



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

**DISEÑO CONCEPTUAL DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS COSTERAS  
CON SISTEMA PHS EN CHILE**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL  
DANIEL PHILIPPE RAIMOND SALINAS PIRAUD**

PROFESOR GUÍA  
ADOLFO OCHOA LLANGATO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN  
JUAN CARLOS ELICER CORTES  
ARTURO JORQUERA ACUÑA

SANTIAGO DE CHILE  
MAYO 2021

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA  
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL.**  
POR: DANIEL SALINAS PIRAUD  
FECHA:11/03/2021  
PROF. GUÍA: Sr. ADOLFO OCHOA LL.

## **DISEÑO CONCEPTUAL DE CENTRALES HIDROELECTRICAS COSTERAS CON SISTEMA PHS EN CHILE**

Las fuentes de generación de energías renovables no convencionales (ERNC) han experimentado un crecimiento importante en los últimos 10 años a nivel nacional, alcanzando un aporte de casi el 25% de la matriz energética nacional. El avance de estas tecnologías implica la necesidad de implementar sistemas de almacenamiento de energía para suplir la alta variabilidad que presentan estas fuentes y de esta manera entregarle mayor seguridad a la red. Dentro de los sistemas de almacenamiento el más importante son las centrales con sistema PHS o centrales a bombeo, ya que representa el 98% del mercado en esta materia (U.S Department of Energy, 2015).

El objetivo principal de la presente memoria es abordar a nivel de ingeniería conceptual todos los aspectos relevantes en el diseño de centrales hidroeléctricas con el sistema PHS (Pumped hidropower storage), añadiendo a estos los aspectos que se deben cubrir para utilizar agua de mar. Con ello se busca verificar que no existan elementos, a nivel de ingeniería conceptual, que inviabilicen el diseño de estas obras, además de entregar un valor estimado del costo de estas.

Para determinar las centrales objetivo a diseñar se toma como base los resultados del estudio del Centro de Energía de la FCFM, en el que se determinaron más de 3000 posibles sitios donde emplazar este tipo de centrales en Chile. De él y bajo ciertos criterios se escogieron 12 potenciales sitios, con los que se generó un diseño base y a partir de este se consideraron las variaciones propias del emplazamiento de cada uno de estos proyectos.

Se realizó una revisión de las distintas tecnologías utilizadas para las centrales hidroeléctricas convencionales en el país, las centrales PHS a nivel mundial y las desaladoras ubicadas en el norte del país, para considerar los aspectos relevantes al uso de agua de mar. Se pudo obtener un diseño que considera aspectos de las tres tecnologías mencionadas anteriormente, donde uno de los puntos principales es el uso de turbinas reversibles de las características que reúnen las centrales objetivo: Caídas brutas entre 600 a 800m y caudales de operación entre 60 a 80 m<sup>3</sup>/s. En términos de costo de inversión se encuentran en un rango menor que los valores de inversión de las centrales hidroeléctricas convencionales y de los costos promedio de las centrales con sistema PHS con agua dulce a nivel mundial, aunque cabe recalcar que el análisis de costos se realiza bajo el nivel de ingeniería conceptual.

*La gota de agua perfora la roca  
no por su fuerza sino por su constancia.*

### Agradecimientos

Muchas veces en la vida uno no alcanza a agradecer a las personas más cercanas todo lo que han dado y lo importante que son para uno. Es por esto que quiero comenzar agradeciendo a una de las personas que fue un pilar fundamental en mi vida y que sería muy feliz si me pudiese ver terminar este largo camino, esa persona es mi Tita, mi abuela querida que sé que donde esté nos sigue cuidando. Un abrazo gigante al cielo.

Agradecer a mi madre, la Lilly, por ser la principal gestora y compañía en este largo camino, la que se aguantó todas las malas para poder estar celebrando ahora en las buenas. ¡Gracias Totales!. A mis 3 hermanas, que independiente de las circunstancias han formado parte importante en mi vida. Agradecer a mi padre, el Willy, por siempre haber estado junto a nosotros al igual que mi abuela, la Maigo, ¡Gracias a ambos!.

Agradecer a todos mis amigos. Tomas, por ser partner desde el primer día del liceo. Daniela, por esas tardes de chelitas y clases de inglés. Agradecer a la Caro y al Pancho. Agradecer a la Carreño, que a pesar de los años que estuvimos lejos la hermandad se mantuvo casi intacta. Un especial saludo a la Francisca, gracias por ser mi compañera y cómplice en todos estos años de universidad.

También agradecer a todos los amigos que conocí en la universidad, que fueron la verdadera válvula de escape a todos estos años de duro trabajo, pero también de un gran aprendizaje al lado de ellos. A la Paisana, mi escudera de tantas batallas, de tantos momentos amargos y dulces. A la Cheicon y el Pelao. Al Boche por todo el apañe y los grandes momentos que hemos vivido. Al Marito y a la Dani, gracias por todas las cosas que aprendí de ustedes, también por esas tardes de conversaciones entorno a una botella o esas noches que nos desvelamos estudiando. Gracias a la Montse por haberme aguantado taaaanto todos estos años, y por ser una gran persona. A los copuchentos: Benjita, Javi y sobre todo mi tía Graciela, una de las personas más admirables que he conocido. Y a todos aquellos que no pude nombrar pero que les estaré eternamente agradecidos.

Agradecer también a mi profesor guía Adolfo por acompañarme en este proceso que culmina de la mejor manera.

Ahora se viene un largo camino de aplicar lo aprendido y tratar de mejorar la vida de las personas. Cada uno por sí solo no lo puede hacer, pero si todos generamos pequeños cambios podemos lograr grandes cosas, sobre todo en un mundo que está pidiendo a gritos aires de cambio.

# Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

## **Tabla de Contenido:**

1.	Introducción.....	1
1.1.	Objetivos.....	2
1.1.1.	Objetivo General.....	2
1.1.2.	Objetivos Específicos.....	2
1.2.	Descripción de los Capítulos.....	2
2.	Sistema Pumped Hydropower Storage (PHS). .....	4
2.1.	¿Qué es un sistema PHS? ¿Dónde Radica su importancia?.....	4
2.2.	Desarrollo de los Sistemas PHS.....	5
2.3.	Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	6
2.4.	Aspectos técnicos de las PHS.....	7
3.	Desarrollo de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) .....	11
3.1.	Desarrollo Internacional de las ERNC.....	11
3.2.	Desarrollo Nacional de las ERNC.....	13
3.2.1.	Mercado Eléctrico Nacional.....	13
3.2.2.	Evolución de las ERNC.....	16
4.	Centrales con sistema PHS de agua de mar.....	20
4.1.	Resultados Informe Centro de Energía.....	20
4.2.	Aspectos técnicos.....	21
4.3.	Impactos de las nuevas Centrales.....	22
4.4.	Proyectos de PHS con agua de mar.....	22
5.	Centrales Objetivo.....	27
5.1.	Metodología de elección.....	27
5.2.	Resultados de la elección.....	28
6.	Diseño de las Centrales.....	40
6.1.	Escenarios de Operación.....	40
6.2.	Parámetros de Diseño.....	41
6.3.	Captación inferior.....	46
6.4.	Tuberías.....	51
6.5.	Sistema Hidráulico.....	55
6.6.	Reservorio Superior.....	58
6.7.	Caverna de Maquinas.....	60
6.8.	Sistemas de Transmisión.....	62
6.9.	Servicios y Equipos Auxiliares.....	63

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

7.	Regulación administrativa y otros .....	63
7.1.	Regulación Administrativa .....	63
7.2.	Planta desaladora .....	64
7.3.	Estudios .....	64
8.	Evaluación de Costos.....	66
8.1.	Captación .....	66
8.2.	Tuberías.....	66
8.3.	Reservorio Superior.....	67
8.4.	Sistema Hidráulico. ....	68
8.5.	Caverna de Maquinas y Servicios Auxiliares.....	68
8.6.	Sistema de Transmisión .....	69
8.7.	Resultados. ....	69
9.	Conclusiones. ....	72
10.	Bibliografía.....	74
11.	Anexos. ....	76
	ANEXO A: Resumen Presupuesto Centrales Objetivo.....	76

Figura 1:	Esquema de un sistema PHS convencional (Centro de Energia Universidad de Chile, 2020).....	4
Figura 2:	Capacidad de las plantas PHS a nivel mundial (NHA 2018).....	5
Figura 3:	Características de los sistemas de almacenamiento de energía (Valdivinos & Otárola, 2008).....	6
Figura 4:	Esquema general sistema TG MB del tipo 1 (GIZ, 2016). ....	8
Figura 5:	Esquema general sistema TG MB del tipo 2 (GIZ, 2016). ....	8
Figura 6:	Esquema general sistema TG MB del tipo 3 (GIZ, 2016). ....	9
Figura 7:	Adicción de energías renovables por Región en el periodo 2011-2013 (Clerc et al., 2017).....	12
Figura 8:	Generación real en algunos parques eólicos del SEN (ex SIC) (Clerc et al., 2017). ....	13
Figura 9:	Capacidad instalada en el SEN por tecnología (Fuente: elaboración propia).....	14
Figura 10:	Capacidad instalada en el SEM por tecnología (Fuente: elaboración propia)...	15
Figura 11:	Capacidad instalada en el SEA por tecnología (Fuente: elaboración propia)...	16
Figura 12:	Evolución de las ERNC en el SEN (Fuente: elaboración propia).....	17
Figura 13:	Variación de las principales fuentes de generación a nivel nacional (Fuente: elaboración propia).....	18
Figura 14:	Variación de las fuentes de ERNC a nivel nacional (Fuente: elaboración propia). ....	18
Figura 15:	Potenciales sitios para el desarrollo de las centrales Objetivo (Centro de Energia Universidad de Chile, 2020). ....	21

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

Figura 16: Central Yanbaru, Japón (Fuente: Google Earth Pro).....	23
Figura 17: Esquema de la Central Yanbaru, Japón (Centro de Energía Universidad de Chile, 2020).....	24
Figura 18: Esquema proyecto Valhalla, Chile (Centro de Energía Universidad de Chile, 2020).....	25
Figura 19: Imagen Satelital proyecto Cultana, Australia (ARENA, 2017). ....	26
Figura 20: Imagen Satelital Central Objetivo Caleta Vitor.....	29
Figura 21: Imagen Satelital Central Objetivo Caleta Camarones.....	30
Figura 22: Imagen Satelital Central Objetivo Caleta Junin.....	30
Figura 23: Imagen Satelital Central Objetivo Iquique.....	31
Figura 24: Imagen Satelital Central Objetivo Mollecita.....	32
Figura 25: Imagen Satelital Central Objetivo Yape.....	32
Figura 26: Imagen Satelital Central Objetivo Playa el Águila.....	33
Figura 27: Imagen Satelital Central Objetivo Caleta San Marcos.....	34
Figura 28: Imagen Satelital Central Objetivo Playa Ike-Ike.....	34
Figura 29: Imagen Satelital Central Objetivo Michilla.....	35
Figura 30: Imagen Satelital Central Objetivo Taltal.....	36
Figura 31: Imagen Satelital Central Objetivo La Cobaltera.....	36
Figura 32: Centrales objetivo y polos de ERCN. Parte 1.....	38
Figura 33: Centrales objetivo y polos de ERCN. Parte 2.....	39
Figura 34: Producción ERNC y demanda eléctrica del SEN para el mes de Enero.....	40
Figura 35: Producción ERNC y demanda eléctrica del SEN para el mes de Julio.....	41
Figura 36: Tasa de evaporación promedio a nivel mensual.....	43
Figura 37: Imagen referencial captación proyecto Valhalla (Gestión Ambiental Consultores S.A, 2014).....	47
Figura 38: Diseño captación proyecto Valhalla (Guzmán & Barra, 2016).....	48
Figura 39: Análisis de la velocidad del flujo en la captación (Guzmán & Barra, 2016).....	49
Figura 40: Materialidad estructura captación (Guzmán & Barra, 2016).....	50
Figura 41: Disposición túneles submarinos proyecto EWS Minera Escondida.....	52
Figura 42: Diseño tuberías Central Playa el Águila.....	53
Figura 43: Diseño tubería a presión central la Mina.....	55
Figura 44: Turbina reversible central Moralets (Enher, n.d.).....	57
Figura 45: Principales variantes de presas de tierra y roca-tierra (Novak et al., 2007).....	59
Figura 46: Sala de Máquinas Central Moralets (Enher, n.d.).....	61
Figura 47: Diseño túneles de acceso caverna de máquinas (Fuente: Manual de carreteras).....	62
Figura 48: Resumen Presupuesto Centrales Caleta Vitor, Caleta Camarones y Caleta Junin.....	76
Figura 49: Resumen Presupuesto Centrales Iquique, Mollecita y Yape.....	77
Figura 50: Resumen Presupuesto Centrales Playa el Águila, Caleta san Marcos y Playa Ike-Ike.....	78
Figura 51: Resumen Presupuesto Centrales Michilla, Taltal y La Cobaltera.....	79
Tabla 1: Resumen de configuraciones según tipo (GIZ, 2016).....	10

## **Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile**

Tabla 2: Parámetros de diseño Centrales objetivo.....	45
Tabla 3: Centrales hidroeléctricas convencionales en el país.....	46
Tabla 4: Ubicación captaciones de las centrales con respecto a la costa.....	51
Tabla 5: Largo de los tramos de tuberías.....	54
Tabla 6: Resumen costos Centrales Objetivo.....	70

## **1. Introducción**

Hoy en día a nivel global estamos ad portas de una de las más importantes crisis a las que nos podemos enfrentar como humanidad: La crisis climática. No es raro notar las variaciones extremas a las que están llegando los distintos regímenes climáticos, como por ejemplo las fuertes pero menos frecuentes lluvias en la capital o las olas de calor extremo a las que nos vemos enfrentados, y que son algunos de los indicios de que el cambio climático llegó para quedarse.

Es por esta razón que muchos países han intentado volcar esfuerzo para poder combatir las causas del cambio climático y que sus efectos no impliquen una crisis socioambiental severa. En ese sentido dentro del ámbito energético nacional se han llevado a cabo diferentes avances para aportar en la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero y del estrés hídrico que sufren las principales cuencas de nuestro país. Para ello en los últimos 10 años se han desarrollado y fomentado de manera muy importante las fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC), las que dado sus características de generación son mucho más amigables con el planeta y cumplen el objetivo de aportar a la detención del cambio climático. En Chile actualmente estas fuentes de generación aún se encuentran en un segundo plano, con un aporte del 24% de la capacidad instalada de la matriz energética nacional a Julio del 2020 frente al 51% que aportan las fuentes de generación térmica o por quema de combustibles fósiles, que son las predominantes hoy en día. No obstante, su aumento progresivo en los últimos años ha llevado a pensar que en un futuro no muy lejano se convertirán en la principal fuente de generación de energía en el país.

Las dos principales fuentes de ERNC son las fuentes solares y eólicas. Si bien estas fuentes destacan por sus beneficios, una eventual dependencia de ellas dentro de la matriz energética nacional nos lleva a enfrentarnos a un nuevo problema: Estas dos fuentes aportan energía principalmente en los horarios donde la demanda no es la máxima, inclusive perdiendo una parte de esa generación. Además de ello estas fuentes presentan una alta variabilidad de producción ya que dependen de las condiciones climáticas. Es por ello que para una mayor promoción de estas fuentes se hace necesario desarrollar tecnologías complementarias que permitan hacer más eficientes estos procesos productivos y distribuir de mejor manera los recursos generados.

En este punto es donde toma mayor relevancia las fuentes de almacenamiento de energía, que tal como dice su nombre acumulan la energía que se produce en otras fuentes de forma intermitente y la inyectan al sistema cuando este lo requiera. Dentro de este grupo de fuentes la que más, o si no una de las que más destaca es el sistema Pumped Hydropower Storage (PHS) o centrales a bombeo. Este sistema de generación tiene como base los sistemas de generación hidroeléctrica convencionales, y mediante el uso de dos reservorios genera un sistema cerrado

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

con el cual se acumula la energía que provienen de los otros sistemas. Este tipo de tecnología ha sido ampliamente desarrollado, con el uso de agua dulce, en Europa, Estados Unidos y en los últimos años en el continente asiático.

### **1.1. Objetivos**

#### 1.1.1. Objetivo General

El objetivo general de la presente memoria es abordar, a nivel de ingeniería conceptual, todos los aspectos relevantes que se deben considerar al momento de diseñar una Central Hidroeléctrica con el sistema PHS, añadiendo a estos los aspectos que se deben cubrir para utilizar agua de mar.

#### 1.1.2. Objetivos Específicos

- Analizar el listado de potenciales sitios de emplazamiento de PHS, determinados durante el estudio realizado por el Centro de Energía para el Ministerio de Energía de Chile.
- Definir criterios de selección de algunos sitios, considerando diversas variables, tanto técnicas, económicas y sociales.
- Entregar un listado con potenciales sitios para el diseño, con su respectiva justificación de elección. Estos sitios se denominan centrales objetivo.
- Realizar diseños, a nivel de ingeniería conceptual, de centrales hidroeléctricas en los sitios elegidos a lo largo de la costa de todo el país. Con esto lograr dar soluciones a los diversos problemas que pueden surgir para la materialización de estas obras, dado principalmente la diversidad climática y geográfica.
- Definir parámetros comunes para los proyectos diseñados, a nivel de ingeniería conceptual, que permita evaluar proyectos en otros lugares tanto desde el punto de vista técnico y económico.
- Permitir promover y fomentar la materialización de proyectos de ERNC.

