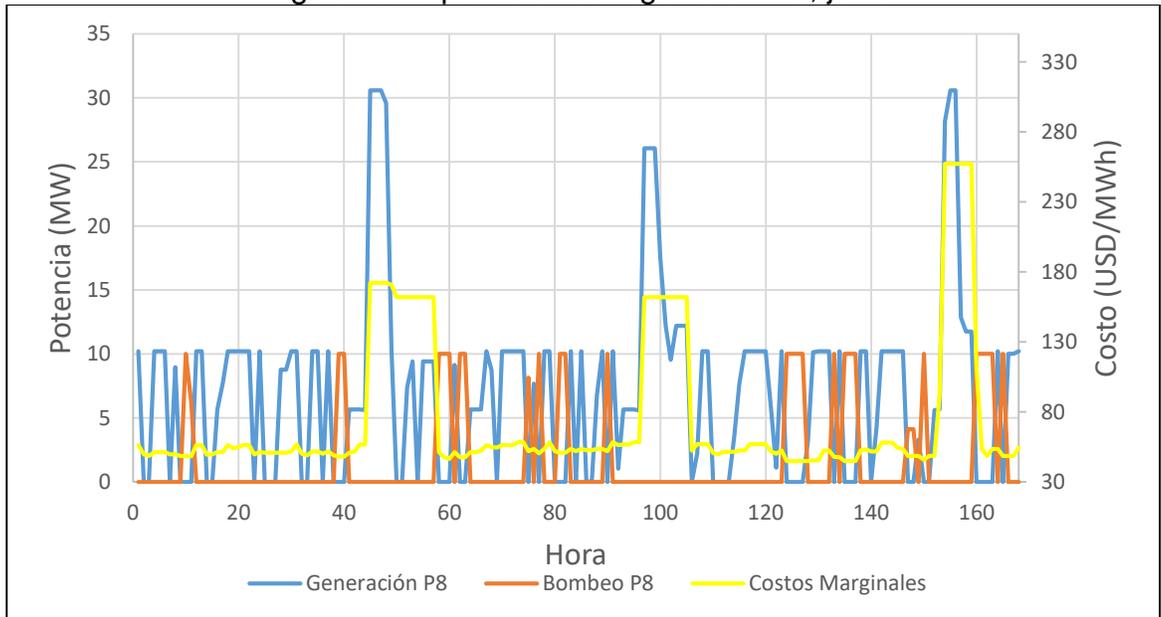


Figura 59. Operación configuración P8, junio.



c) Octubre:

Figura 60. Operación configuración turbina Francis, octubre.

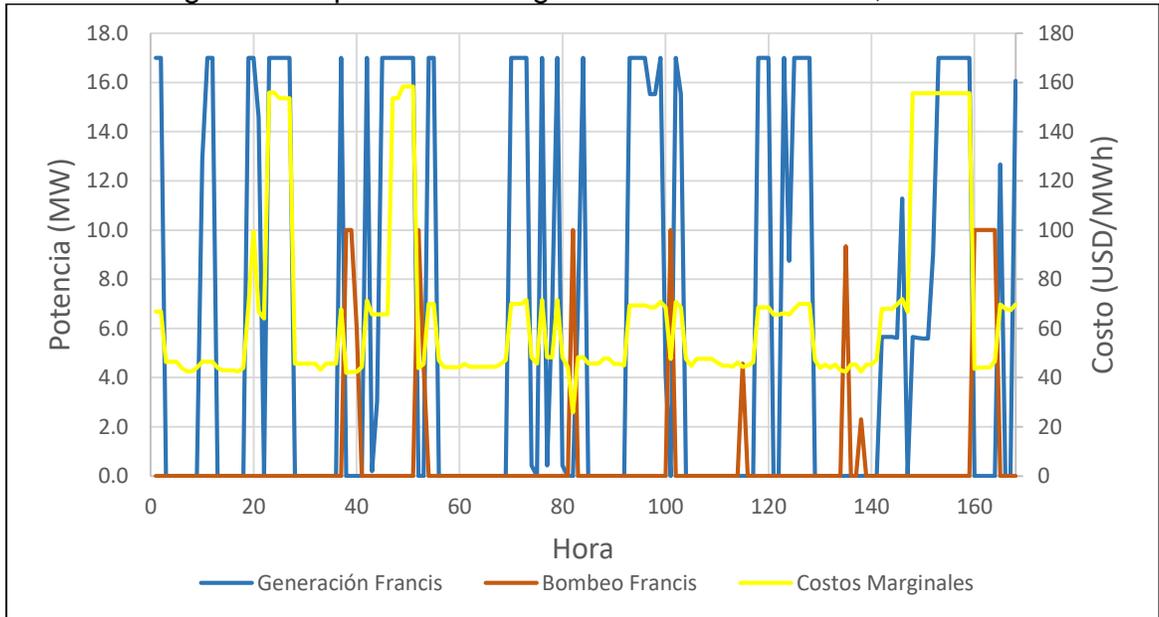
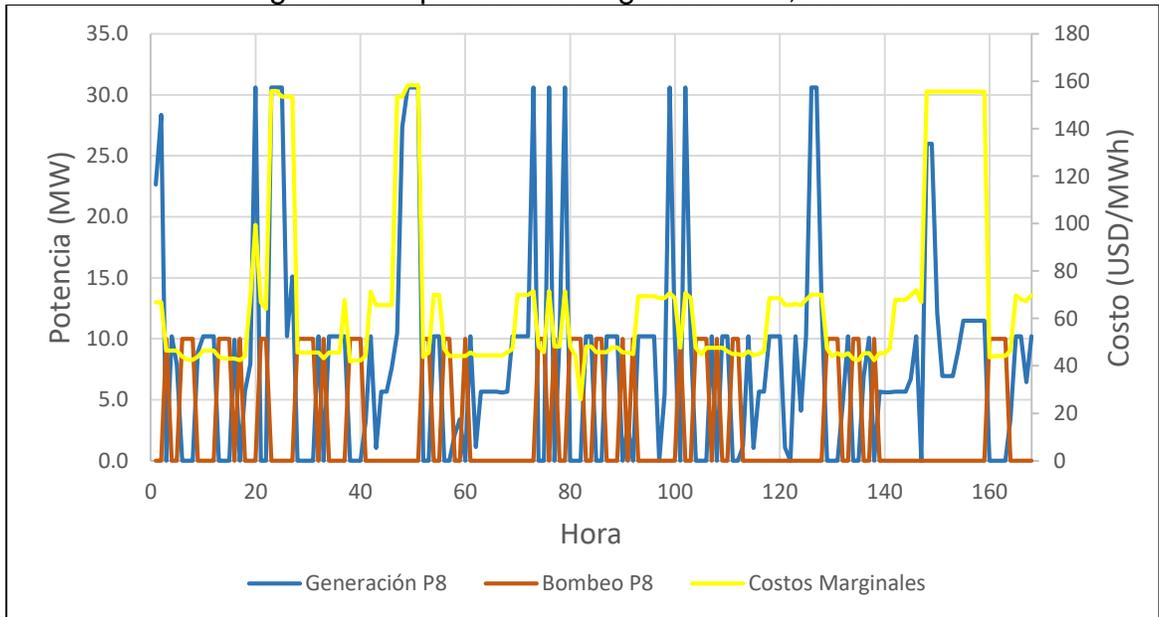


Figura 61. Operación configuración P8, octubre.