### **1.2. Descripción de los Capítulos**

La presente memoria comienza con una breve descripción del estado actual de los sistemas PHS a nivel mundial, enfocado principalmente en los aspectos técnicos de estas tecnologías. Luego se analiza el desarrollo de las energías renovables no convencionales, a nivel nacional e internacional, sumado a un estudio de la importancia de estas en la matriz energética nacional. Para finalizar la revisión de la literatura, se presentan los diversos avances en términos de los desarrollos de sistemas PHS pero con el uso de agua de mar, sumado a algunos ejemplos en la materia.

## **Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile**

El diseño de las centrales objetivo comienza con la definición de los distintos criterios considerados para la elección de los posibles proyectos. Luego de ello se presenta la etapa de diseño en sí, donde se definen primero los parámetros más relevantes de estas centrales y que posteriormente permiten dimensionar las distintas obras consideradas.

Para finalizar se desarrolla la evaluación económica de cada una de estas centrales objetivo. Se presentan luego de ello las conclusiones y recomendaciones del estudio realizado.

## 2. Sistema Pumped Hydropower Storage (PHS).

### 2.1. ¿Qué es un sistema PHS? ¿Dónde Radica su importancia?

El sistema *Pumped Hydropower Storage* es un sistema de generación de energía hidroeléctrica que se encuentra dentro de los sistemas de almacenamiento de energía, y en términos simples consta de dos reservorios en los que el agua es impulsada desde el reservorio inferior al superior utilizando una fuente de energía externa en horarios donde la demanda de energía es menor, para luego en las horas de mayor demanda producir energía hidroeléctrica a partir de la energía potencial que adquiere el agua en el depósito superior. En la Figura 1 se presenta un esquema de un sistema PHS convencional, donde sus principales estructuras son: Reservorio superior, reservorio inferior, presa, tuberías, túneles, piques, casa de máquinas y transformadores. Los reservorios superiores e inferiores en la mayoría de los casos corresponden a lagos o cauces, que pueden ser naturales o artificiales (generados a partir de una presa). Existen otros tipos de centrales con sistema PHS donde el reservorio inferior es reemplazado por un acuífero subterráneo o el borde costero (océano).

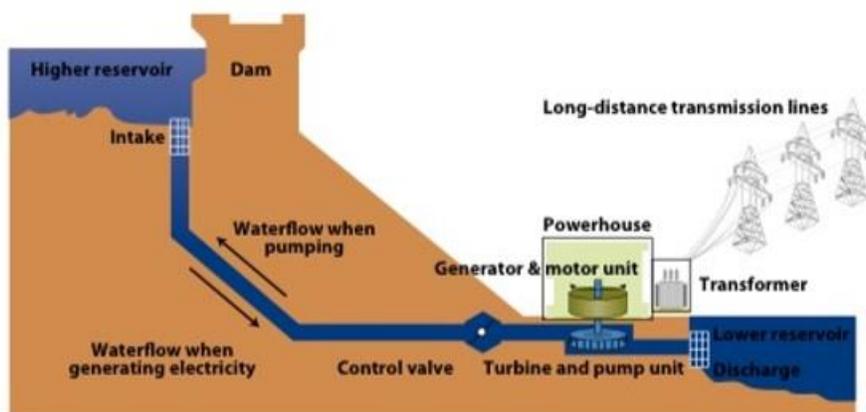


Figura 1: Esquema de un sistema PHS convencional (Centro de Energía Universidad de Chile, 2020).

La importancia de las centrales que usan el sistema PHS, y de los sistemas de almacenamiento de energía en general, radica en que permite un mejor desarrollo de otros sistemas de generación, como plantas nucleares, térmicas o de energías renovables no convencionales (ERNC), ya que estas en sus horarios de producción generan excedentes en la red que son acumulados por estos sistemas de almacenamiento y devueltos a la red en los horarios donde son requeridos. Esto permite aprovechar de mejor manera las fuentes de energías limpias y evitar que en los horarios de mayor demanda en la red exista una alta dependencia de las fuentes térmicas. Otra característica importante es la capacidad de regular la frecuencia de la red (balance en tiempo real de la oferta y demanda de energía) durante las horas peak o frente a situaciones inesperadas que afecta a la red. En

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

resumen las ventajas de los sistemas de almacenamiento de energía se presentan a continuación (Manwaring et al., 2018):

- Proporcionan energía en los periodos de máxima demanda.
- Entregan fiabilidad y resistencia a la red.
- Capacidad de auto partida o arranque en cero.
- Permiten almacenar energía sobrante de otros sistemas.
- Presentan recursos flexibles libres de carbono.
- Reducen las restricciones al desarrollo de energías renovables.

### **2.2. Desarrollo de los Sistemas PHS.**

La primera aplicación de este tipo de tecnología para generar energía eléctrica se remonta al año 1904 en la planta Ruppoldingen ubicada Suiza (U.S. Army Corps of Engineers, 2009). Las primeras plantas presentaban un sistema de bomba/turbina independiente. Durante la década del 50 se desarrollaron las primeras plantas que presentaban un sistema de bomba/turbina reversible, donde una de las pioneras fue la planta Hiwassee Unit 2 construida el año 1956 en Estados Unidos, y que además presentaba la mayor capacidad instalada (59.5 MW) para la época (U.S Department of Energy, 2015).

Al año 2018, a nivel mundial existían alrededor de 270 plantas operando o en construcción que utilizaban el sistema PHS (todas a partir de agua dulce), representando en total una capacidad instalada de más de 160.000 MW (Manwaring et al., 2018).

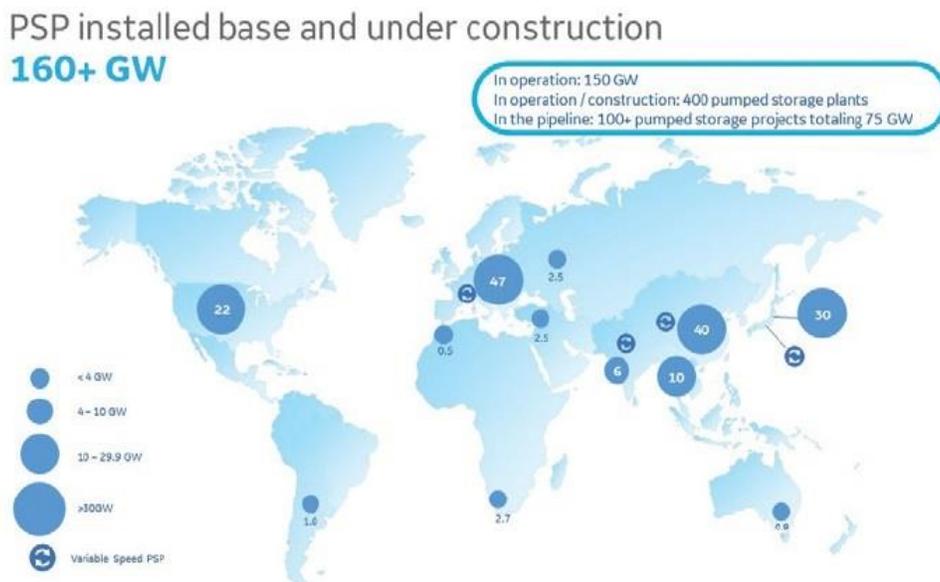


Figura 2: Capacidad de las plantas PHS a nivel mundial (NHA 2018).

**2.3. Sistemas de Almacenamiento de Energía.**

Existen variados sistemas de almacenamiento de energía disponibles dentro del mercado, los que se presentan en la Figura 3. Dentro de este grupo los PHS presentan una ventaja comparativa sobre el resto dado su largo desarrollo durante el último siglo, la capacidad de energía que puede almacenar y sus costos. En términos generales, las PHS abarcan el 98% de la industria de la energía por almacenamiento a nivel mundial (U.S Department of Energy, 2015).

Otras tecnologías de almacenamiento que se pueden destacar son el sistema *Compressed Air Energy Storage* (CAES) que tal como dice su nombre utiliza la energía compresiva asociada al aire presurizado en depósitos subterráneos (cavidades naturales, acuíferos porosos, entre otros), pero en general sus plantas presentan una menor capacidad instalada que los sistemas PHS y su proceso de almacenamiento requiere la quema de combustibles fósiles (Manwaring et al., 2018), lo que explica que existan pocas plantas de este tipo y que tampoco se promueva mucho su desarrollo. Otra tecnología que se puede destacar es el sistema *Superconducting Magnetic Energy Storage* (SMES) en el que la energía se acumula en bobinas superconductoras enfriadas criogénicamente, pero que producto de las necesidades de energía para refrigeración y el límite de capacidad de almacenamiento, su energía solo puede ser utilizada por breves periodos de tiempo (Valdovinos & Otárola, 2008).

Characteristic	Pumped Hydropower	CAES	Flywheels	Batteries	SMES	Supercapacitors	Thermal
Energy Range MJ	1.8x10 <sup>6</sup> -36x10 <sup>6</sup>	18 x10 <sup>4</sup> -18x10 <sup>6</sup>	1-18.000	1.800-180.000	1.800-5,4x10 <sup>6</sup>	1-10	1-100
Power Range MWe	100-1.000	50-1.000	1-10	Lead acid – 60-180 Nickel Metal hydride – 370 Li-ion – 400-600	10 – 1.000	0,1-10	0,1-10
Overall Cycle Efficiency	64-80%	60-70%	~90%	~75%	~95%	~90%	~80-90%
Charge/Discharge Time	Hours	Hours	Minutes	Hours	Minutes to Hours	Seconds	Hours
Cycle Life	≥10.000	≥10.000	≤10.000	≤2.000	≥10.000	>100.000	>10.000
Footprint/Unit Size	Large if above ground	Moderate if under ground	Small	Small	Large	Small	Moderate
Siting Ease	Difficult	Difficult to moderate	N/A	N/A	Unknown	N/A	Easy
Maturity	Mature	Early development	Early development	Lead acid mature, others under development	Early R&D stage, under development	Available	Mature

*Figura 3: Características de los sistemas de almacenamiento de energía (Valdovinos & Otárola, 2008).*

A su vez también dentro de los sistemas de almacenamiento de energía los PHS es uno de los que presenta más bajos costos en términos de inversión, donde para un proyecto de 1000 MW de capacidad instalada estos oscilan entre los 1700 USD/KW y 2500 USD/KW, aunque para proyectos más pequeños los costos pueden ser más

altos (Manwaring et al., 2018). A pesar de todas las ventajas que presenta este tipo de tecnología, hoy en día la inversión en ellos no es significativa ya que sigue siendo una de sus principales trabas la rentabilidad de estos, dado que el cálculo de sus costos es directo pero el valor de sus servicios no está bien tasado en el mercado. Se prevé que en el futuro esta realidad cambie a partir de la experiencia que se ira adquiriendo con los sistemas PHS (Manwaring et al., 2018).

### **2.4. Aspectos técnicos de las PHS.**

El diseño de las centrales con sistema PHS se puede agrupar en los siguientes ítems:

- Sistema hidráulico: Turbina y Bomba.
- Sistema eléctrico: Motor y Generador.
- Sistema de captación de agua.
- Depósito Inferior y Superior.
- Sistema de Tuberías.
- Subestación eléctrica.

Dentro del listado anterior dos de los puntos más importantes a considerar son el sistema hidráulico y eléctrico, los que dado la experiencia se pueden reagrupar en dos subsistemas: el sistema turbina/generador (TG) que es el encargado de producir de energía eléctrica, y el sistema motor/bomba (MB) que es el encargado de consumir energía eléctrica para el bombeo. Existen 3 tipos de plantas PHS en términos de la configuración de estos subsistemas:

1. Tipo 1 Sistemas Separados: En esta configuración el Sistema TG y el Sistema MB trabajan de forma independiente y completamente separados, tal como se aprecia en la Figura 4. Presentan las ventajas de tener una mayor flexibilidad de diseño, permitiendo seleccionar cada componente según las condiciones de operación, además de presentar rendimientos más altos. En una central nueva aumentan los costos de inversión en este ítem con respecto a los tipos 2 y 3, pero puede ser una solución atractiva en los casos donde ya existen estaciones de bombeo (por ejemplo aplicaciones de mineras que utilizan agua de mar) (GIZ, 2016).

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

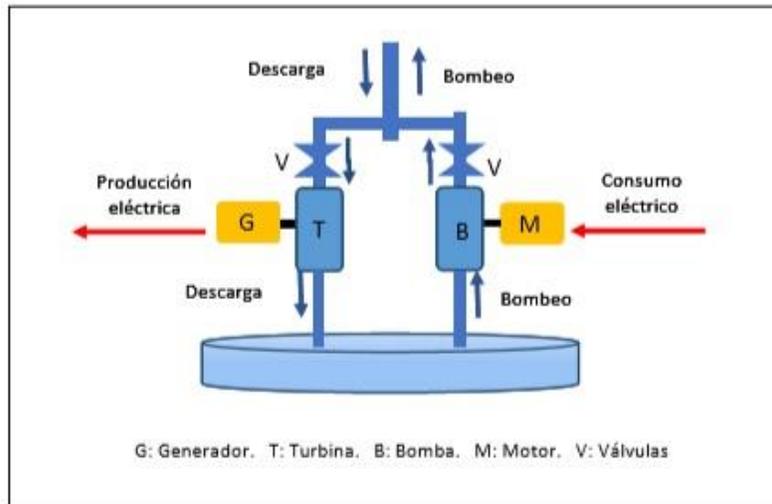


Figura 4: Esquema general sistema TG MB del tipo 1 (GIZ, 2016).

2. Tipo 2 Sistema Ternario: En esta configuración se utiliza una sola maquina eléctrica que funciona como motor-generador síncrono, pero el sistema hidráulico esta compuesto por dos unidades independientes: la turbina y la bomba, tal como se presenta en la Figura 5. Esta disposición entrega flexibilidad de diseño hidráulico, permitiendo seleccionar las bombas y turbinas más adecuadas, aumentando la eficiencia de ellas. Dispone de acoplamientos mecánicos para conectar alternadamente la turbina o bomba. En términos de costos de inversión su valor es más económico que la configuración del tipo 1, pero relativamente alto debido a las unidades de turbinas y bombas separadas (GIZ, 2016).

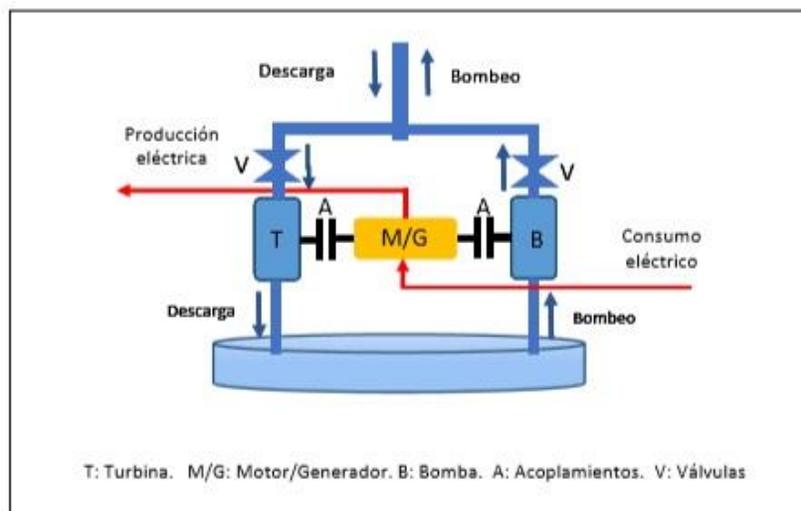
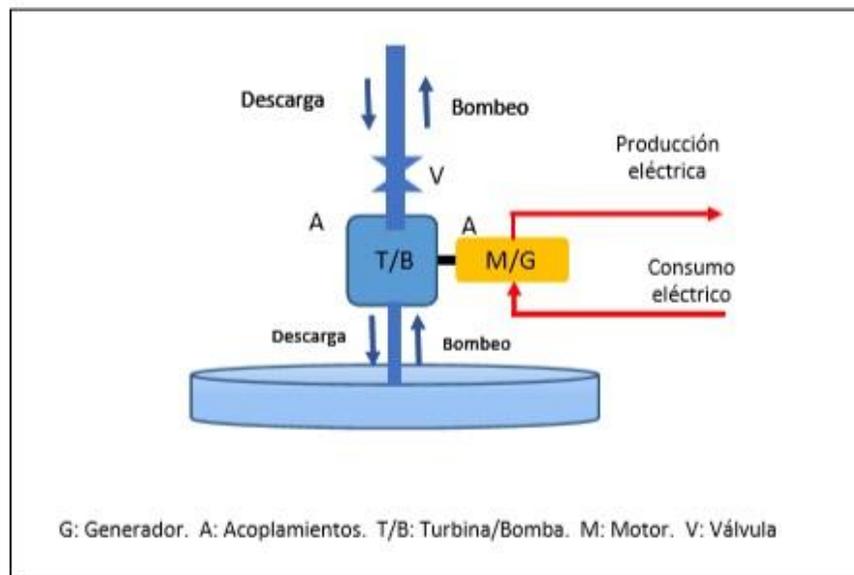


Figura 5: Esquema general sistema TG MB del tipo 2 (GIZ, 2016).