### 5.3.3 Comparación de modelos

Se compararon los ingresos de la central considerando la operación dada por los modelos descritos en 4.2.3, 4.2.4 y 4.2.5 para las configuraciones Francis y P8. Los resultados se presentan en las Figuras 62 y 63.

Figura 62. Ingresos por venta de energía, configuración Francis.

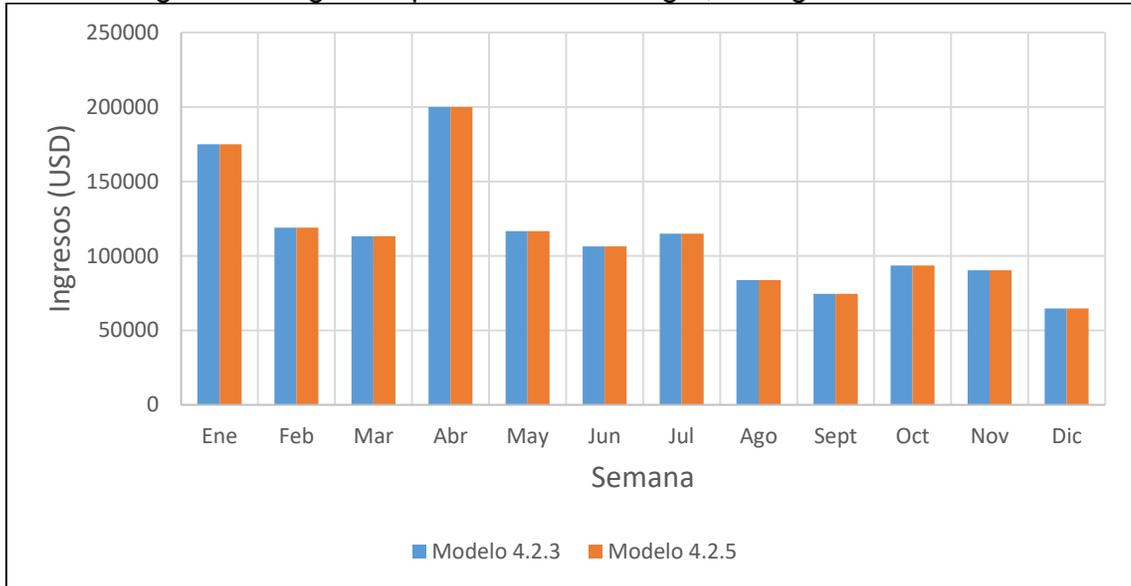
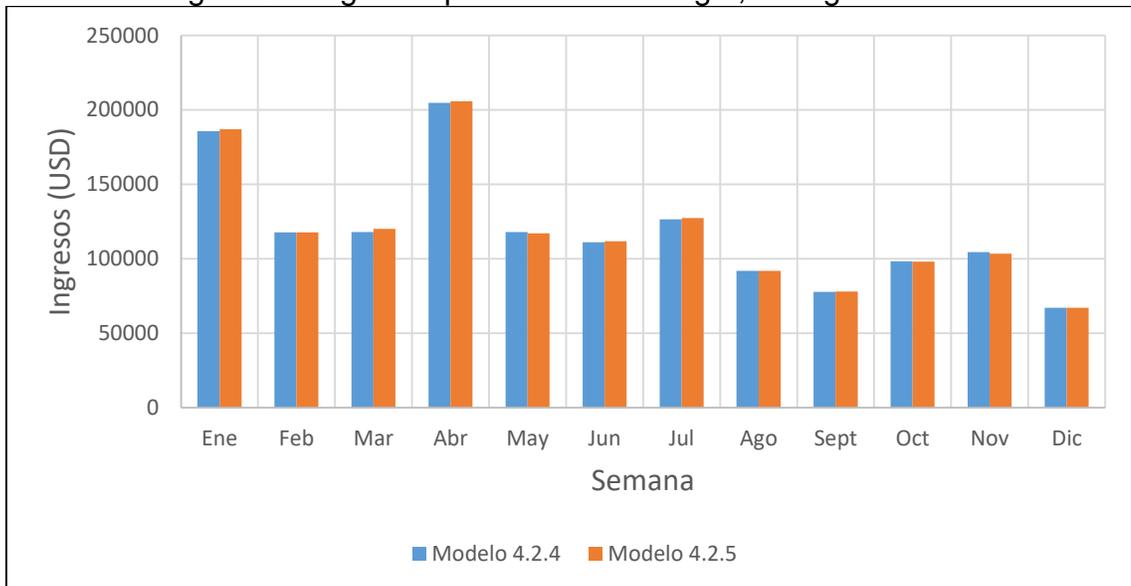


Figura 63. Ingresos por venta de energía, configuración P8.



En la Tabla 24 se presentan los ingresos totales de las 12 semanas simuladas para las configuraciones Francis y P8.

Tabla 24. Ingresos totales por venta de energía para cada modelo.

Configuración	Modelo	Ingresos Totales (USD)	Diferencia
Francis	4.2.3	1.352.385	0.0%
	4.2.5	1.352.385	
P8	4.2.4	1.421.189	0.3%
	4.2.5	1.425.438	

Se aprecia una pequeña diferencia en los ingresos generados por venta de energía entre los dos modelos. Esto se debe a que, en el caso del modelo 4.2.4, el costo marginal puede estar dado por el costo de generación mediante la C.D.A. Aquello ocurre cuando el sistema es capaz de satisfacer la demanda energética sin utilizar al SING como generador lo que se ve reflejado solamente en la configuración P8, ya que con esta configuración es posible abastecer la demanda del sistema solamente utilizando la Central Chapiquiña como CHAB más la C.D.A.

En caso de que la C.D.A no defina el costo marginal de generación, es decir, que siempre se utilice al SING como generador, no existen diferencias en los ingresos por venta de energía. Esto se debe a que ambos modelos buscan operar a la Central Chapiquiña durante los períodos de mayores costos marginales, para así minimizar (modelos 4.2.3 y 4.2.4) la generación del SING o maximizar (modelo 4.2.5) el precio de venta de energía.

## 5.4 Resultados aumento de penetración de energía solar en el sistema

### 5.4.1 Modelo actual

En primer lugar, se obtuvo la disminución de costos de generación del sistema semiaislado, considerando la Central Chapiquiña actual, para diferentes escenarios de energía solar instalada. Los resultados se presentan en las Figuras 64 y 65.

Figura 64. Costo de generación semanal para escenarios de generación solar.