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

3. Tipo 3 Sistema Binario: Esta configuración destaca por usar solamente dos máquinas: la máquina eléctrica compuesta por el motor-generador y la máquina hidráulica compuesta por la turbina-bomba que trabaja de manera **reversible**, tal como se aprecia en la Figura 6. Para cambiar el funcionamiento de la turbina a bomba o viceversa se debe invertir solamente el sentido de giro de la máquina eléctrica a través de un set de seleccionadores de cambio de fases. La principal ventaja que presenta es el menor costo de inversión en máquinas comparados con las dos anteriores, pero presenta menores rendimientos y menor flexibilidad en el diseño y selección de la turbina y la bomba. Además, se debe instalar la máquina hidráulica bajo el nivel del agua para asegurar el funcionamiento adecuado en modo operación de bombeo (GIZ, 2016).



*Figura 6: Esquema general sistema TG MB del tipo 3 (GIZ, 2016).*

Dentro del grupo de las turbinas existen 2 tipos que son las más utilizadas en el mercado, tanto para proyectos hidroeléctricos convencionales como para centrales PHS: las turbinas tipo Francis y las turbinas tipo Pelton. La diferencia entre ambas radica en que las primeras, que son denominadas turbinas de reacción, pueden operar en las 3 configuraciones, mientras que las segundas denominadas turbinas de acción (como las Pelton) no se pueden utilizar como bombas, por lo que en ese caso se deben utilizar configuraciones del tipo 1 y 2 (GIZ, 2016). A continuación, se presenta una tabla de parámetros y aspectos relevantes de estas configuraciones, donde la elección final del tipo a utilizar depende principalmente de la altura de caída de cada central objetivo y el caudal a utilizar:

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

*Tabla 1: Resumen de configuraciones según tipo (GIZ, 2016).*

Parámetro	Sistema		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Altura max. (m)	1.500 (Pelton); 700 (Francis)	1.500 (Pelton); 700 (Francis)	700 (Francis)
Capacidad eléctrica max (MW)	1.400 (Francis); 500 (Pelton)	1.400 (Francis); 500 (Pelton)	400 (Francis)
Eficiencia Total aprox. (%)	80	80	75
Inversión inicial en quipos y control	Alta	Alta	Baja
Mantenimiento	Alta	Alta	Baja
Espacio Necesario	Alto	Alto	Bajo
Tiempo de transición bombeo-turbina (y viceversa)	Rápido	Rápido	Lento
Construcción	Flexible	Flexible	Bajo el nivel del agua
Costos obras civiles	Bajo	Bajo	Alto

En términos de la velocidad de generación la tecnología más utilizada en las plantas PHS es la denominada Fixed-Speed (FS) Plant, donde el sistema bomba/turbina y el sistema motor/generador operan sincronizados a una misma velocidad fija. A principios de la década del 90 se introdujo en Japón la tecnología Adjustable-Speed (AS) Plant, donde ambos sistemas se ajustan a la velocidad del nivel energético que tenga el flujo siendo capaz de soportar las variaciones que presenta esta velocidad, capacidad que las plantas FS no presentan producto de que trabajan a una velocidad fija, logrando que las plantas AS sean más eficientes (aumento del 3% anual) y entregando mayor estabilidad a la red. Desde la década del 90 se han desarrollado más de 20 proyectos con la tecnología AS en Japón y Europa con gran éxito. Un aspecto para considerar es que las plantas que presenta el sistema AS tienden a costar alrededor de un 7% a 15% más caras que las FS (U.S Department of Energy, 2015).

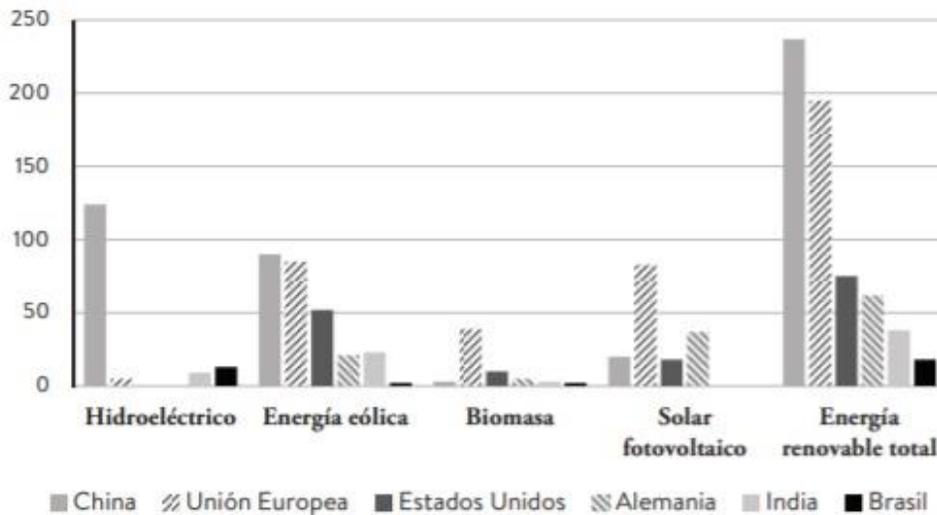
### **3. Desarrollo de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC)**

#### **3.1. Desarrollo Internacional de las ERNC.**

Para entender el mercado energético internacional primero hay que definir ciertos conceptos que a priori al lector les pueden ser o no ser familiares. El primer concepto a introducir son las energías renovables, las que se pueden definir aquellas fuentes de energía en que en su proceso de generación y aprovechamiento no se consume ni se agota el recurso a escala humana, ejemplo de ello son las fuentes de generación hidráulica (todos los tipos), solar, eólica, entre otras, y en ciertos grados la biomasa y geotermia. Las energías renovables y no renovables a su vez se pueden clasificar como convencionales y no convencionales, dependiendo del grado de desarrollo y la penetración en los mercados energéticos en que se presenten. Dentro de las fuentes de energías convencionales podemos destacar 2 tipos: Las energías provenientes de fuentes térmicas (no renovables) y las de origen hídrico (renovables), que a pesar de que a nivel mundial existe un incremento sostenido, en el tiempo, de la demanda de energía por parte de los usuarios, la introducción de nuevas plantas de este tipo se ve enfrentado a diversas problemáticas, como lo es en el caso de las fuentes térmicas los gases de efecto invernadero que producen en el proceso de generación y que afectan al cambio climático, o la variabilidad en la disponibilidad de los recursos en el caso de las fuentes hídricas. Es en este punto donde en los últimos años ha existido un fuerte aumento en el desarrollo y la promoción de plantas que presenten fuentes de ERNC con el fin de suplir las nuevas demandas energéticas.

Esta introducción de las ERNC en la matriz energética internacional se ha desarrollado más rápido de lo esperado en las últimas 2 décadas, dado el atractivo que presentan estas tecnologías con respecto a los sistemas de generación convencionales. Los principales impulsores a comienzos de este milenio fueron Europa, los Estados Unidos y Japón, los que se vieron enfrentados a diversas trabas que presentaba esta tecnología dado que no se había probado aun su viabilidad técnica y económica dentro del mercado. Con el paso de los años y el desarrollo que han adquirido estas tecnologías, donde se han sumado muchos países, en la actualidad se pueden evidenciar los grandes beneficios que presentan, destacando los aportes en seguridad energética, la menor dependencia de combustibles fósiles, y las reducciones en emisiones de gases de efecto invernadero, además de las caídas en los costos de inversión para su desarrollo (Clerc et al., 2017). En la Figura 7 se presentan los incrementos en el desarrollo de ERNC en MW, incluyendo el desarrollo hidroeléctrico, para distintos países y regiones.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile



*Figura 7: Adicción de energías renovables por Región en el periodo 2011-2013 (Clerc et al., 2017).*

En este camino, varios países han volcado sus políticas públicas en materia de energía a que sus matrices energéticas sean en base a ERNC, ejemplo de ello es el caso de Australia en donde se planea convertir el 50% de su matriz energética a fuentes ERNC para el año 2025, del cual al año 2017 llevaban un 42% (ARENA, 2017).

El prospero crecimiento que presentan las ERNC también se ve enfrentado al crecimiento de nuevos desafíos en la materia, dado que su comportamiento es distinto al de los sistemas de generación convencional. Principalmente los problemas vienen por la incertidumbre en la disponibilidad y en la generación de energía dada la variabilidad a nivel diario y mensual que pueden presentar los recursos, lo que lleva a que las fuentes renovables se vuelvan no gestionables, en el sentido que no pueden ser controladas o programadas por el operador (Clerc et al., 2017). Esta intermitencia se puede evidenciar en la Figura 8 donde se presenta la generación real de ciertos parques eólicos a nivel nacional. Es en este punto, y tal como se mencionó anteriormente, donde los sistemas de almacenamiento de energía adquieren mayor relevancia dado que pueden suplir los déficits que en términos de generación presentan las ERNC.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

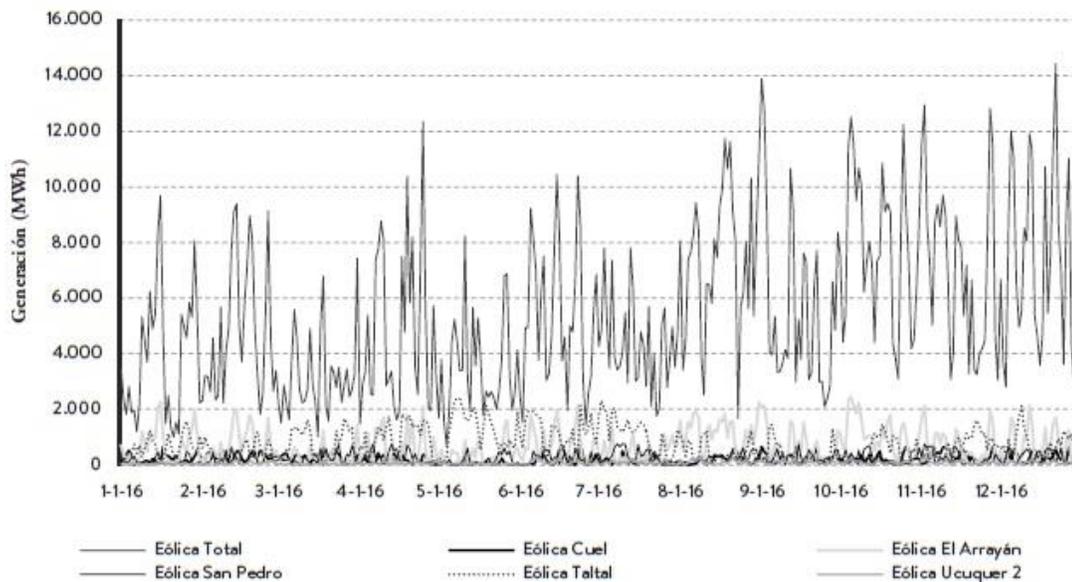


Figura 8: Generación real en algunos parques eólicos del SEN (ex SIC) (Clerc et al., 2017).

### 3.2. Desarrollo Nacional de las ERNC.

#### 3.2.1. Mercado Eléctrico Nacional.

Para entender el crecimiento que han presentado las ERNC en el ámbito local se debe introducir primero la organización del mercado eléctrico nacional, el que se compone principalmente de 3 sistemas independientes entre sí que presentan distintos niveles de generación:

1. Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Este sistema conecta los sistemas de generación, transmisión y distribución entre las regiones de Arica y Parinacota hasta la región de los Lagos. Está compuesto por los antiguos sistemas Interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande (SING), que se unieron el año el año 2017 con el fin de aprovechar la energía limpia que se genera en diversas zonas de Chile, dar seguridad en la entrega de suministro eléctrico a las familias y empresas, apoyar el ingreso de nuevos actores al sector, y a futuro aumentar la interconexión internacional con países vecinos (CNE, 2017). A partir de su creación el SEN quedó a cargo del coordinador eléctrico nacional y a Julio de 2020 presenta una capacidad instalada de 24.818 MW (Datos Comisión nacional de energía CNE) que corresponde al 99,3% de la capacidad instalada total del mercado nacional. En la Figura 9 se presenta el detalle de la capacidad instalada en el SEN según cada tecnología a Julio de

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

2020 (Datos CNE), donde se puede notar que las fuentes son diversas, destacando la generación a partir de carbón, gas natural, hidráulica de embalse y petróleo diésel. Cabe destacar también el aporte que presenta las fuentes solares (12%).

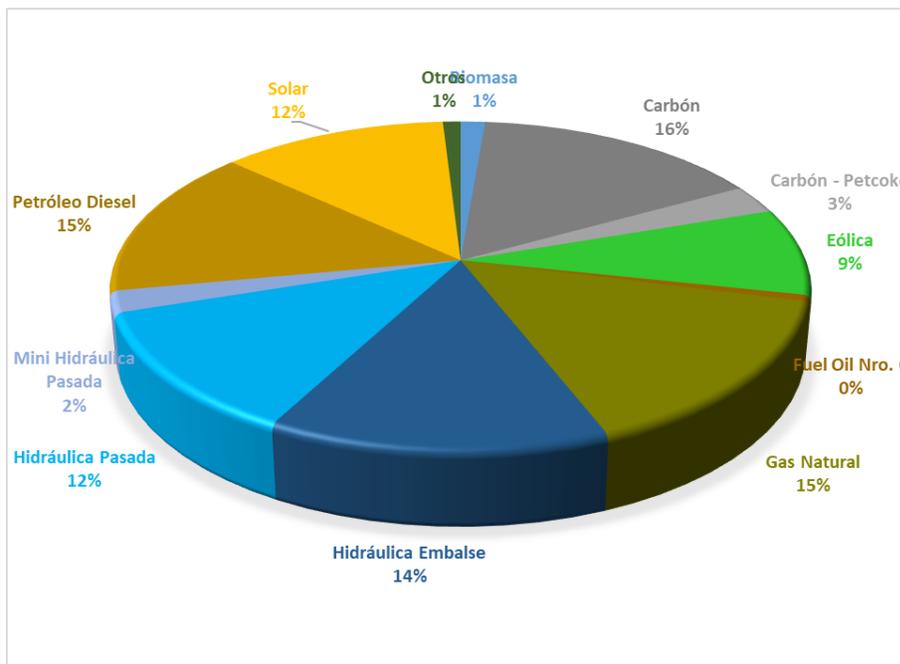
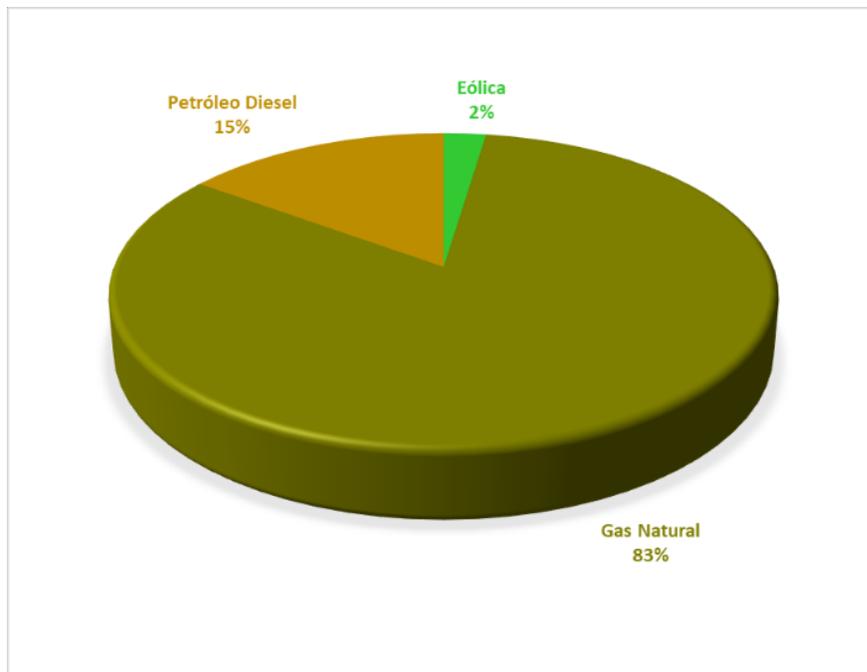


Figura 9: Capacidad instalada en el SEN por tecnología (Fuente: elaboración propia).

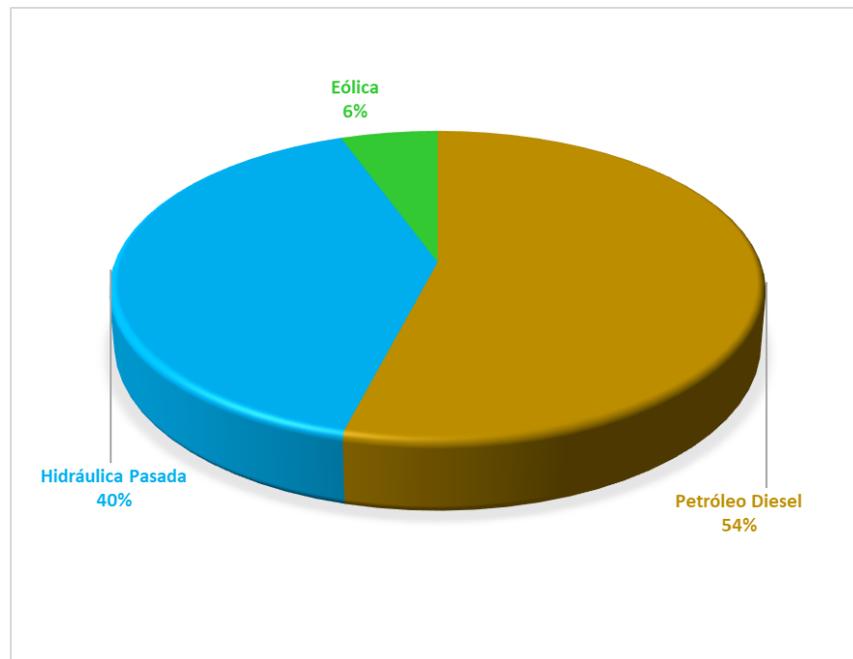
2. Sistema de Magallanes (SEM): Este sistema es el encargado de abastecer a la región de Magallanes y de la Antártica Chilena. A Julio de 2020 presenta una capacidad instalada de 108 MW (Datos CNE) que corresponde al 0,43% de la capacidad instalada total del mercado nacional. En la Figura 10 se presenta el detalle de la capacidad instalada en el SEM según cada tecnología a Julio de 2020 (Datos CNE), donde domina mayoritariamente la generación por gas natural.