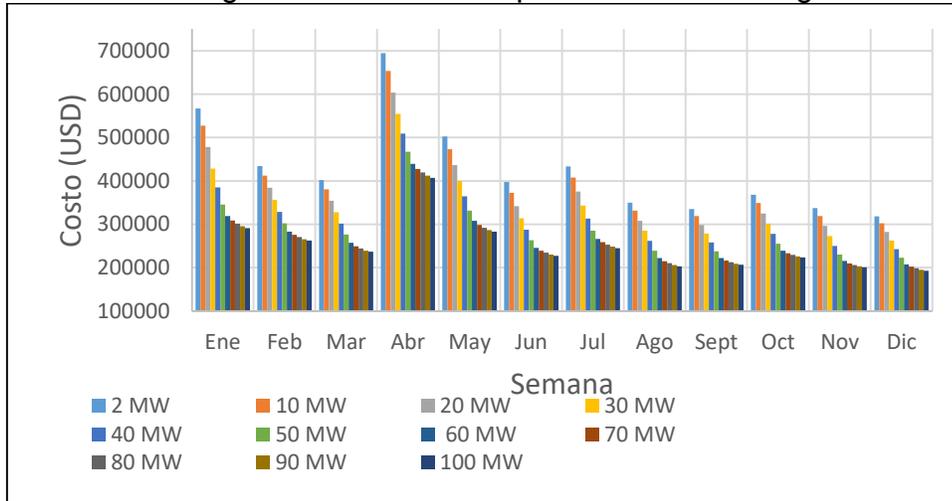
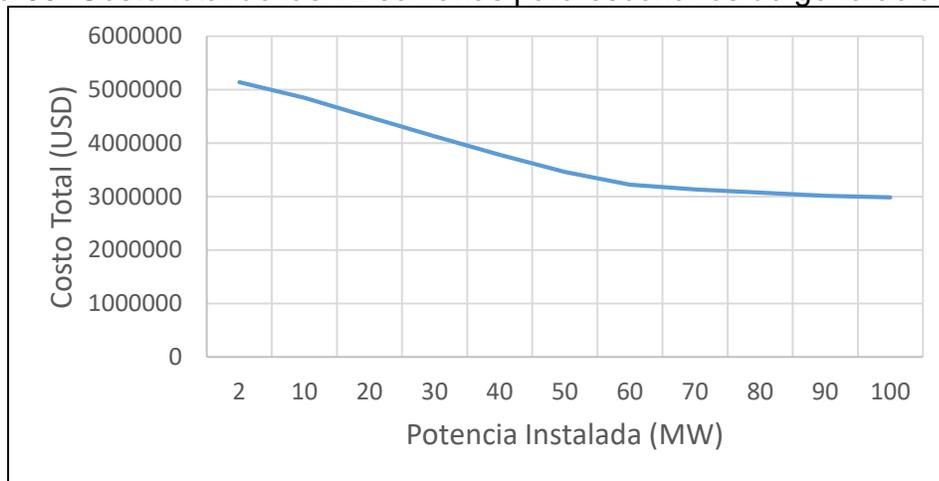


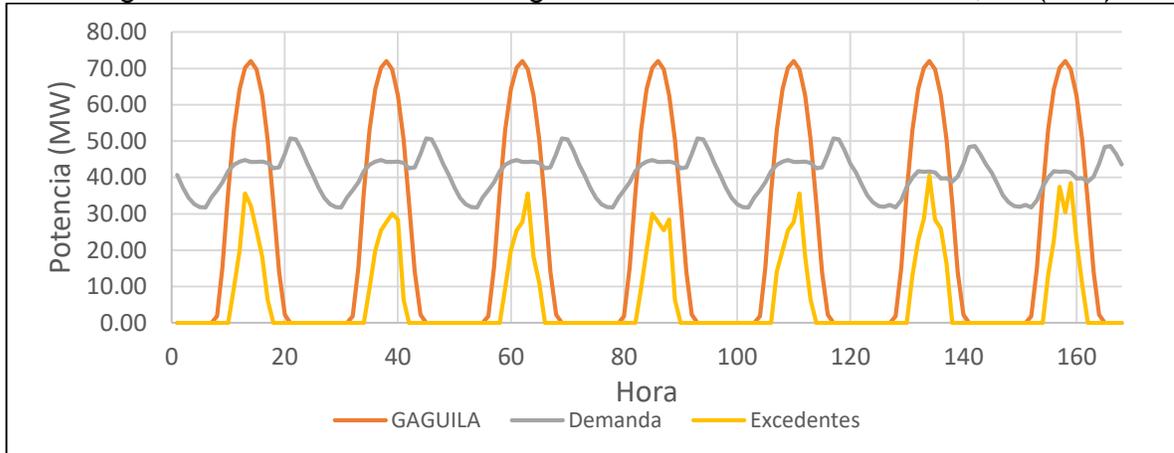
Figura 65. Costo total de las 12 semanas para escenarios de generación solar.



Como era de esperar, un aumento en la capacidad de generación solar produce una disminución en los costos totales de generación del sistema. Esto se debe a que el costo de generación solar es 0, por lo tanto, un aumento en la potencia instalada permite reducir la generación proveniente desde el SING, que tiene un costo equivalente al costo marginal del sistema.

De la Figura 65, es posible ver que el beneficio asociado al aumento de la potencia solar instalada comienza a disminuir a partir de los 70 (MW). Esto se debe a que comienzan a aparecer excedentes en la red que no son posibles de aprovechar. En la Figura 66 se muestran los excedentes de energía solar en el sistema eléctrico semiaislado para una potencia solar instalada de 90 (MW).

Figura 66. Excedentes de energía solar en el sistema eléctrico, 90 (MW)



Como se describió en el Capítulo 2, las centrales de acumulación por bombeo permiten almacenar estos excedentes de energía (que tienen costo 0) para ser utilizados cuando los costos marginales del sistema son mayores. A continuación, se presentarán los resultados obtenidos, para cada una de las configuraciones de la Central Chapiquiña como CHAB, en los distintos escenarios de penetración de energía solar.

#### 5.4.2 Central Chapiquiña como CHAB

Se obtuvo el costo total de generación del sistema eléctrico semiaislado utilizando los modelos de optimización presentados en los numerales 4.2.3 y 4.2.4, durante las 12 semanas simuladas, para cada una de las configuraciones en los distintos escenarios de penetración de energía solar en el sistema. En las Figuras 67 y 68 se presentan los resultados obtenidos.

Figura 67. Costo de generación total del sistema.