*Figura 10: Capacidad instalada en el SEM por tecnología (Fuente: elaboración propia).*

3. **Sistema de Aysén (SEA)**: Este sistema es el encargado de abastecer a la región de Aysén. A Julio de 2020 presenta una capacidad instalada de 56 MW (Datos CNE) que corresponde al 0,22% de la capacidad instalada total del mercado nacional. En la Figura 11 se presenta el detalle de la capacidad instalada en el SEA según cada tecnología a Julio de 2020 (Datos CNE), donde se ve que la fuente de generación principal es el petróleo diésel aunque la hidráulica de pasada presenta un nivel de generación cercano a este.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile



*Figura 11: Capacidad instalada en el SEA por tecnología (Fuente: elaboración propia).*

### 3.2.2. Evolución de las ERNC.

Para analizar la evolución de las fuentes de ERNC en la matriz nacional se agrupan las distintas tecnologías de generación dentro de tres grandes grupos: El primero corresponde a las fuentes de generación térmica, que comprende principalmente a la generación por quema de carbón, gas natural y petróleo diésel, incluyendo sus respectivos derivados. El segundo grupo corresponde a las fuentes de generación hidráulica, que comprende a la hidráulica de embalse y de pasada. El último grupo corresponde a las fuentes ERNC, que agrupa a la generación por biogas, biomasa, eólica, solar y minihidráulica (hasta 20 MW de generación). En la Figura 12 se presenta la evolución de estos tres grandes grupos de generación desde el año 2006 hasta el 2019 en el SEN, que cubre el 99,3% del mercado (Datos CNE). En ella se puede observar el sostenido crecimiento en la demanda de energía y que fue suplido principalmente por las fuentes térmicas y la introducción de las ERNC, ya que las tasas de crecimiento de estas dos fueron mayores que la tasa de crecimiento de las fuentes hidráulicas.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

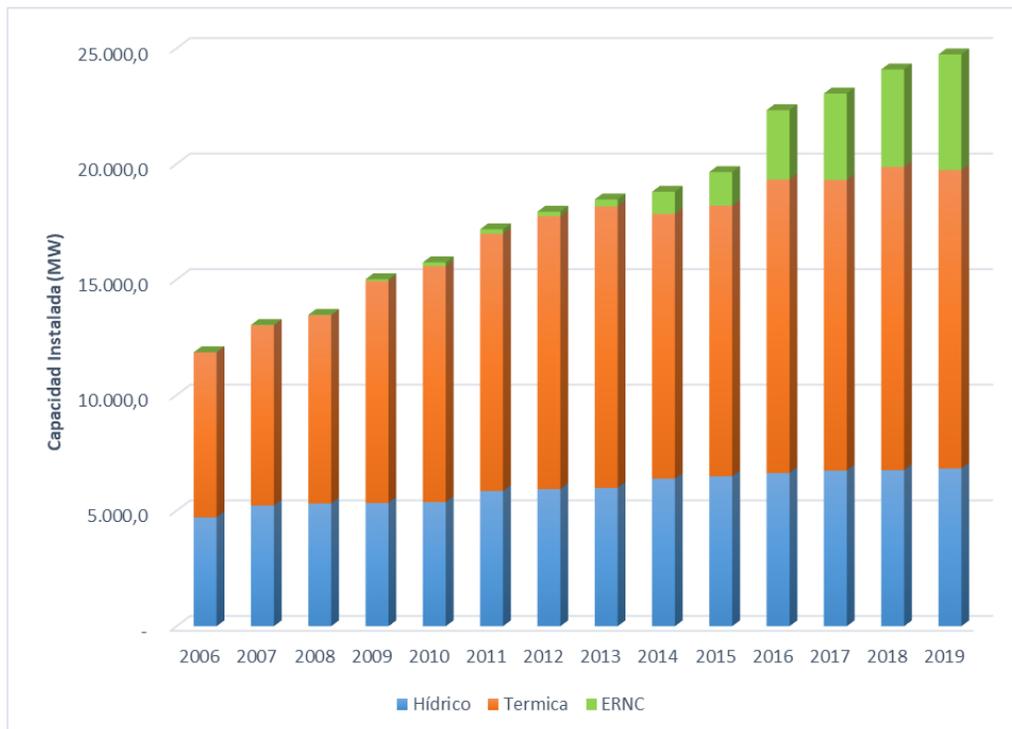


Figura 12: Evolución de las ERNC en el SEN (Fuente: elaboración propia).

Utilizando los mismos parámetros de comparación, en la Figura 13 se presentan la variación de estos tres grandes grupos a nivel nacional para Julio de 2020 (DATOS CNE). En la figura se puede ver que existe desarrollo de ERNC en todo Chile con peaks en las regiones de Antofagasta, Atacama y Coquimbo. En la Figura 14 se desglosa las ERNC por cada una de las tecnologías que la componen, donde se ve que predominan los desarrollos de fuentes eólicas y solares.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

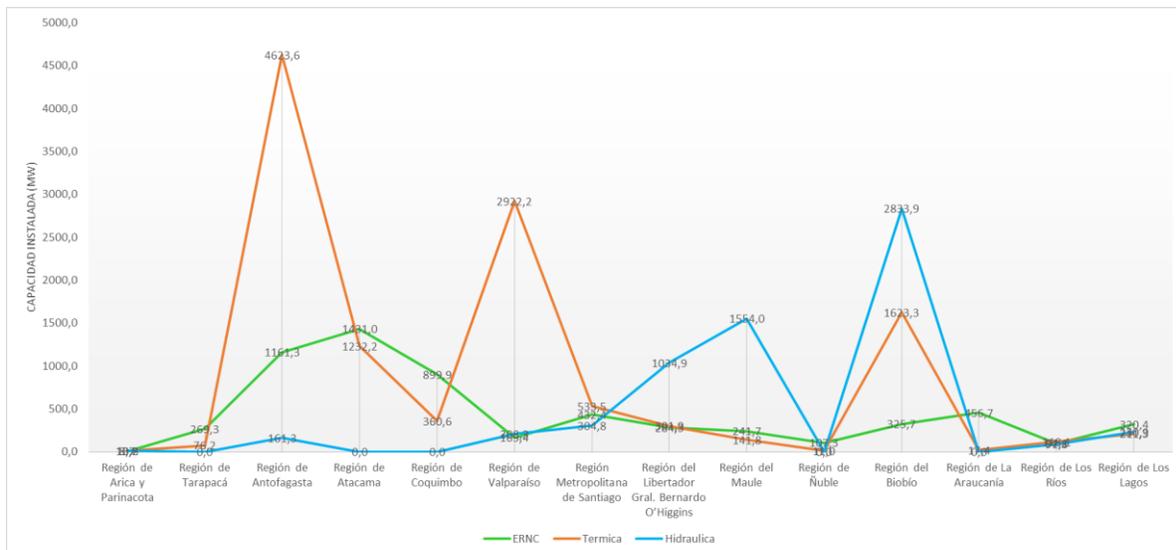


Figura 13: Variación de las principales fuentes de generación a nivel nacional (Fuente: elaboración propia).

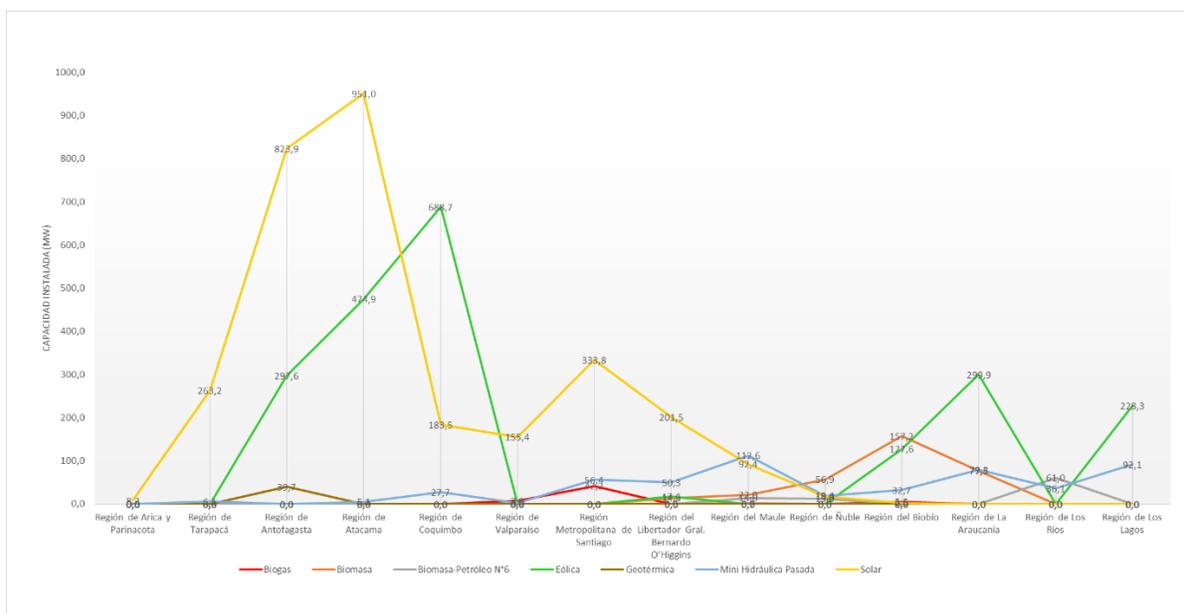


Figura 14: Variación de las fuentes de ERNC a nivel nacional (Fuente: elaboración propia).

En este mismo sentido, y a partir de los acuerdos internacionales firmados por el país, en el senado se encuentra en tramitación la Ley Marco de Cambio Climático, la que dentro de sus principales objetivos busca alcanzar la neutralidad de emisiones al 2050, que consiste en lograr un equilibrio entre las emisiones y las absorciones naturales de gases efecto invernadero (Senado, 2020). Para ello se debe generar una estrategia climática de largo plazo, y es en ese punto donde la

## **Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile**

promoción de las energías renovables, principalmente las ERNC, permitirá cambiar la matriz energética hacia una más limpia que ayude a alcanzar la carbono neutralidad.

#### **4. Centrales con sistema PHS de agua de mar.**

##### **4.1. Resultados Informe Centro de Energía.**

La presente memoria tiene como base el informe desarrollado por el Centro de Energía de la FCFM y encargado por la agencia GIZ, en el marco de su proyecto “Descarbonización del Sector Energía en Chile” de su programa de Energía Renovables y Eficiencia Energética. En dicho informe se utiliza una metodología de identificación topográfica de posibles reservorios que pueden componer proyectos de sistema PHS con agua de mar. Esta misma metodología fue utilizada para la elaboración del *Global atlas of pumped hydro energy storage*, por el grupo del Profesor Andrew Blakers en la *Australian National University* (Centro de Energía Universidad de Chile, 2020).

Para adaptar esta metodología y así identificar potenciales sitios principalmente en la costa, se utiliza la relación de altura y distancia horizontal (H/D) mínima de 1:20. Por otro lado se excluyen reservorios que entren en conflicto con el ordenamiento territorial como áreas protegidas, zonas urbanas, entre otros.

Se caracterizan los reservorios a partir del modelo de cuenca, donde el volumen almacenado queda determinado por la altura de muro a utilizar. Se identifican dos tipos de reservorios: las cuencas secas, que requieren solo 1 muro para el almacenamiento dada la topografía y el desnivel del terreno, y los nidos de pavo, que utilizan 2 o más muros para el almacenamiento. Los primeros tienen la ventaja que son más fáciles de detectar por el software, pero los segundos tienen mayor almacenamiento a menor altura de muro. Otro criterio a considerar es la relación entre el volumen de almacenamiento y el movimiento de tierra requerido para construir el depósito y la presa W/R. Aunque este criterio no se utiliza para elegir los potenciales sitios, repercute en el costo final de los proyectos ya que los sitios con mayor pendiente tienen mal W/R, pero presentan una gran energía potencial (Centro de Energía Universidad de Chile, 2020).

Para la selección y clasificación de los sitios se utilizan 2 parámetros: la energía almacenable, que determina la localización y geometría de los muros, que a su vez determina sus costos, y tiempo de almacenamiento, entendido como el tiempo mínimo de vaciado de un reservorio lleno, determina la potencia de diseño del proyecto. Para la primera variable se escogen los proyectos que presenten valores de 2, 5, 15, 50 y 150 GWh, mientras que para el tiempo de almacenamiento se escogen aquellos que lo hagan en 6 y 18 h. Con estos criterios se obtiene una combinación de 10 tipos de proyectos, los que luego pasan por un dimensionamiento de costos a nivel conceptual, considerando variables como la altura de muro, largo de tuberías, obras civiles marinas, entre otros, y con lo que posteriormente se clasifican los proyectos entre las Clase A hasta proyectos Clase E, donde los A corresponde a los más rentables en términos de indicador USD/kw instalados (Centro de Energía Universidad de Chile, 2020).

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

Aplicada la metodología sobre el territorio nacional costero se identifican 3.191 sitios aptos para la realización de 10.906 proyectos sobre el umbral de la clase E, dado que en la mayoría de los sitios se puede considerar más de un proyecto simplemente aumentando el volumen de almacenamiento. A continuación, se presenta el listado de la distribución geográfica de los potenciales sitios (o proyectos) y desde donde se escogerán las centrales objetivo a considerar para el diseño:

Region	T. Almac	6 horas					18 horas					# Sitios
	Clase	A	B	C	D	E	A	B	C	D	E	
Arica y Parinacota			1	23	51	38	11	48	70	51	11	304
Tarapacá			3	25	62	55	32	77	113	71	21	459
Antofagasta				4	20	38		26	68	47	22	225
Atacama					2	17	1	15	34	45	39	153
Coquimbo					4	8		8	25	26	20	91
Valparaíso						4			5	6	8	23
Libertador General Bernardo O'Higgins									1	3	14	18
Maule						5		1	10	23	26	65
Ñuble									4	4	10	18
Biobío						2		1	8	10	9	30
La Araucanía						5			4	11	4	24
Los Ríos					5	9		4	7	12	10	47
Los Lagos				3	55	95	11	83	129	102	30	508
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo			2	38	124	138	44	138	173	120	57	834
Magallanes y de la Antártica Chilena				12	37	68	11	39	71	95	59	392
<b>Totales</b>			<b>6</b>	<b>105</b>	<b>360</b>	<b>482</b>	<b>110</b>	<b>440</b>	<b>722</b>	<b>626</b>	<b>340</b>	<b>3 191</b>

Figura 15: Potenciales sitios para el desarrollo de las centrales Objetivo (Centro de Energía Universidad de Chile, 2020).

### 4.2. Aspectos técnicos.

Las centrales con sistema PHS han sido ampliamente desarrolladas para la generación a partir de agua dulce, pero existe poca o casi nula experiencia en términos de uso de agua salada de mar, salvo por una central en Japón que opero entre 1997 y 2010. La operación con agua de mar supone una serie de modificaciones a un proyecto típico de central de bombeo en los materiales utilizados, debido a la presencia de microorganismos que se adhieren en superficies y problemas de corrosión y/o biofouling que el uso de agua de mar provoca en los distintos componentes de una instalación (Centro de Energía Universidad de Chile, 2020).

Enfocado en el diseño de este tipo de plantas que se desarrollan en la presente memoria, las turbinas y las bombas deben ser adaptadas de tal manera que sean aptas para trabajar con agua de mar, lo que implica el uso de acero inoxidable, recubrimientos anticorrosivos y protección catódica. Actualmente estas turbinas y bombas no existen en el mercado, por lo que se fabrican para cada proyecto según los requerimientos de los clientes. En cuanto al material de las tuberías, se utiliza

## **Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile**

en las centrales con PHS (y en las centrales hidroeléctricas en general) acero para soportar las altas presiones, y que para el caso de agua de mar se deben recubrir con polietileno y pinturas esmálticas (GIZ, 2016). Además para este tipo de plantas las captaciones deben estar a una profundidad del mar tal que las tensiones sobre estas estructuras, atribuibles a oleajes, sean despreciables y adicionalmente el agua se mantenga relativamente limpia de residuos que son desplazados por las corrientes (Centro de Energía Universidad de Chile, 2020).

Los principales criterios para la selección de un sitio de desarrollo de una central con sistema PHS utilizando agua de mar se presentan a continuación (ARENA, 2017):

- Presentar una alta diferencia de elevación entre ambos reservorios.
- Tener una distancia limitada entre ambos reservorios (horizontal) para minimizar el largo de las tuberías y sus costos.
- Aprovechar reservorios naturales para minimizar costos.
- Presentar proximidad a la red de alta transmisión eléctrica.
- Minimizar los impactos ambientales y sociales.