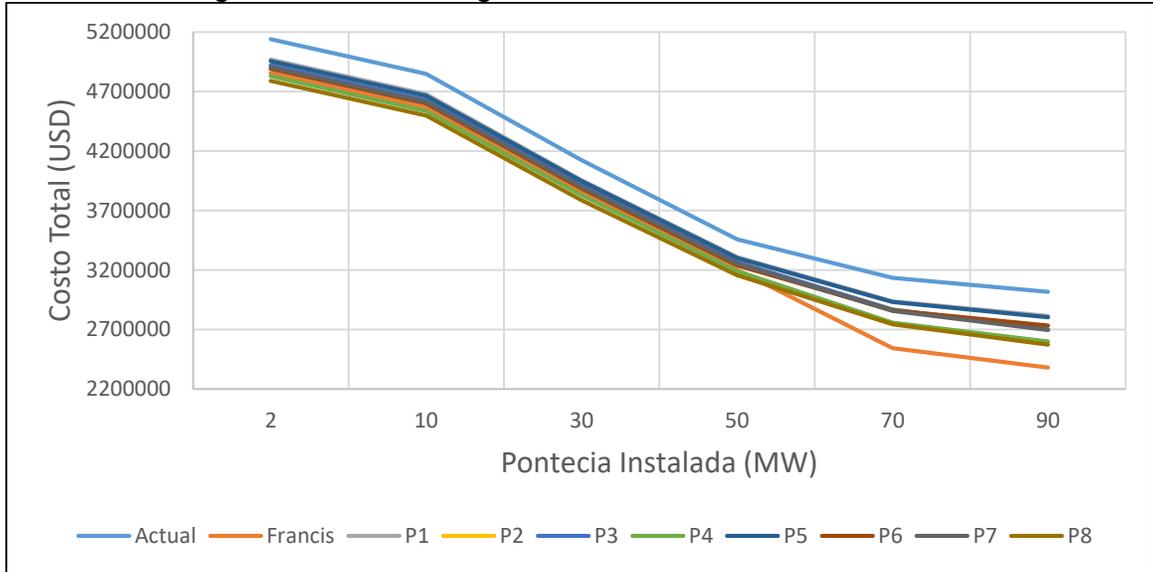
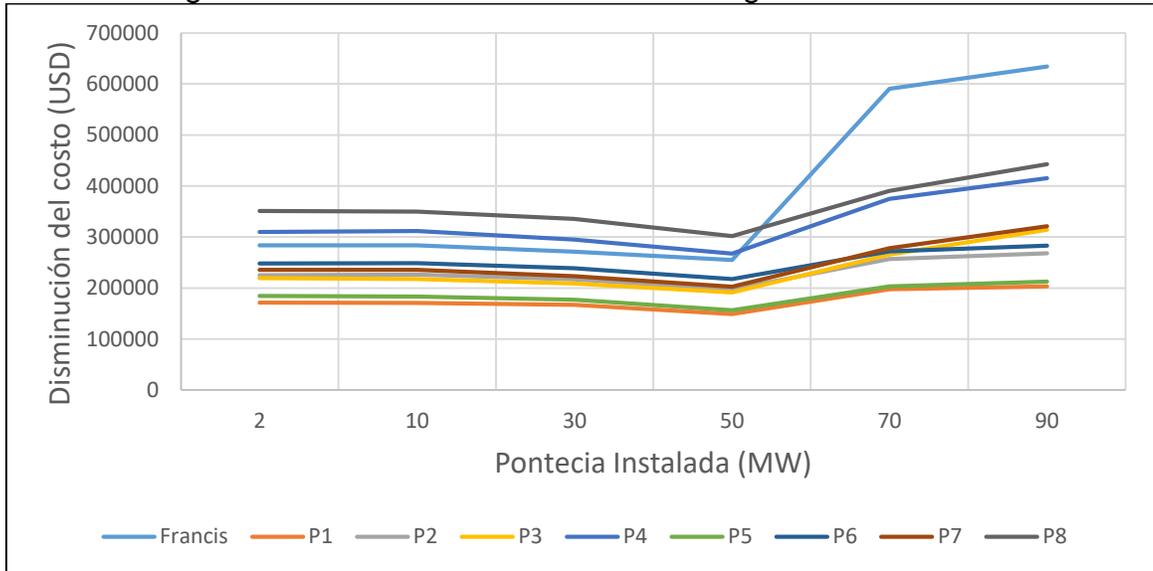


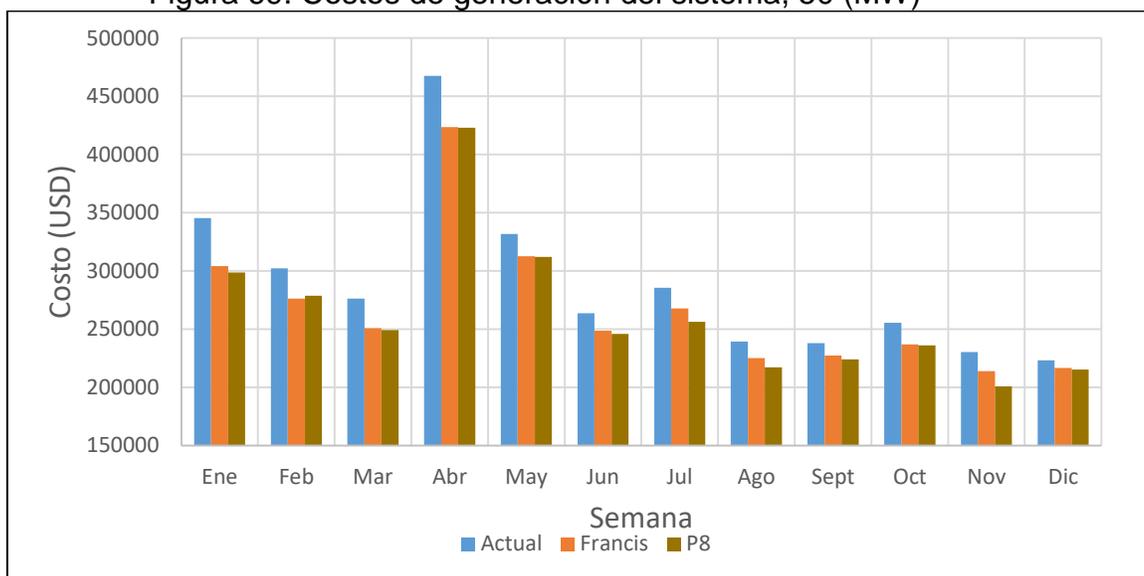
Figura 68. Disminución del costo total de generación.



Además, se compararon los costos de generación del sistema a nivel semanal utilizando las configuraciones actual, con turbina Francis y P8, para los escenarios de energía solar instalada de 50 y 70 (MW). Los resultados se presentan en las Figuras 69 y 70, y el detalle de la operación se presenta en los Anexos I-Q.

**a) Escenario 50 (MW):**

Figura 69. Costos de generación del sistema, 50 (MW)



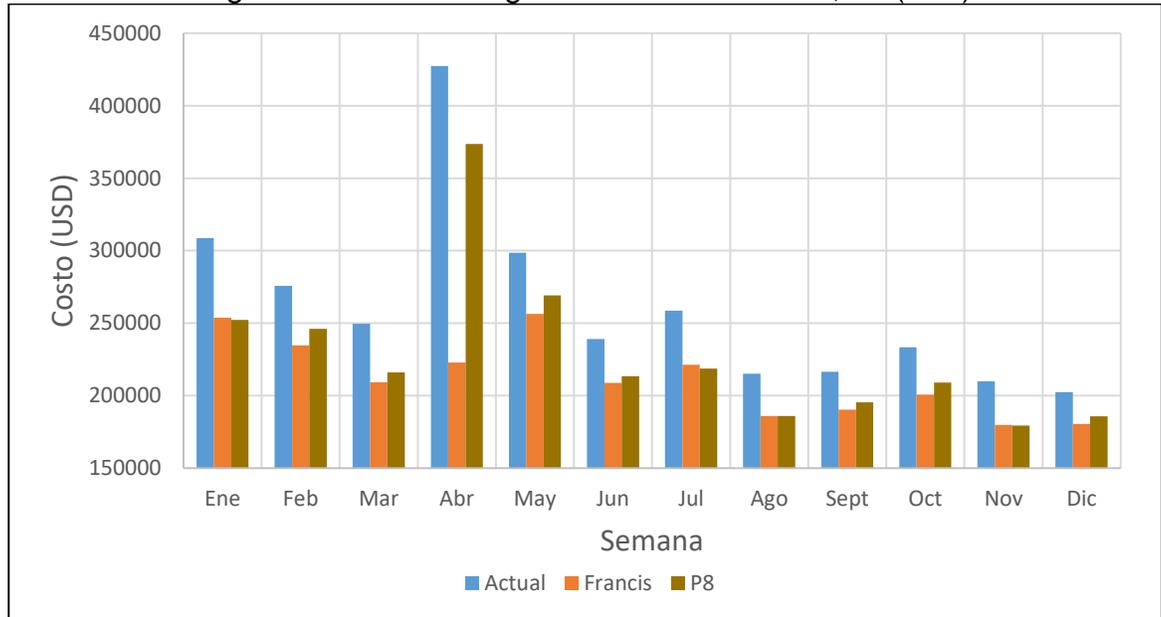
En la Tabla 25 se presenta el costo total de generación del sistema para el escenario con potencia instalada de 50 (MW) para las configuraciones Actual, Francis y P8.

Tabla 25. Resumen costo total de generación del sistema, 50 (MW).

Configuración	Costo Total (USD)	Disminución Costo Total
Actual	3.458.250	-
Francis	3.203.289	7.4%
P8	3.156.394	8.7%

**b) Escenario 70 (MW):**

Figura 70. Costos de generación del sistema, 70 (MW)



En la Tabla 26 se presenta el costo total de generación del sistema para el escenario con potencia instalada de 70 (MW) para las configuraciones Actual, Francis y P8.

Tabla 26. Resumen costo total de generación del sistema, 70 (MW).

Configuración	Costo Total (USD)	Disminución Costo Total
Actual	3.134.533	-
Francis	2.544.041	18.8%
P8	2.743.948	12.5%

Al igual que para el escenario base, que considera una planta solar de 2 (MW), se verificó el aporte del sistema de bombeo en la disminución de costos de generación para la configuración Francis en los escenarios 50 y 70 (MW). De igual manera que en el numeral 5.2.3, se obtuvo el costo de generación simulando que el sistema de bombeo no opera y se comparó con el costo de generación con el sistema de bombeo funcionando.

**a) Escenario 50 (MW):**

Figura 71. Costos de operación del sistema, configuración Francis 50 (MW).

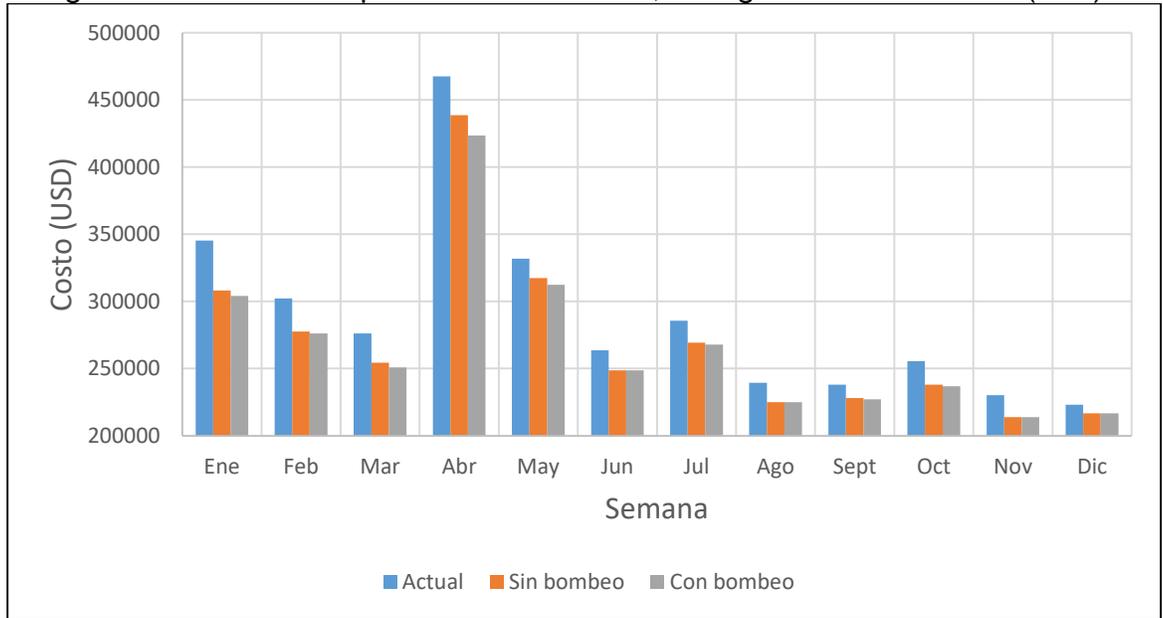
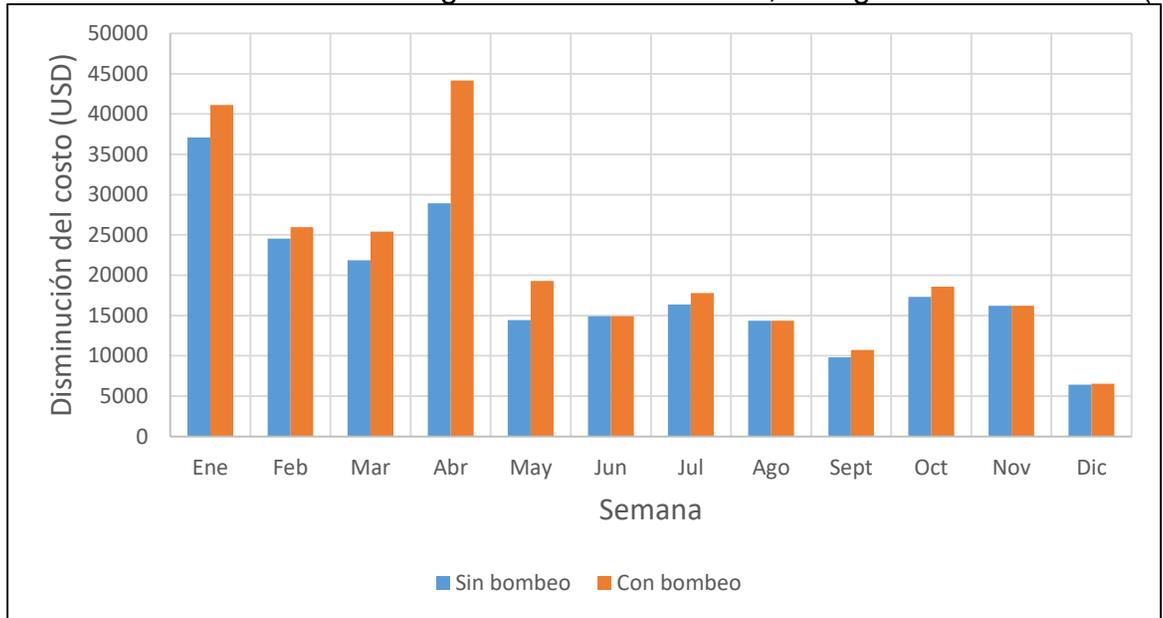


Figura 72. Disminución de costos de generación del sistema, configuración Francis 50 (MW).