### **4.3. Impactos de las nuevas Centrales.**

Entre los impactos más relevantes se pueden destacar los siguientes (Centro de Energía Universidad de Chile, 2020):

- El clima adverso, como la lluvia y las tormentas, pueden provocar derrames de agua de mar en el reservorio superior, lo que causa grandes daños al medioambiente. La corrosión en los materiales de las estructuras puede producir filtraciones que conllevan también a estos daños.
- La alta actividad sísmica puede complicar las operaciones de la central de bombeo.
- La reducción de emisiones de carbono que generan este tipo de plantas, con respecto a otras fuentes de generación de energía, también se debe ver reflejado en el proceso de construcción y operación de ellas.
- La relación entre la comunidad y la empresa debe ser la mejor para poder llevar a cabo los proyectos, y es ahí donde juega un papel relevante la forma en que la empresa se presenta a la comunidad y como recibe e incorpora en los proyectos sus comentarios.
- El desarrollo de estos proyectos conlleva una sustancial mejora económica a nivel local, principalmente por la generación de diferentes tipos de empleos.

### **4.4. Proyectos de PHS con agua de mar.**

A continuación, se detallan las principales características de ciertos proyectos PHS con agua de mar a considerar en la presente memoria:

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

### 1. *Central Yanbaru, Japón:*

Esta central fue desarrollada y construida por la empresa japonesa J-Power, y es hasta la actualidad la única con sistema PHS que ha operado con el uso de agua de mar. Esta planta inicio operaciones el año 1997 en modo de prueba, y el año 1999 comenzó a distribuir energía a la isla de Okinawa. Presentaba una capacidad instalada de 30 MW y opero correctamente hasta el año 2010. En 2014 se decidió cerrar definitivamente la planta debido a que la demanda eléctrica de Okinawa no creció como se preveía y la planta no era rentable como negocio (Centro de Energia Universidad de Chile, 2020).



*Figura 16: Central Yanbaru, Japón (Fuente: Google Earth Pro).*

Esta planta constaba de un reservorio superior de 564.000 m<sup>3</sup>, ubicado a 600 metros de la costa y con un revestimiento impermeable para evitar infiltraciones que dañaran la vegetación circundante. La central presentaba una caída neta entre los 131 a 152 metros, donde la aducción se emplazaba en el borde costero (

Figura 16). Todo el sistema hidráulico, que constaba principalmente de las tuberías y el sistema bomba/turbina reversible se encontraban bajo tierra (ARENA, 2017). Las tuberías que presentaba la central eran de plástico reforzado con fibra para evitar la corrosión (en lugar de acero), con una pintura anti polución que impermeabilizaba la superficie y evitaba de esta manera la adherencia de microorganismos (GIZ, 2016). La bomba/turbina reversible estaba hecha de acero inoxidable austenítico que es más resistente a la corrosión del agua. Un punto importante para destacar es que luego de 10 años de operación sin fallos, al realizar

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

la mantención de la planta solo se observaron bajos signos de erosión del material, sin corrosión y poca adhesión de biofouling en el sistema. (ARENA, 2017).

A continuación, se presenta un esquema de las principales componentes de la central Yanbaru:

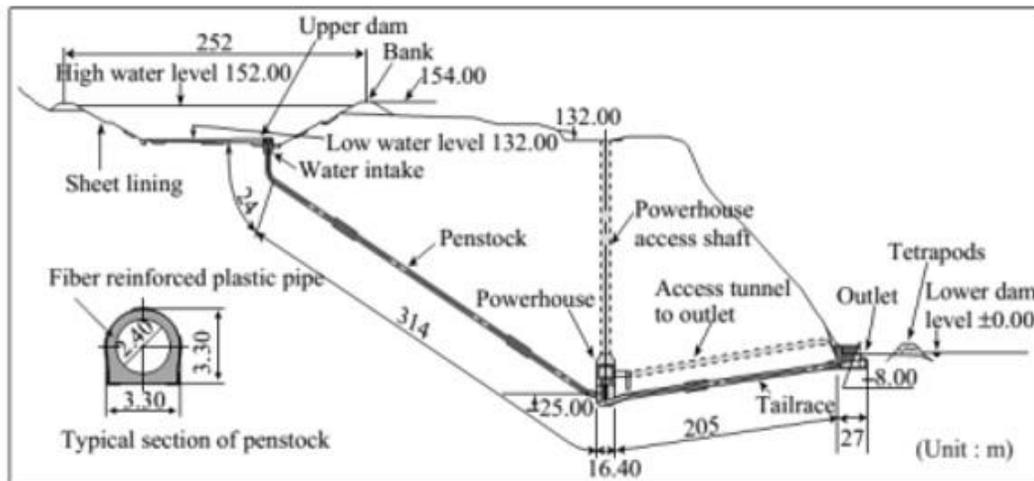


Figura 17: Esquema de la Central Yanbaru, Japón (Centro de Energía Universidad de Chile, 2020).

### 2. Proyecto Valhalla, Chile:

Este proyecto denominado “Espejo de Tarapacá”, corresponde a una central con sistema PHS de agua de mar, y su diseño está emplazado en el sector costero de Caleta san Marcos, a unos 100 kilómetros al sur de la ciudad de Iquique. Presenta un tamaño proyectado de 300 MW distribuida en 3 turbinas hidráulicas Francis reversibles (90% de eficiencia), donde la central consumirá 2,28 GWh/día, promedio anual, bombeando un caudal de 45 m<sup>3</sup>/s, y se contempla una generación de 1,75 GWh/día, promedio anual, descargando un caudal promedio de 28 m<sup>3</sup>/s. (Centro de Energía Universidad de Chile, 2020).

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

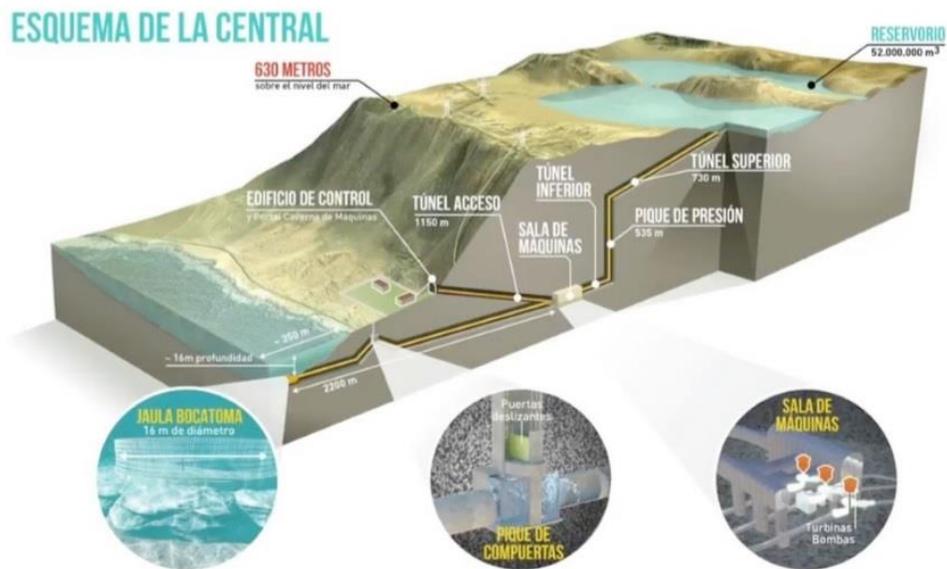


Figura 18: Esquema proyecto Valhalla, Chile (Centro de Energía Universidad de Chile, 2020).

El reservorio superior donde se acumulará el agua extraída se encuentra a 585 m.s.n.m. y corresponde a una depresión natural que se encuentra sobre el farellón costero de la zona. Consta de dos sectores: reservorio oriente con un área de 166 ha y reservorio poniente de 208 ha totalizando una capacidad de 54 millones de m<sup>3</sup>. Para evitar filtraciones el reservorio superior esta recubierto de una membrana bituminosa altamente impermeable de un espesor de 2,5 mm. El resto de las estructuras se diseñan de forma subterránea tal como se presenta en la Figura 18, donde destaca el túnel superior, el pique de presión, la caverna de máquinas, la subestación eléctrica y el túnel inferior. (Gestión Ambiental Consultores S.A, 2014).

### 3. Proyecto Cultana, Australia:

Este proyecto fue desarrollado por un consorcio entre Energy Australia, Arup y el instituto de energía de la Universidad de Melbourne (MEI). Esta central fue diseñada en el Golfo de Spencer, al sur de Australia. Presenta una capacidad instalada de 225 MW con una producción de 1,770 MWh para 8 horas de generación y una eficiencia del 72 %. El reservorio superior tiene una capacidad de 2900 miles de m<sup>3</sup> correspondientes a una generación continua máxima de 8 horas, además de presentar una caída de 260 m. El sistema de tuberías tiene un largo de 3,3 km, donde el primer kilómetro desde el reservorio superior se encuentra sobre tierra y el resto se conduce bajo tierra. Presenta un diámetro interno de 3,3 m diseñadas en acero, y que dada

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

la experiencia de Yanbaru no se planean obras para contrarrestar el efecto del biofouling, y solo se proponen soluciones del tipo químicas en caso de ser requeridas (ARENA, 2017).



Figura 19: Imagen Satelital proyecto Cultana, Australia (ARENA, 2017).

Para la elección del sistema bomba/turbina se analizaron la oferta de 5 proveedores expertos en sistemas PHS convencionales. Se optó por un sistema que consta de 3 unidades del tipo reversible, utilizan el sistema FS y del tipo Francis con una potencia de 75 MW a Máxima carga nominal cada una. Además, presenta un sistema para amortiguar la sobrepresión producida por el golpe de ariete cuando existen cambios bruscos en el sistema bomba/turbina.

Una de las ventajas que presenta Cultana es que se demora solo 90 segundos en generar energía a partir de una unidad, y se demora 150 segundos en tener las 3 unidades generando. Otras ventajas que presenta el sistema de generación es el arranque de emergencia (Black start) y la rápida respuesta frente a un cambio brusco en la demanda de generación. El proyecto presenta una vida útil de 30 años (ARENA, 2017).

Se debe destacar que la única de este grupo de centrales que fue construida es la central Yanbaru, mientras que Valhalla y Cultana son proyectos de ingeniería aprobados en sus respectivas legislaciones pero que aún no inician el proceso de construcción por falta de inversores, según la información recopilada en algunos medios de prensa.

### **5. Centrales Objetivo**

A continuación, se presenta la metodología de elección de las centrales objetivo, y los resultados finales de ese filtrado.

#### **5.1. Metodología de elección.**

Para realizar la elección de las centrales objetivo se utiliza el listado de los 10.906 proyectos entregados por el centro de energía en su informe final. Para una mejor selección de centrales, se trabaja con un archivo de extensión .kml con la ubicación espacial de todos los proyectos, además de una planilla Excel con la información de cada una de las centrales, ambos archivos facilitados por el centro de energía.

El filtrado y elección de las centrales objetivo se realiza mediante 2 etapas. En la primera se seleccionan 16 centrales objetivo de acuerdo con los siguientes criterios:

1. *Bondad Económica*: El primer filtro que se considera para los proyectos es trabajar con todos aquellos proyectos Clase A y B, dado que de manera general presentan una ventaja comparativa sobre el resto, aunque se prevé que luego del diseño de las centrales objetivo variaran los costos dimensionados de estas.
2. *Accesibilidad por Caminos*: El segundo filtro que se aplica sobre los proyectos fue evaluar la existencia de caminos por donde se pudiese acceder a la ubicación de los reservorios superiores y captaciones inferiores, con el objetivo de desarrollar todas las obras de ingeniería que el proyecto requiere. Luego de este filtrado se obtiene un listado de 234 proyectos ubicados entre las regiones de Arica y Parinacota hasta Los Lagos. Cabe destacar que luego del filtrado no se consideran proyectos en las regiones de Aysén y Magallanes, producto de que la totalidad de las alternativas para proyectos A y B se encuentran en archipiélagos o sectores donde no es posible la construcción de los reservorios superiores.
3. *Cercanía a fuentes ERNC*: El tercer filtrado que se aplica al registro de centrales obtenidos del paso anterior es considerar las que se encuentren en sectores cercanos a desarrollos de fuentes solares y eólicas que se encuentren operando hoy en día, esto con el fin de disminuir los costos en términos de transmisión de la energía hacia estas centrales PHS y promover la ampliación de este tipo de fuentes energéticas en las mismas zonas. Para el filtrado se utiliza un mapa de extensión .kml obtenido de la página del ministerio de energía. Luego de este filtrado se obtiene un listado de 86 posibles proyectos, agrupados en 16 localidades (puntos desde donde se puede acceder a estos proyectos).

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

4. Por localidad: El ultimo filtrado para determinar las centrales objetivo es considerar el desarrollo de un proyecto en cada una de las 16 localidades determinadas en el punto anterior. En la mayoría de estas localidades existen más de un proyecto a desarrollar, por lo que en esos casos se considera la central que presente un menor costo unitario en términos de capacidad instalada (USD/kw).

Luego con el cálculo de los parámetros de diseño de estas centrales (según la metodología que se expone en el capítulo 6) se presentan valores de potencia instalada de generación para estas centrales entre los 6000 y 2000 MW. A partir de estos resultados se decidió realizar una nueva selección de centrales objetivo dado que estas 16 presentan valores de potencia instalada muy lejanos a la realidad de las centrales hidroeléctricas convencionales en el país. Los criterios de elección de esta segunda etapa se presentan a continuación:

1. Potencia instalada: Se calcula la potencia instalada de generación de los 10.906 proyectos, según la metodología que se verá en el capítulo 6 y considerando ciertos parámetros estándar. Luego de este filtrado se escogieron todas aquellas centrales que presentaban potencias entre los 300MW y los 400MW, quedando 5351 proyectos.
2. Bondad Económica: Al igual que en el primer filtrado de la etapa anterior se seleccionan a partir de la clasificación realizada por el centro de energía, pero en este caso se escogen los proyectos Clase A, B y C, obteniendo un total de 947 proyectos.
3. Accesibilidad por Caminos: El tercer filtro que se aplica es revisar, mediante Google Earth, la accesibilidad al reservorio superior y a la captación inferior de cada uno de estos 947 proyectos. Luego de este filtrado se presenta una lista de 54 proyectos repartidos en 12 localidades, entre las regiones de Arica y Parinacota hasta la región de Coquimbo.
4. Por Localidad: El ultimo filtrado, al igual que en la etapa anterior, consta en seleccionar una central objetivo por cada una de las 12 localidades definidas en el filtro anterior. En las localidades que existe más de un proyecto se selecciona la que presente menor costo unitario en términos de capacidad instalada (USD/kw).

### **5.2. Resultados de la elección.**

El listado de las 12 centrales objetivo con las características principales de cada una se presenta a continuación, donde cada central adquiere el nombre de la localidad en la que está ubicada:

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

1. Central Caleta Vitor, Región de Arica y Parinacota: Central clasificada del tipo C, presenta un volumen almacenable de 3,8 GL, caída de 601 m y un largo de tuberías de aproximadamente 1,9 km. La captación inferior se encuentra cercana al mirador de la caleta, y el reservorio superior se encuentra cercano a la ruta 5 norte.



Figura 20: Imagen Satelital Central Objetivo Caleta Vitor.

2. Central Caleta Camarones, Región de Arica y Parinacota: Central clasificada del tipo C, presenta un volumen almacenable de 4,1 GL, caída de 590 m y un largo de tuberías de aproximadamente 3,5 km. La caleta se ubica en el límite entre las regiones de Arica y Tarapacá, donde la captación inferior se encuentra cercana a la caleta, mientras que el reservorio superior se encuentra alejado de la ruta 5 norte, por lo que se debe evaluar alguna alternativa para poder realizar sus obras.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile



Figura 21: Imagen Satelital Central Objetivo Caleta Camarones.

3. Central Caleta Junin, Región de Tarapacá: Central clasificada del tipo C, presenta un volumen almacenable de 3 GL, caída de 794 m y un largo de tuberías de aproximadamente 3,7 km. El reservorio inferior se encuentra cercano a la caleta, a la que se accede mediante un camino de tierra por el farrellón costero. Al reservorio superior y a la caleta se accede desde el camino A-40 que lleva a Pisagua.

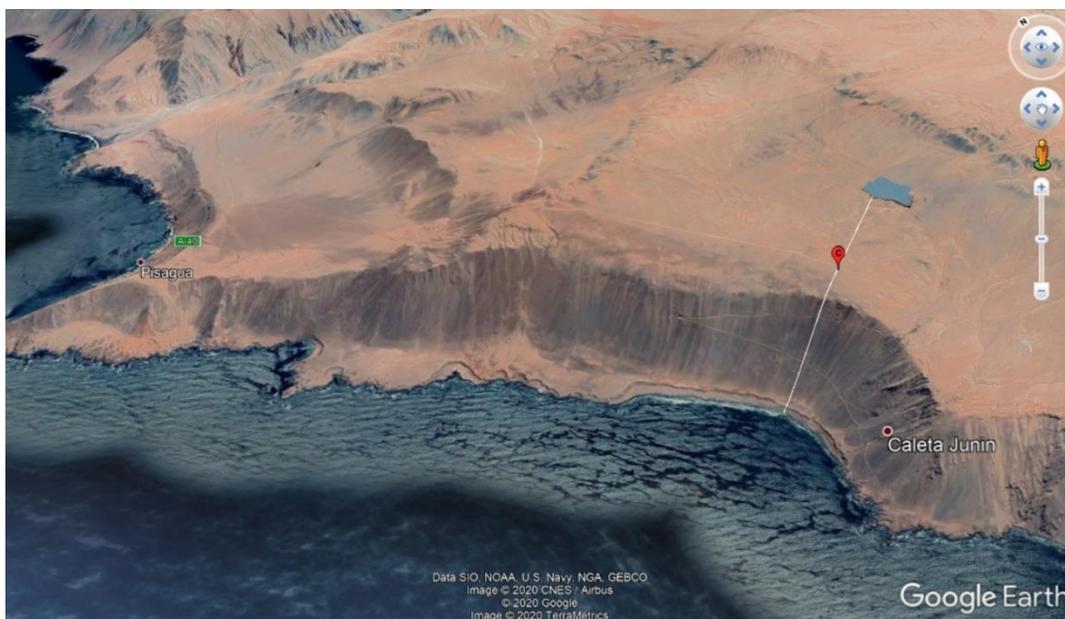


Figura 22: Imagen Satelital Central Objetivo Caleta Junin.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

4. Central Iquique, Región de Tarapacá: Central clasificada del tipo C, presenta un volumen almacenable de 3 GL, caída de 800 m y un largo de tuberías de aproximadamente 9,1 km. La captación inferior se ubica en camino a punta negra, en un sector de perfecta accesibilidad, mientras que al reservorio superior se puede acceder mediante la ruta A-510.