En la Tabla 27 se presenta el costo total de generación del sistema para el escenario con potencia instalada de 50 (MW) para las configuraciones Actual, Francis sin bombeo y Francis con bombeo.

Tabla 27. Costo total de generación del sistema, configuración Francis 50 (MW).

Configuración	Costo Total (USD)	Disminución del costo total
Actual	3.458.250	-
Sin Bombeo	3.235.990	6.4%
Con bombeo	3.203.289	7.4%

De los resultados obtenidos se concluye que el sistema de bombeo representa un 12,8% del beneficio asociado a la configuración con turbina Francis, y el resto está asociado a la ampliación de la central.

**b) Escenario 70 (MW):**

Figura 73. Costos de operación del sistema, configuración Francis 70 (MW).

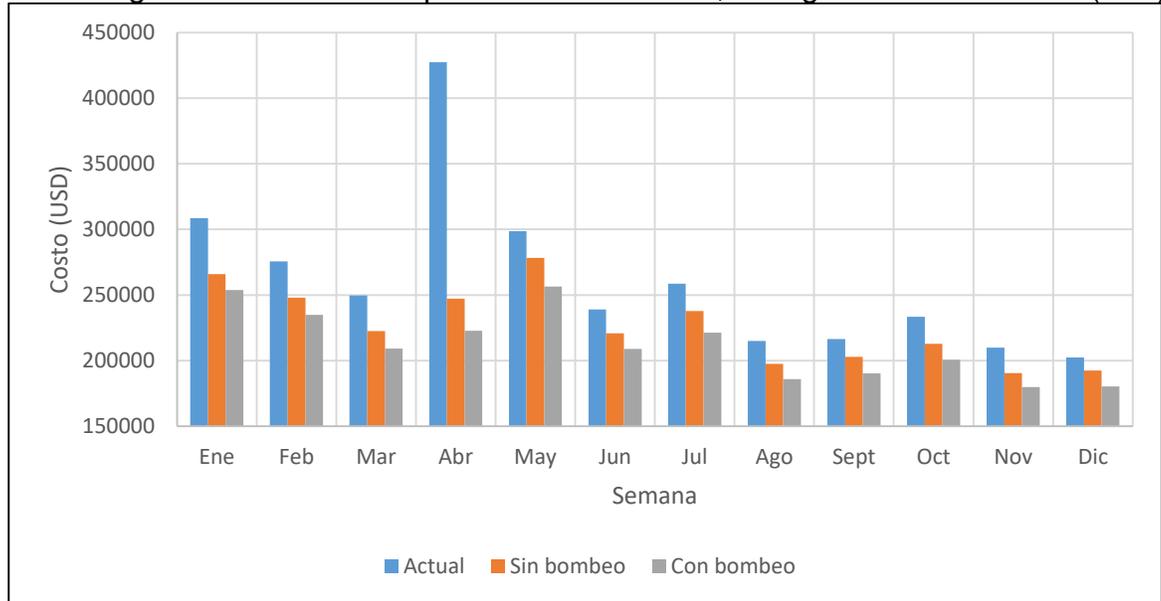
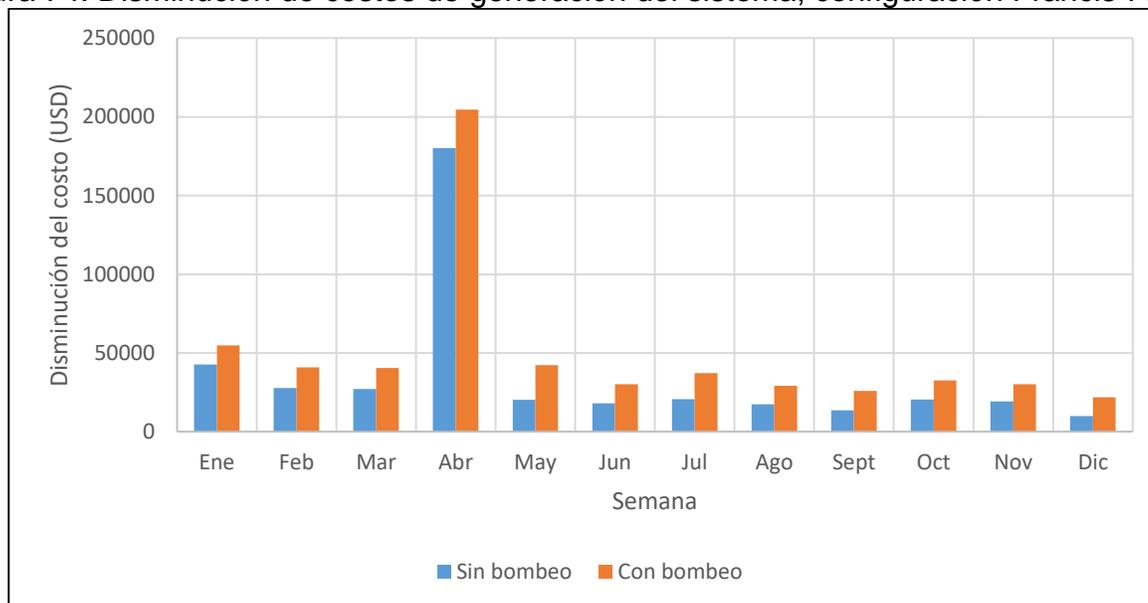


Figura 74. Disminución de costos de generación del sistema, configuración Francis 70 (MW).



En la Tabla 28 se presenta el costo total de generación del sistema para el escenario con potencia instalada de 70 (MW) para las configuraciones Actual, Francis sin bombeo y Francis con bombeo.

Tabla 28. Costo total de generación del sistema, configuración Francis 70 (MW).

Configuración	Costo Total (USD)	Disminución del costo total
Actual	3.134.553	-
Sin Bombeo	2.716.681	13.3%
Con bombeo	2.544.041	18.8%

De la Tabla 28 se concluye que el sistema de bombeo representa un 29,2% del beneficio asociado a la configuración con turbina Francis, y el resto está asociado a la ampliación de la central.