Figura 23: Imagen Satelital Central Objetivo Iquique.

5. Central Mollecita, Región de Tarapacá: Central clasificada del tipo C, presenta un volumen almacenable de 3,1 GL, caída de 780 m y un largo de tuberías de aproximadamente 7 km. La captación inferior se ubica a un costado de la ruta 1, mientras que al reservorio superior queda cercano al sector de Mollecita.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

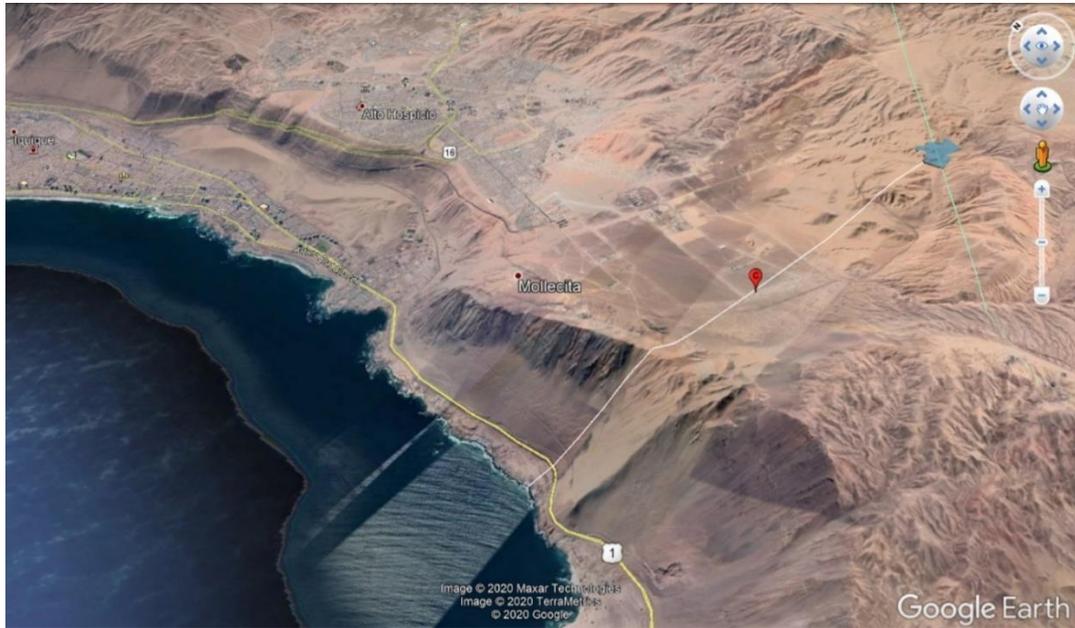


Figura 24: Imagen Satelital Central Objetivo Mollecita.

6. Central Yape, Región de Tarapacá: Central clasificada del tipo C, presenta un volumen almacenable de 4 GL, caída de 600 m y un largo de tuberías de aproximadamente 10,4 km. La captación inferior se ubica a un costado de la ruta 1, mientras que el reservorio superior se ubica en un sector alejado de la ruta A-750, pero donde existen oficinas mineras, por lo que es posible el desarrollo de un camino hacia la central.

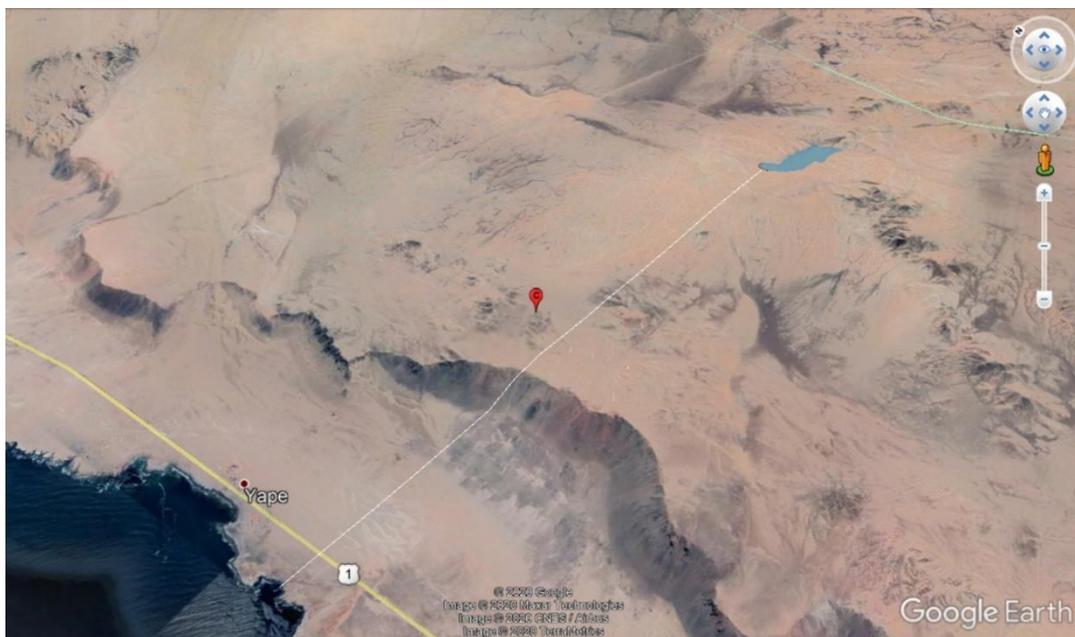


Figura 25: Imagen Satelital Central Objetivo Yape.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

7. Central Playa el Águila, Región de Tarapacá: Central clasificada del tipo C, presenta un volumen almacenable de 3,1 GL, caída de 772 m y un largo de tuberías de aproximadamente 4,4 km. La captación se ubica a un costado de la ruta 1, mientras que al reservorio superior se accede mediante la ruta A-750, pero en un tramo que se enfrenta a variaciones constantes en su altitud, por lo que se debe analizar la mejor ruta para conectar con el reservorio.

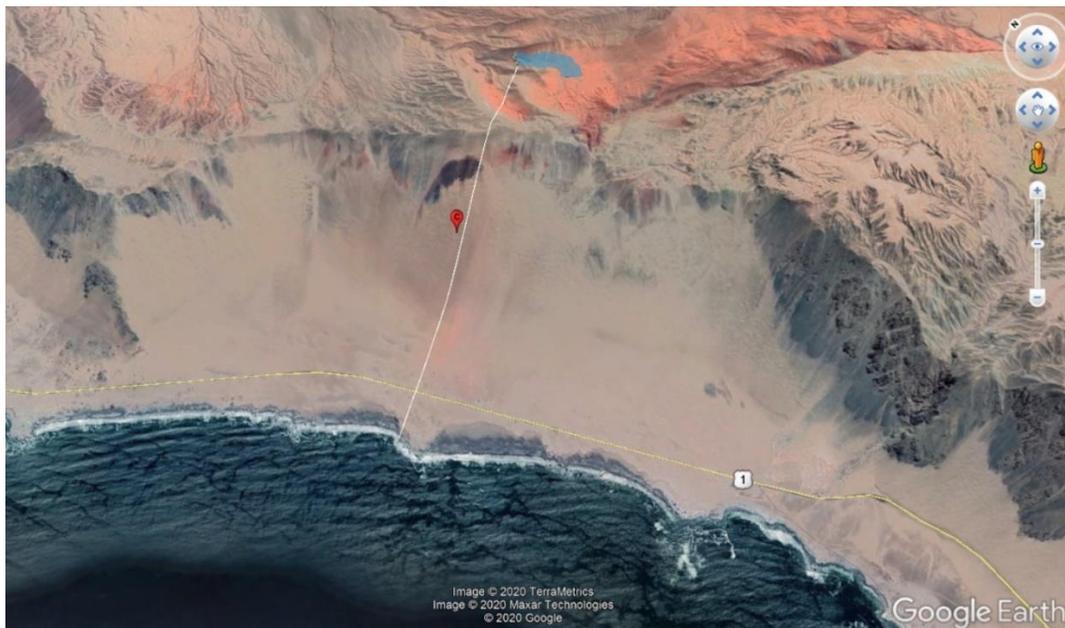


Figura 26: Imagen Satelital Central Objetivo Playa el Águila.

8. Central Caleta San Marcos, Región de Tarapacá: Central clasificada del tipo C, presenta un volumen almacenable 3,4 GL, caída de 700 m y un largo de tuberías de aproximadamente 8,3 km. Se ubica en la misma caleta donde se desarrolló el diseño del proyecto Valhalla, pero no en el mismo sitio. La captación inferior se ubica a un costado de la tura 1, y el reservorio superior a un costado de la tura A-750 en un sector de alta pendiente.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

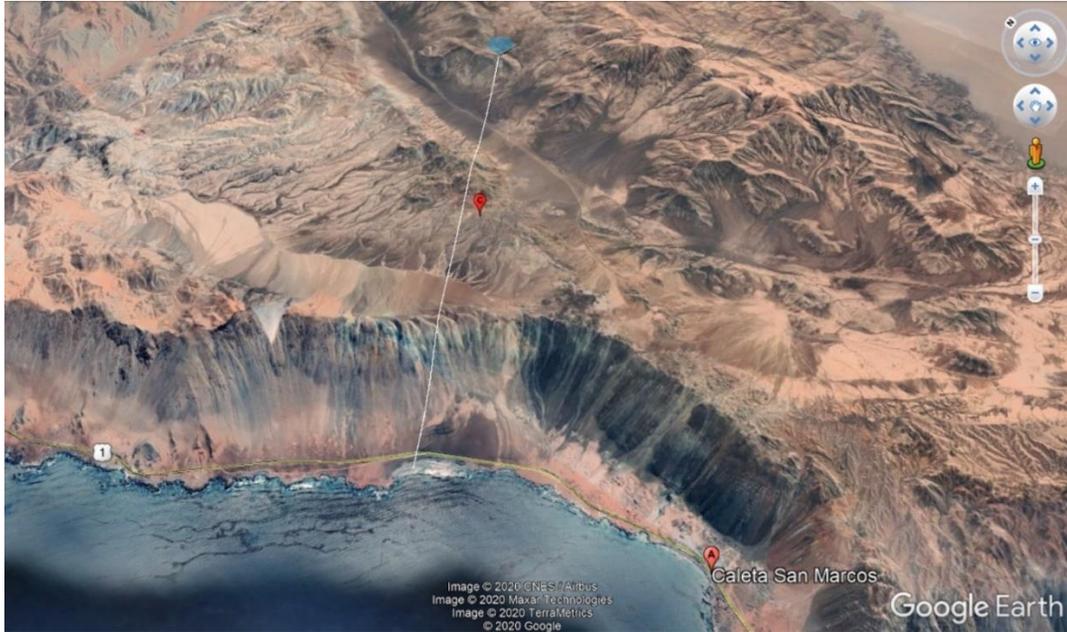


Figura 27: Imagen Satelital Central Objetivo Caleta San Marcos.

9. Central Playa Ike-Ike, Región de Tarapacá: Central Clasificada del tipo C, presenta un volumen almacenable de 3,5 GL, caída de 680 m y un largo de tuberías de aproximadamente 5,5 km. La captación se ubica a un costado de la ruta 1, mientras que el reservorio se proyecta sobre un tramo de la ruta A-750, pero donde esta última es de tierra por lo que su reubicación no debe presentar mayores problemas en términos de diseño y permisos.



Figura 28: Imagen Satelital Central Objetivo Playa Ike-Ike.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

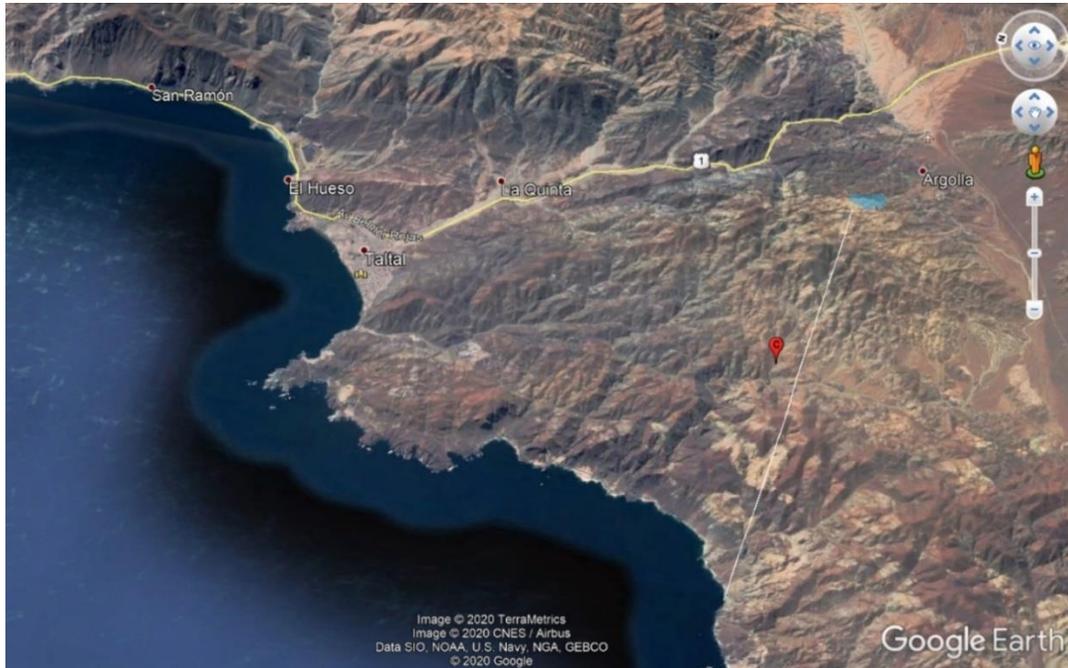
10. Central Michilla, Región de Antofagasta: Central clasificada del tipo C, presenta un volumen almacenable de 2,9 GL, caída de 791 m y un largo de tuberías de aproximadamente 4 km. La captación inferior se ubica a un costado de la ruta 1, y el reservorio superior se encuentra cercano a la mina Michilla, por lo que presenta accesibilidad para su construcción.



Figura 29: Imagen Satelital Central Objetivo Michilla.

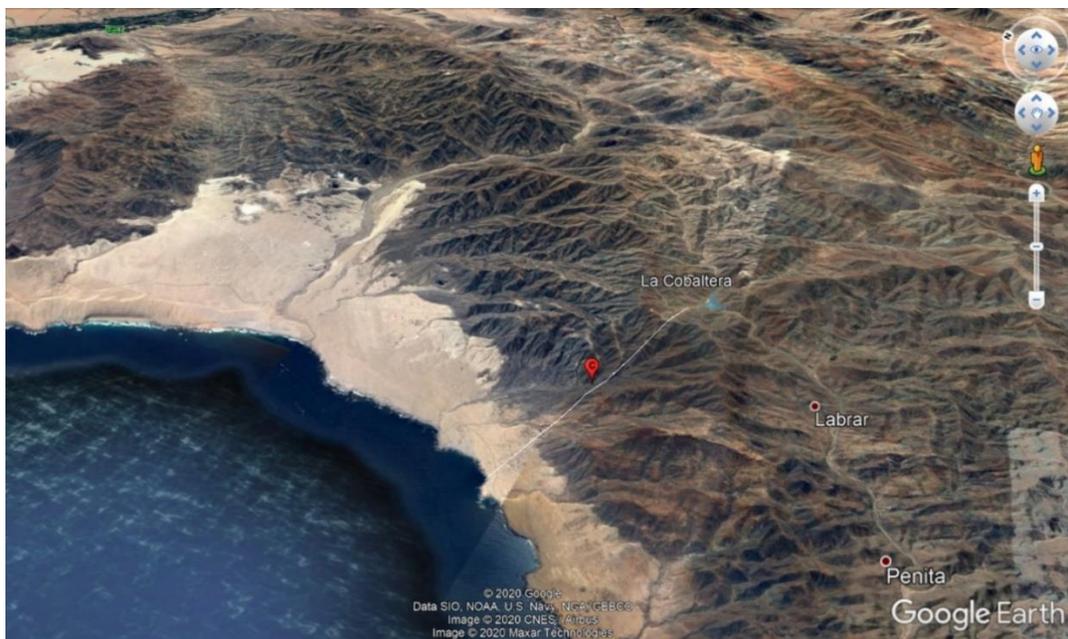
11. Central Taltal, Región de Antofagasta: Central clasificada del tipo C, presenta un volumen almacenable de 3,5 GL, caída de 682 m y un largo de tuberías de aproximadamente 8,5 km. La captación inferior se ubica a un costado de la ruta B-898, mientras que el reservorio superior se puede acceder desde la ruta B-900, aunque en sector montañoso (cordillera de la costa).