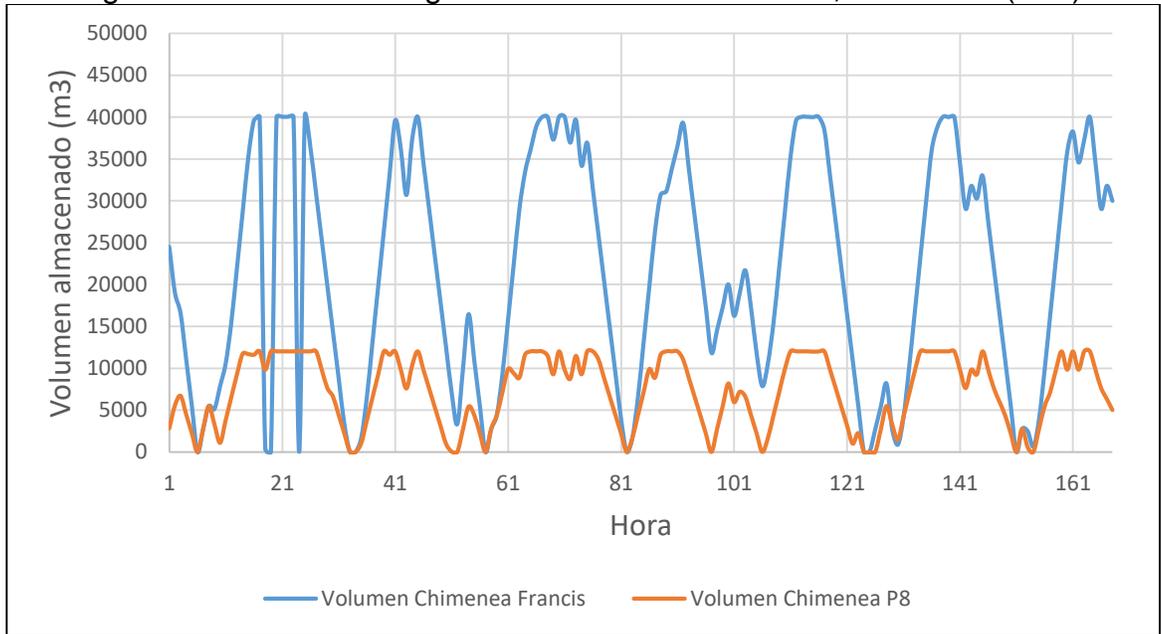
Se puede observar que, cuando el sistema comienza a tener excedentes de energía, es decir, cuando la potencia instalada de energía solar es mayor a 50 (MW), el sistema de bombeo es capaz de aprovechar estos excedentes para acumular energía y así disminuir los costos de generación durante los periodos de mayores precios del sistema.

Además, se observa que, al existir excedentes de energía, la configuración Francis es la que logra el menor costo de generación del sistema. La razón principal es que las configuraciones Pelton mantienen el volumen de regulación de los caudales afluentes (12.000 m<sup>3</sup> o 4 horas aproximadamente), por lo que deben operar durante los horarios en que existen excedentes de energía solar, lo que impide que se pueda utilizar el sistema de bombeo de manera continua durante todas las horas donde existan excedentes (aproximadamente 6 horas). En cambio, la configuración Francis amplía el volumen de regulación de los caudales afluentes

(a 50.000 m<sup>3</sup> o 18 horas aproximadamente) por lo que es posible utilizar el sistema de bombeo durante todas las horas con excedentes de energía solar.

En la Figura 75 se observa el volumen de agua embalsado en la chimenea para las configuraciones Francis y P8, donde se aprecia claramente los horarios en que, en el caso de la configuración P8, el volumen se llena, por lo que la central está obligada a operar para vaciar el estanque y, por lo tanto, impidiendo que el sistema de bombeo pueda aprovechar los excedentes de energía solar.

Figura 75. Volumen de agua embalsado en chimenea, febrero 70 (MW).



## 6 CONCLUSIONES

En este trabajo se analiza desde diversas perspectivas la posible conversión de la Central Chapiquiña en una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo. El desempeño de nueve configuraciones alternativas se evalúa en base a indicadores económicos de beneficio o costo según la perspectiva adoptada. El análisis se basó en dos modelos principales, uno que busca la minimización de costos de generación en un sistema eléctrico semiaislado y otro que apunta a la maximización de ingresos de la Central Chapiquiña.

Para definir el sistema eléctrico semiaislado de Arica bajo la situación actual se identificaron las centrales generadoras conectadas a la subestación Arica y se analizó el comportamiento de la demanda eléctrica de la zona. En conjunto, el sistema tiene una capacidad de generación máxima de 26,5 (MW) y una demanda mínima de 31,3 (MW), es decir, las centrales generadoras del sistema semiaislado son incapaces de satisfacer la demanda energética de Arica, por lo que es necesario que el SING, modelado como un generador equivalente, deba aportar al sistema durante las 24 horas. Además, debido a que las centrales generadoras del sistema semiaislado representan un 0,5% de la potencia instalada del SING aproximadamente, se consideró que la operación de estas centrales no modifica los costos marginales del sistema.

Otro aspecto relevante del sistema eléctrico semiaislado es la variación de la demanda a nivel diario. Esta presenta una variación entre los horarios de máxima generación solar (12:00-16:00 hrs), con una demanda de 42 (MW) aproximadamente, y el horario de máxima demanda energética (20:00-22:00 hrs), con una demanda de 50 (MW) aproximadamente. Esto permite que, para un aumento en la penetración de energía solar, aparezcan excedentes de energía en el sistema, los cuales pueden ser aprovechados por una CHAB.

En cuanto al diseño de la Central Chapiquiña como CHAB, se identificaron las principales características de la central en su estado actual. Esto permitió analizar los principales factores que condicionan la implementación de una CHAB, asociados al emplazamiento de la central propuestos por Jiménez (2012), de donde se observa que la central presenta condiciones muy favorables para la implementación de una CHAB ya que tiene una carga hidráulica de 1000 (m) aproximadamente, una relación L/H de 3,95 e infraestructura existente que puede ser aprovechada, como lo es el penstock y el embalse de riego. Todos estos elementos facilitan la conversión de la Central Chapiquiña en una CHAB.

Luego, se pudo determinar las principales restricciones que limitan la conversión de la central en una CHAB. Para la configuración que utiliza una turbina Francis, la principal restricción está dada por el caudal máximo que es capaz de conducir el penstock, el cual es de 2,7 ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) a una velocidad de 7 (m/s), pero por seguridad se decidió utilizar una

velocidad máxima de 6 (m/s), lo que permite instalar una potencia máxima de 17 (MW). En el caso de la configuración con turbinas Pelton, la principal restricción está dada por el tamaño de la casa de máquinas, la cual permite la instalación de dos turbinas Pelton de 10,2 (MW) cada una.

Para resolver los modelos de optimización propuestos, se utilizó el software GAMS en su versión 24.5.4. A excepción del modelo actual, que es un problema lineal con variables continuas, los modelos asociados a la Central Chapiquiña como CHAB son modelos no lineales con variables continuas. Las restricciones de estos modelos incluyen los balances energéticos asociados al sistema eléctrico y a la Central Chapiquiña como CHAB, además de las restricciones físicas de cada uno de los elementos pertenecientes al sistema (generación máxima, volúmenes de almacenamiento, etc.). Los resultados del modelo indican que las configuraciones que minimizan los costos de generación del sistema eléctrico semiaislado son las configuraciones con turbina Francis (disminución de un 5,5% del costo de generación) y las configuraciones con turbinas Pelton que tienen mayor volumen de regulación, es decir, la configuración Pelton 4 (6% de disminución) y la configuración Pelton 8 (6,8% de disminución).

Se debe mencionar, que para el caso de la configuración Francis, la disminución del costo de generación del sistema se debe tanto a la ampliación de la central como al sistema de bombeo mismo. La disminución de costos producto solamente del sistema de bombeo es de un 1,1%.

Además, se construyó un modelo de optimización, que maximiza los ingresos por venta de energía de la Central Chapiquiña. Este modelo considera que la Central Chapiquiña inyecta la energía directamente al SING, por lo que el precio de venta está dado solamente por los costos marginales en la subestación Arica, independiente de la operación del resto del sistema eléctrico semiaislado. Los resultados obtenidos indican que las configuraciones que maximizan los ingresos son nuevamente las configuraciones con turbina Francis (aumento de un 26,5% de los ingresos por venta de energía) y las configuraciones con turbina Pelton que tienen mayor volumen de regulación, obteniendo un aumento de los ingresos por venta de energía de 29,1% para el caso de la configuración Pelton 4 y de 33,4% en el caso de la configuración Pelton 8. Comparando los ingresos por venta de energía de la operación dada por el modelo de minimización de costos de generación del sistema eléctrico semiaislado con los del modelo de maximización de ingresos, se obtiene que no hay diferencias significativas. En el caso de la configuración con turbina Francis, no hay diferencias y en el caso de la configuración con turbina Pelton 8 hay una diferencia del 0,3%. Por lo que la minimización de costos de generación es igual de beneficiosa tanto para el sistema como para el propietario de la central.

Finalmente, se analizó la disminución de costos de generación del sistema eléctrico semiaislado para seis escenarios de penetración de energía solar en el sistema. Estos escenarios van desde los 2 (MW) de potencia solar instalada hasta los 90 (MW).

Utilizando el modelo de optimización que minimiza los costos de generación del sistema, se obtuvo que, mientras no existan excedentes de energía, es decir, la potencia instalada de energía solar sea menor a 50 (MW), la configuración que minimiza los costos de generación es la configuración con turbina Pelton 8. En cambio, cuando la potencia instalada de energía solar es mayor a 50 (MW), la configuración que minimiza los costos de generación es la configuración con turbina Francis. La razón principal de este cambio en los resultados es que la configuración Francis permite aprovechar toda la ventana de excedentes de energía solar (aproximadamente seis horas) ya que tiene una mayor capacidad de regulación de los caudales afluentes, a diferencia de la configuración P8, que debe operar durante la ventana de excedentes de energía solar ya que solamente es capaz de regular los caudales afluentes durante cuatro horas aproximadamente.

Además, se observa que para la configuración con turbina Francis, al existir excedentes de energía, el sistema de bombeo comienza a ser relevante en la disminución de costos de generación del sistema, pasando de representar un 17,5% en el escenario con 2 (MW) de energía solar instalada a un 29,2%, en el escenario con 70 (MW) instalados.

En definitiva, se lograron identificar diversas configuraciones técnicamente factibles para la conversión de la Central Chapiquiña en una central de acumulación por bombeo y se estimaron los beneficios asociados a cada una de estas configuraciones. Para establecer si estas configuraciones son factibles económicamente es necesario realizar un estudio de factibilidad económica que incorpore el costo de construcción de cada una de ellas.

Adicionalmente, para afinar la estimación de beneficios es necesario que se realicen estudios más acabados en cuanto al comportamiento futuro del mercado eléctrico, considerando los resultados de la última licitación de suministro eléctrico, ya que es posible que los costos marginales del sistema cambien drásticamente, lo cual podría impedir que la conversión de la Central Chapiquiña sea rentable.

Otro aspecto relevante, es que los resultados obtenidos suponen que el operador de la central conoce de antemano los costos marginales del sistema con una semana de anticipación. Evidentemente, esto no es posible, por lo que los resultados obtenidos presentan un escenario optimista para cada una de las configuraciones. Por lo tanto, un análisis más completo debería considerar un esquema de operación predefinida (por ejemplo, peaking en horario punta) y evaluar los resultados considerando un comportamiento esperado de los costos marginales.

Además, se debe estudiar con mayor profundidad, el dimensionamiento de las configuraciones propuestas, ya que no se ha considerado el estado actual de las obras de la Central Chapiquiña, la cual ya tiene casi 50 años de operación, por lo que las obras podrían necesitar un reacondicionamiento. Adicionalmente, los esfuerzos producidos por la operación de la central, como el golpe de ariete, podrían limitar la potencia instalada debido a las altas presiones que se producen al cerrar las válvulas.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Ministerio de Energía. Situación Energética en el Norte del SING. Gobierno de Chile. Julio 2013. [en línea] <[http://expoerap.com/wp-content/uploads/2013/07/Presentacion\\_-Situacion\\_Energetica\\_Arica\\_Jul.\\_2013.pdf](http://expoerap.com/wp-content/uploads/2013/07/Presentacion_-Situacion_Energetica_Arica_Jul._2013.pdf)> [consulta: 19 Octubre 2015].
2. Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Norte Grande (CDEC-SING). [en línea] <[www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl)> [consulta: 19 Octubre 2015].
3. Central energía. Potencial solar de Chile, Octubre 2010. [en línea]. <http://www.centralenergia.cl/2010/10/12/potencial-solar-de-chile/> [consulta: 19 Octubre 2015].
4. Jiménez, R. (2012) Estudio de 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. Departamento de Ingeniería Civil, Universidad de Chile.
5. Rastler, D. M. (2010). Electricity energy storage technology options: a white paper primer on applications, costs and benefits. Electric Power Research Institute.
6. Deane, J. P., Gallachóir, B. Ó., & McKeogh, E. J. (2009). Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(4), 1293-1302.
7. Vennemann, P., Thiel, L., & Funke, H. C. (2010). Pumped storage plants in the future power supply system. *VGB powertech*, 90(1), 44.
8. Cabrales, S. (2015) Análisis del comportamiento de centrales hidroeléctricas de bombeo en la operación de sistemas interconectados. Memoria para optar al grado de magíster en ciencias de la ingeniería mención eléctrica, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile.
9. Fernández, Ángel Luis Orille. Centrales eléctricas I. Universitat Politècnica de Catalunya, 1997.
10. Barnes, F. S., & Levine, J. G. (Eds.). (2011). *Large energy storage systems handbook*. CRC press..
11. National Grid Company plc. (2001). *An introduction to Black Start*.
12. Medina, J. (2014). Integración de la variabilidad de la generación eólica y solar en la coordinación hidrotérmica de largo plazo del SIC. Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile.

13. Huber, C., & Gutsch, C. (2010). Pump-storage hydro power plants in the European electricity market (pp. 1-52). Technical report, Institute for Electricity and Energy Innovations, Graz University of Technology, Graz.
14. United States Army Corps of Engineers. (1985). Engineering and Design – Hydropower.
15. Harambour, F. (1999). Introducción al proyecto de Centrales Hidroeléctricas.