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile



*Figura 30: Imagen Satelital Central Objetivo Taltal.*

12. Central La Cobaltera, Región de Atacama: Central clasificada del tipo C, presenta un volumen almacenable de 3,4 GL, caída de 701 m y un largo de tuberías de aproximadamente 6,5 km. En este caso la accesibilidad hacia la captación inferior y el reservorio superior es limitada, pero existen caminos interiores desde Freirina o caleta Chañaral que permiten acceder a ellos.



*Figura 31: Imagen Satelital Central Objetivo La Cobaltera.*

## **Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile**

Aclarar que el punto de captación definido en este listado corresponde a la proyección que realiza el software del trazado de tuberías en el borde costero, y que tal como se verá en el siguiente capítulo no corresponde a la ubicación de la captación propiamente tal.

Si bien en el segundo filtrado no se consideró la cercanía a las fuentes de ERNC, en las Figura 32 y Figura 33 se presentan los desarrollos de estas tecnologías en el norte del país. Se puede observar que todas las centrales se encuentran cerca de ciertos polos donde predominan los proyectos aprobados, y que en caso de su construcción será necesario incorporar tecnología complementaria de almacenamiento para hacer más eficiente la gestión del recurso.

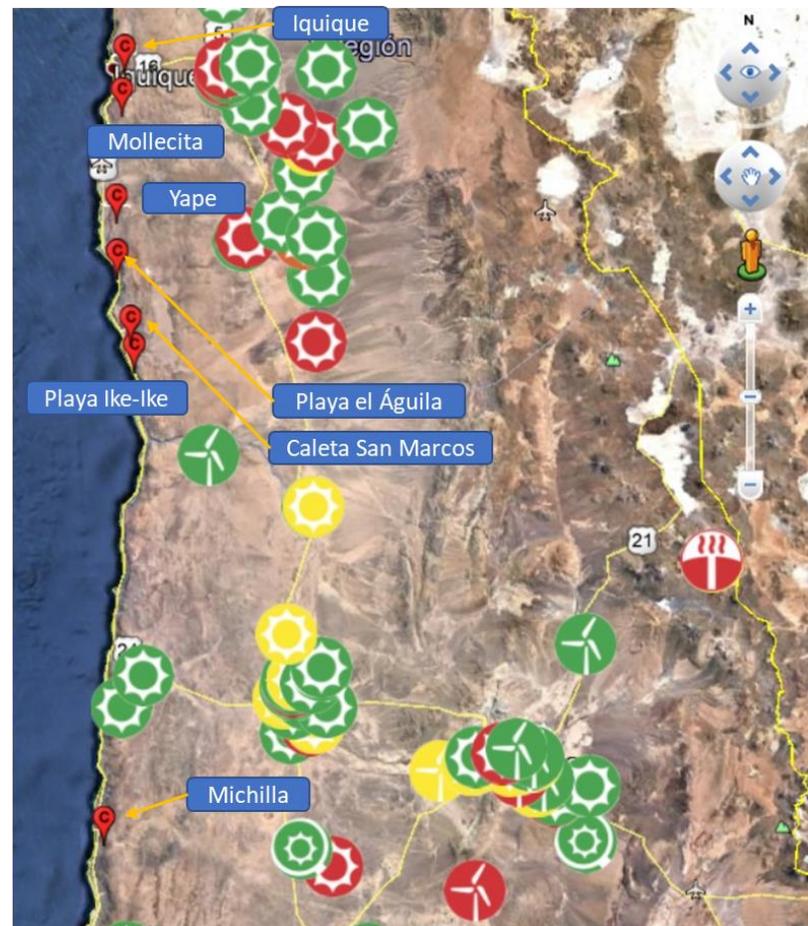


Figura 32: Centrales objetivo y polos de ERCN. Parte 1.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

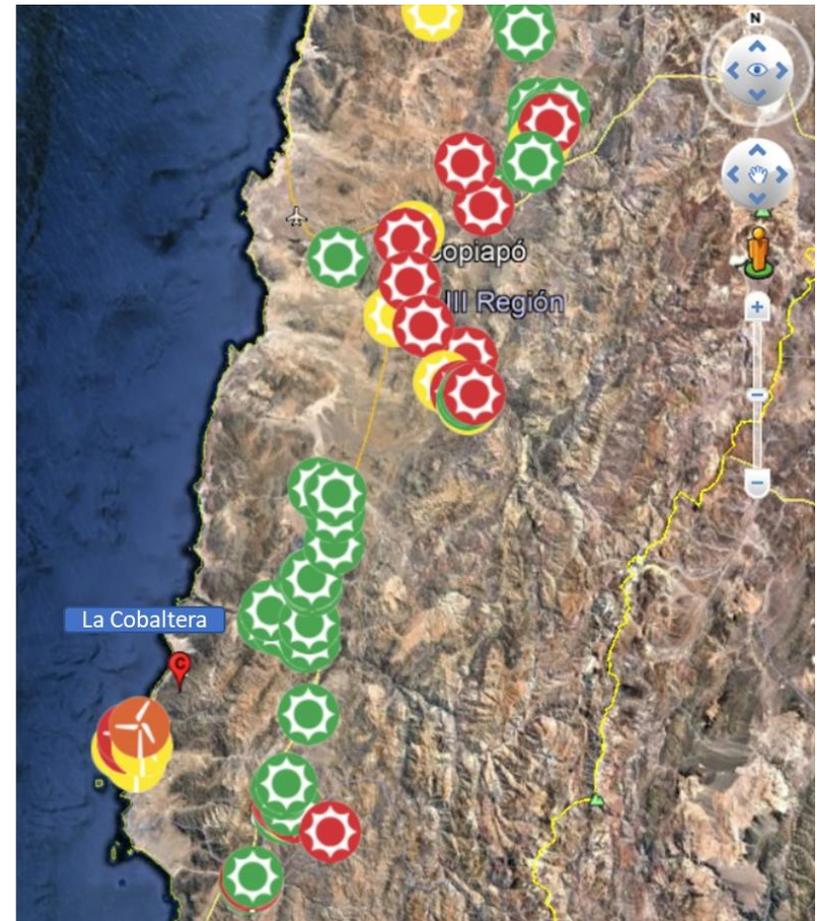
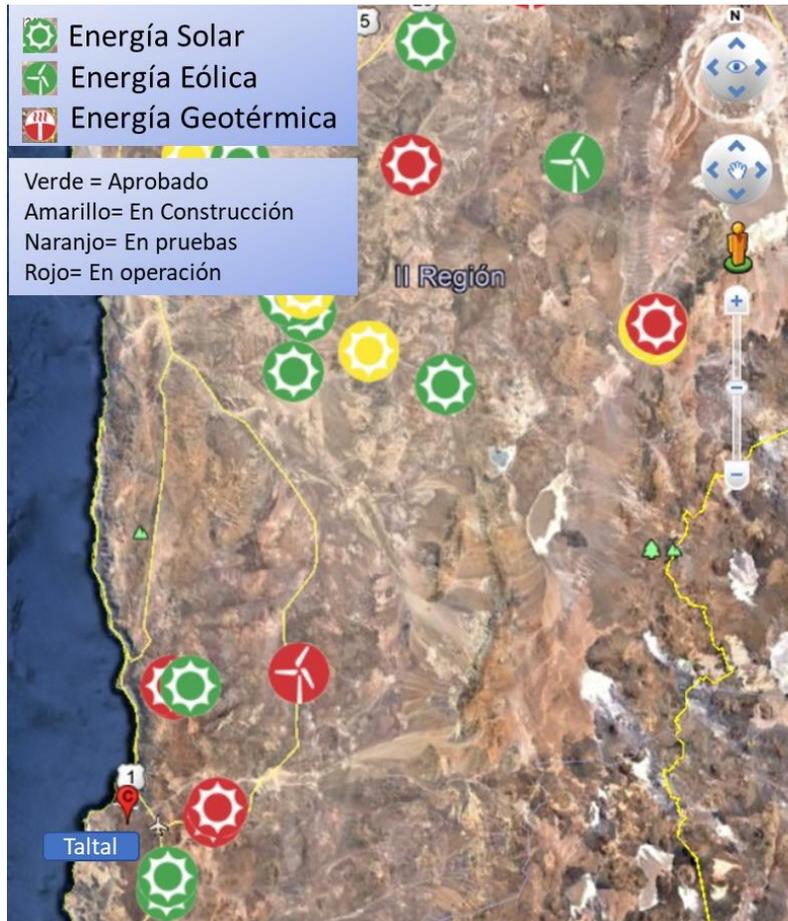


Figura 33: Centrales objetivo y polos de ERCN. Parte 2.

## 6. Diseño de las Centrales.

### 6.1. Escenarios de Operación.

Para determinar los horarios de operación de las centrales objetivo se realiza un análisis comparativo entre la demanda de energía del Sistema eléctrico nacional (SEN) y la generación de las fuentes eólicas y solares dentro de esta misma red. Se analizan solo estas dos tecnologías de generación dada su mayor importancia dentro de las ERNC en el país. Los datos se obtienen desde la página del coordinador eléctrico nacional considerando como ventana de estudio el periodo de enero de 2017 a octubre de 2020.

En las Figura 34 y Figura 35 se muestran los resultados del análisis para los meses de enero y julio que son los que presentan la mayor diferencia en términos de generación de las fuentes ERNC. En ambos se grafican las fuentes eólicas y solares, y la suma de ambas que se denomina ERNC. Se puede notar que existe un peak en la generación de esta energía el que se considerara como el periodo en el que operara el bombeo en las centrales objetivo. Este peak para el mes de enero se da entre las 8 y 20 horas, mientras que en julio el peak va desde las 8 a 18 horas, por lo que se determina que el horario de bombeo va desde las 8 y 19 horas (11 h), y el de generación consta de 13 horas. Recaltar que estos horarios son los máximos dentro de cada modo y son netamente referenciales para el cálculo de los parámetros máximos, ya que la generación y bombeo real dependerá del requerimiento de la red y la disponibilidad de energía limpia sobrante para almacenar en las centrales a bombeo.

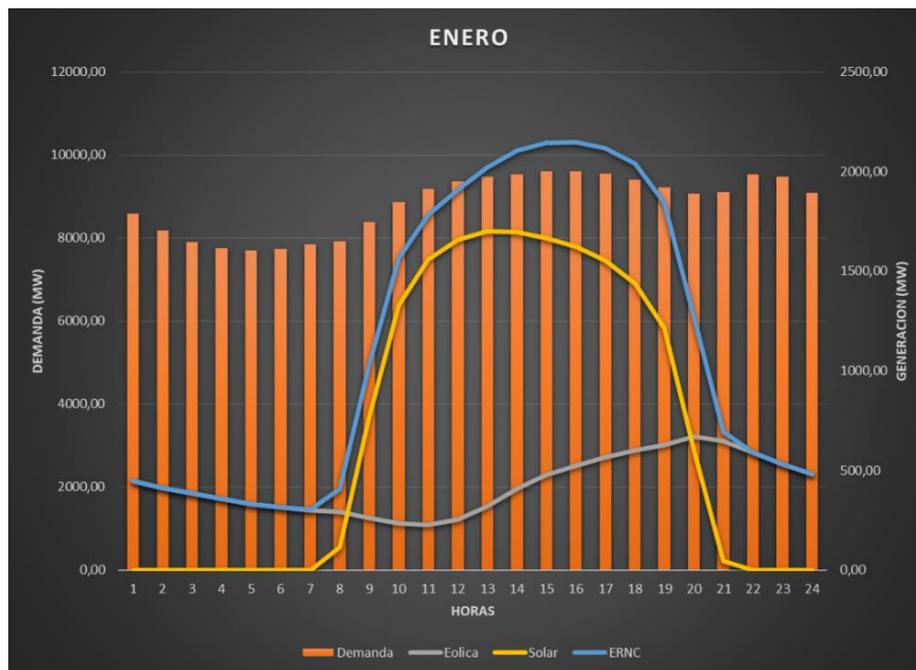
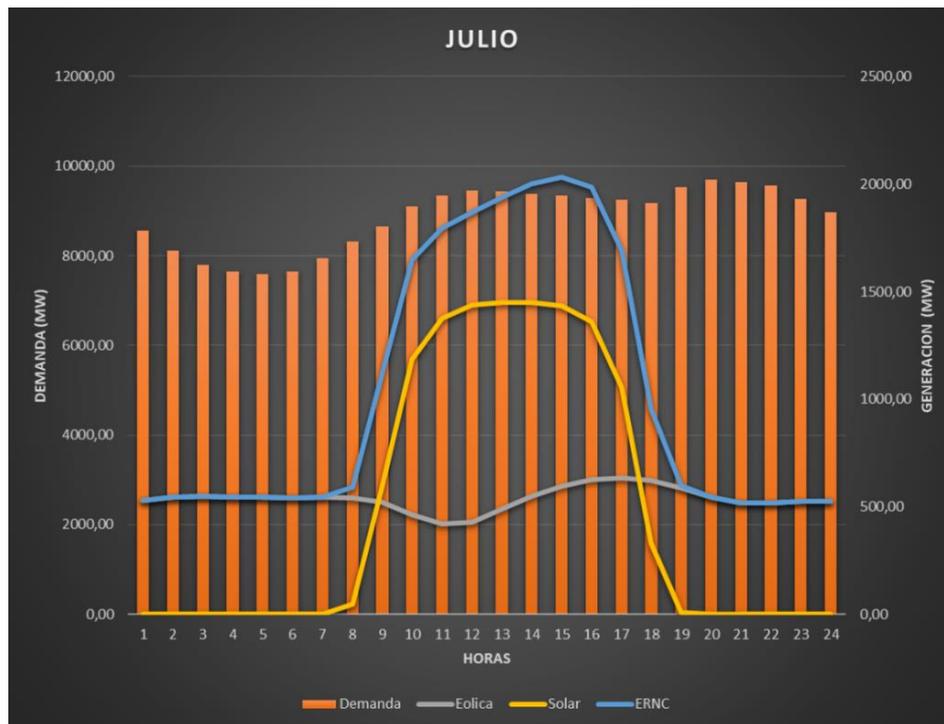


Figura 34: Producción ERNC y demanda eléctrica del SEN para el mes de Enero.



*Figura 35: Producción ERNC y demanda eléctrica del SEN para el mes de Julio.*

## 6.2. Parámetros de Diseño.

Con el fin de determinar los caudales de diseño y las potencias instaladas de cada una de las centrales objetivo, se analiza el volumen de operación que presentará cada central en los modos de bombeo y generación. En la Ecuación 1 se presenta la fórmula de cálculo para el volumen de operación en el modo bombeo, que queda determinado por el volumen total del reservorio y el volumen muerto de este.

$$V_{Bombeo} = V_{Total} - V_{Muerto}$$

*Ecuación 1: Calculo volumen de operación para bombeo.*

En la Ecuación 2 se presenta la fórmula de cálculo para el volumen de operación en el modo generación, que queda determinado por el volumen total del reservorio, el volumen muerto de este y el volumen de evaporación.

$$V_{Generación} = V_{Total} - V_{Muerto} - V_{Evaporacion}$$

*Ecuación 2: Calculo volumen de operación para generación.*

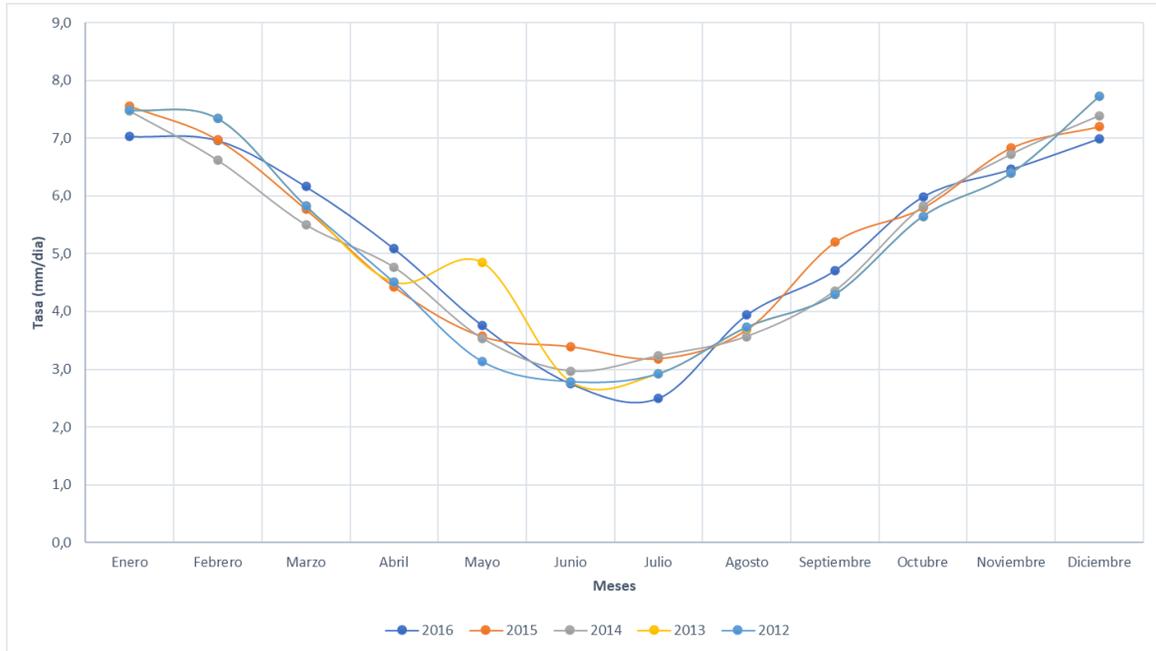
El volumen muerto de los reservorios se determina considerando 2 criterios de diseño que se utilizarán para diseñar las captaciones (capítulo 6.3): Primero, en base a las directrices para la evaluación ambiental de proyectos de desalación que

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

presenta DIRECTEMAR (Directemar, 2015) la velocidad de succión a la entrada de la captación no puede ser mayor que 0.15 m/s en el modo bombeo, con el fin de que la fauna circundante a esta obra pueda escapar a la succión que se genera. El segundo criterio que se considera es que en la base las captaciones presentaran una estructura de soporte que además evita la succión directa en zonas cercanas al fondo del mar. Dada estas 2 condiciones, la baja velocidad del flujo y separación desde el fondo, se considera que al sistema no entraran grandes cantidades de arena desde el suelo marino que se puedan depositar en el reservorio superior. Sin embargo, de manera conservadora, se considera un valor del 15% del volumen total como volumen muerto dado la posible depositación de los minerales propios del agua de mar o de la arena en suspensión que se puede presentar en el flujo. En este 15% también se considera la posible depositación de materia orgánica.

El volumen de evaporación se calcula a partir de los datos de evaporación presentes en la página de la dirección meteorológica de Chile METEOCHILE (DGAC, 2020). Esta entidad presenta varias estaciones a lo largo del país donde se mide la evaporación con el uso de un tanque Weather Bureau Clase A tipo PAM (DGAC, 1986), el que entrega un valor de la tasa de evaporación a nivel diario. Dada la poca disponibilidad de datos en la zona norte del país solo se considera la información de la estación Cerro Moreno Antofagasta, la que se analiza dentro del periodo 2012 y 2017. En la Figura 1Figura 36 se presenta el valor promedio de la tasa de evaporación para cada uno de los años en estudio, donde se puede notar que esta tasa presenta un comportamiento similar en cada uno de los años, con un máximo de 7 mm/día para los meses de verano y un mínimo de 3 mm/día para la época de invierno. Dado el nivel conceptual de la presente memoria se adopta el valor más conservador (que minimice el volumen de evaporación) de 3 mm/día como tasa de evaporación para todas las centrales objetivo. Además, considerando que las horas de mayor radiación solar coinciden con las horas de bombeo donde el reservorio superior presenta un volumen menor al total, y dado que se desconocen las curvas de nivel del fondo del reservorio, para el cálculo del volumen de evaporación se considera solamente el 50% de la superficie del reservorio superior, con el fin de sobreestimar el volumen de generación en caso de que el volumen de evaporación sea mayor.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile



*Figura 36: Tasa de evaporación promedio a nivel mensual.*

Luego de obtener los volúmenes de operación, tanto para el modo bombeo como generación, se calculan los caudales de generación y la potencia instalada:

$$Q = V/h$$

*Ecuación 3: Caudal para el modo de bombeo y generación.*

$$P = \rho_{mar} \times g \times Hn \times \eta \times Q$$

*Ecuación 4: Calculo de la potencia instalada para el modo bombeo y generación.*

En la Ecuación 3 se presenta la fórmula para el cálculo del caudal de bombeo y generación, donde  $V$  corresponde al volumen de operación y  $h$  a las horas de bombeo y generación respectivamente, En la Ecuación 4 se presenta el cálculo de la potencia instalada para cada modo, donde  $\rho_{mar} = 1020 \text{ kg/m}^3$  corresponde a la densidad del agua de mar,  $g = 9,81 \text{ m/s}^2$  es la aceleración de gravedad,  $Hn$  es la caída neta de cada central (en metros),  $\eta$  corresponde a la eficiencia que vale 75% en el modo bombeo y 90% en el modo generación, y  $Q$  al caudal en cada modo. Notar que la potencia calculada para el modo generación es la producida por las turbinas, mientras que la potencia calculada para el modo bombeo es la que necesita el sistema para impulsar el flujo al reservorio superior.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

Para el caso de la caída neta ( $H_n$ ) esta corresponde al 90% y el 110% de la caída bruta ( $H_b$ ) para el modo generación y bombeo respectivamente. Mediante la introducción de la caída neta se busca incorporar las pérdidas de energía por el concepto de captación y conducción del flujo en la red de tuberías, y de esta manera obtener un valor más preciso de potencia de las centrales en modo generación. En el modo bombeo las pérdidas de energía aumentan la potencia requerida por la central, es por esto que la altura neta es mayor a la altura bruta. Además de ello producto de la ubicación de la casa o caverna de máquinas, existe un diferencial de altura no considerado para este cálculo dado que presenta una potencia marginal.

Los valores adoptados ( $\pm 10\%$ ) se justifican producto que si bien estas obras pueden presentar diversas perdidas de energía, como por ejemplo perdidas friccionales o perdidas en codos, la velocidad máxima que puede alcanzar el flujo en estas tuberías es de 3,5 m/s (como se muestra en el capítulo 6.4) por lo que la altura de velocidad que está directamente relacionado a la cuantificación de estas pérdidas es de una menor magnitud que la altura bruta, por lo que en principio las variaciones deberían estar dentro del rango estipulado.

En términos de eficiencia, el valor escogido para el modo de bombeo se presenta en la Tabla 1 y corresponde al menor entre los tres tipos de configuraciones, que se corregirá luego de la elección del sistema final. Para el caso del modo de generación se adquiere ese valor de eficiencia en base a la experiencia de centrales a bombeo donde las turbinas hidráulicas tienden a presentar valores altos de eficiencia cercanos al 90% (GIZ, 2016). Destacar que para el dimensionamiento de las obras solo se consideran estos valores de eficiencia, pero para el cálculo final (en una próxima etapa) de la potencia instalada se debería considerar además los valores de eficiencia del grupo generador y del transformador, los que presentan valores promedios de 96% y 99% respectivamente.

A continuación, se presenta una tabla resumen con los principales parámetros de diseño de las centrales objetivo:

Tabla 2: Parámetros de diseño Centrales objetivo.

Centrales	Region	Dist (km)	Slope (%)	V. Total (GL)	Area (ha)	Modo Bombeo			Modo Generación			
						Hn (m)	Q (m3/s)	Potencia (MW)	Hn (m)	Q (m3/s)	Potencia (MW)	Energia (GWh/año)
Caleta Vitor	Arica	1,9	31	3,8	51	661	82	405	541	69	336	1595
Caleta Camarones	Arica	3,5	17	4,1	62	649	88	429	531	74	356	1689
Caleta Junin	Tarapaca	3,7	22	3,0	35	873	64	422	715	54	351	1664
Iquique	Tarapaca	9,1	9	3,0	45	880	64	425	720	54	353	1676
Mollecita	Tarapaca	7,0	11	3,1	28	858	67	428	702	56	356	1689
Yape	Tarapaca	10,4	6	4,0	62	660	86	425	540	73	353	1676
Playa el Águila	Tarapaca	4,4	18	3,1	25	849	67	424	695	56	352	1671
Caleta San Marcos	Tarapaca	8,3	8	3,4	21	770	73	422	630	62	350	1662
Playa Ike-Ike	Tarapaca	5,5	12	3,5	66	748	75	422	612	64	350	1662
Michilla	Antofagasta	3,9	20	2,9	27	870	62	406	712	53	338	1602
Taltal	Antofagasta	8,5	8	3,5	33	750	75	423	614	64	351	1667
La cobaltera	Coquimbo	6,4	11	3,4	32	771	73	422	631	62	351	1665

Además, en la Tabla 2 se presenta la generación de energía anual máxima de cada una de las centrales objetivo, que se obtiene a partir de las horas de bombeo y la potencia instalada. Cabe destacar que este parámetro junto con el indicador USD/kw permiten comparar las posibles ventajas que puedan presentar estas centrales en termino de generación frente a las centrales a bombeo con agua dulce y también frente a las centrales hidroeléctricas convencionales operativas en el país.

*Tabla 3: Centrales hidroeléctricas convencionales en el país.*

Central Hidroelectrica	Potencia (MW)	Energia (GWh/año)	Puesta en Servicio	Operador
Ralco	689	2492	2004	Enel
Pehuenche	568	2149	1991	Enel
Colbun	467	1695	1985	Colbun
Pangue	466	1801	1996	Enel
Angostura	324	1254	2014	Colbun
Antuco	319	1165	1981	Enel
La Confluencia	163	399	2011	Pacific Hydro
La Higuiera	155	476	2011	Pacific Hydro

En la Tabla 3 se presenta un listado de centrales hidroeléctricas convencionales operativas en el país entre las que se encuentran las de mayor potencia instalada: Ralco, Pehuenche, Colbun y Pangue. La potencia instalada se obtuvo desde las memorias anuales del 2019 de Enel y Colbun, mientras que en el caso de Pacific Hydro se obtuvo desde su página web. Para el caso de la generación de energía anual los datos corresponden a la estadística presente en el coordinador eléctrico nacional para el año 2019. Comparando los rangos de potencia instalada en modo generación de las centrales objetivo se puede notar que los valores de generación máxima calculados siguen la misma tendencia que los valores reales de generación de las centrales hidroeléctricas convencionales.

### **6.3. Captación inferior.**

Luego de la determinación de los parámetros de diseño las centrales objetivo se diseña la captación de cada una de estas. Antes de comenzar con el diseño en sí, se determina el punto de referencia costero de cada central que corresponde a la intersección entre la ruta que indica la ubicación de las tuberías del archivo .kmz y el borde costero. Después de definir cada uno de estos puntos de referencia se evalúa si se debe modificar la ubicación de estos bajo los siguientes criterios:

1. Concesiones Marítimas: En cada punto de referencia se analiza si se encuentra en una zona con concesión marítima vigente o en trámite, a partir de la información recopilada en la página web del *sistema integrado de administración del borde costero SIABC*. Se determinaron 6 centrales que presentaban su punto de referencia en sectores con concesión marítima: Caleta Camarones, Iquique, Yape, Caleta San Marcos, Michilla y Taltal. En

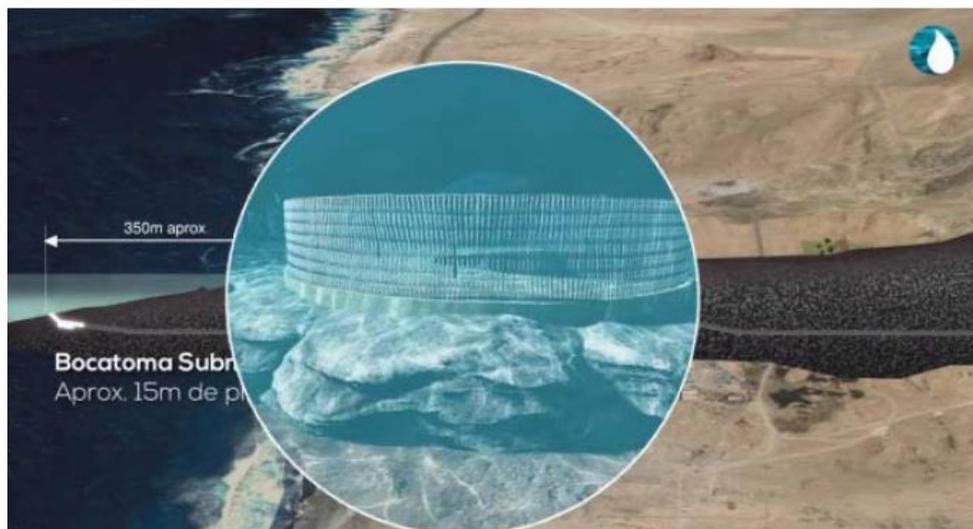
## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

estos casos se modificó este punto hacia el lugar más cercano al actual que no interfiera con una zona de concesión marítima.

2. Exposición al oleaje: Con el fin de disminuir la incertidumbre al momento de construir y operar la captación inferior, se analiza si es posible reubicar el punto de referencia en un sector cercano con una menor exposición al oleaje. Se determinaron 3 centrales que su reubicación los favorecería para tener una menor exposición al oleaje: Caleta Vitor, Playa el Águila y La Cobaltera.

Destacar que en los casos de puntos de referencia reubicados todas estas centrales aumentaron el largo de sus tuberías, pero la mayoría presentan cambios porcentuales bajos (del 0% al 5%), salvo los casos de las centrales Caleta Vitor y Michilla que presentaron aumentos del 11% y 24% respectivamente.

El diseño de las captaciones tiene como base el diseño de la captación del proyecto Valhalla (Guzmán & Barra, 2016), que si bien es una central a bombeo que aún no está en construcción ya recibió la aprobación ambiental correspondiente por lo que se considera válida técnicamente en ese aspecto. En la Figura 37 se presenta una imagen referencial del diseño de esta captación.



*Figura 37: Imagen referencial captación proyecto Valhalla (Gestión Ambiental Consultores S.A, 2014).*

En la Figura 38 se presenta el detalle del diseño de esta estructura, que corresponde a una jaula decagonal de 16 metros de diámetro y 6 metros de alto, con una tapa en su parte superior de 10 metros de diámetro. Las rendijas de la jaula presentan un ancho de 5 centímetros, la base es una plataforma de hormigón impermeable, y la bocatoma que aflora desde el fondo marino presenta un diámetro de 5 metros.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

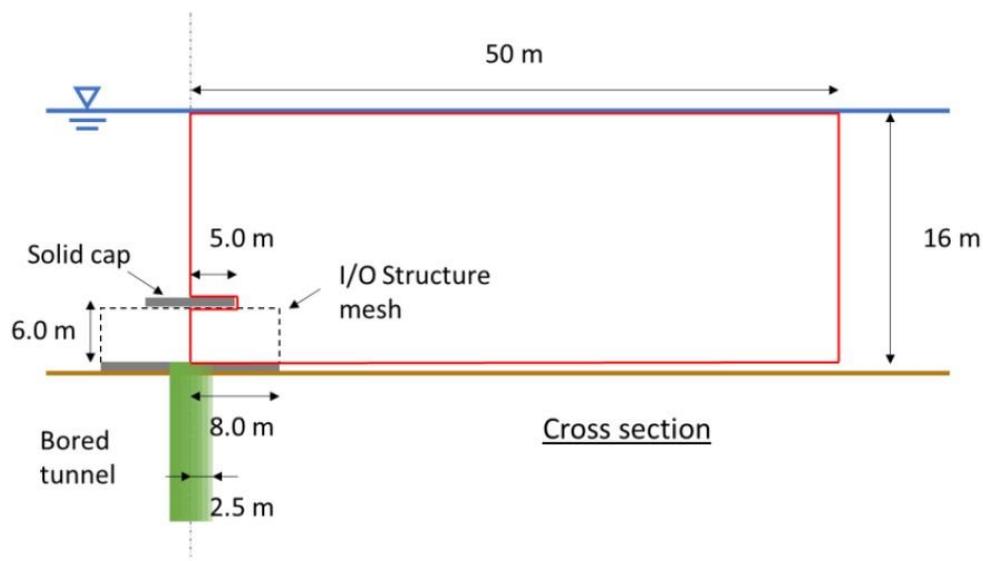
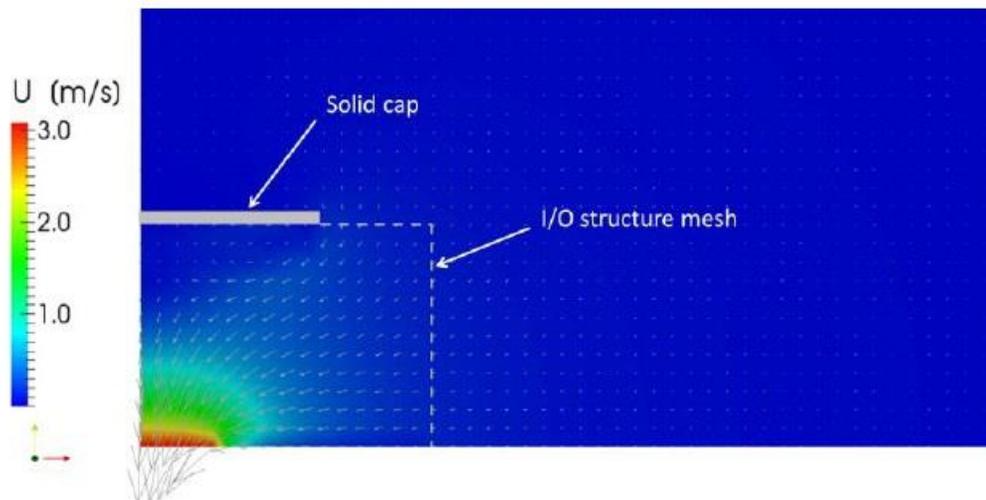


Figura 38: Diseño captación proyecto Valhalla (Guzmán & Barra, 2016).

El primer criterio a considerar en el diseño de estas obras es la velocidad máxima de succión a la salida de la captación, que presenta un valor límite máximo de 0.15 m/s (Directemar, 2015) que se define a partir de las recomendaciones de la *Environmental Protection Agency* EPA y tiene como fin que la fauna circundante a esta obra tenga la capacidad de evitar ser succionada por el flujo cuando la central opere en modo bombeo. En la Figura 39 se presenta el análisis de la velocidad del flujo en la captación para el proyecto Valhalla (Guzmán & Barra, 2016), el que presentaba un caudal de diseño de 45 m<sup>3</sup>/s en el modo de bombeo. Notar que las mayores velocidades que alcanza el flujo son de 0,25 m/s cerca de la bocatoma, y las velocidades menores rondan los 0,07 m/s en la frontera exterior de la jaula, cumpliendo con los requerimientos del valor límite de velocidad en la captación.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

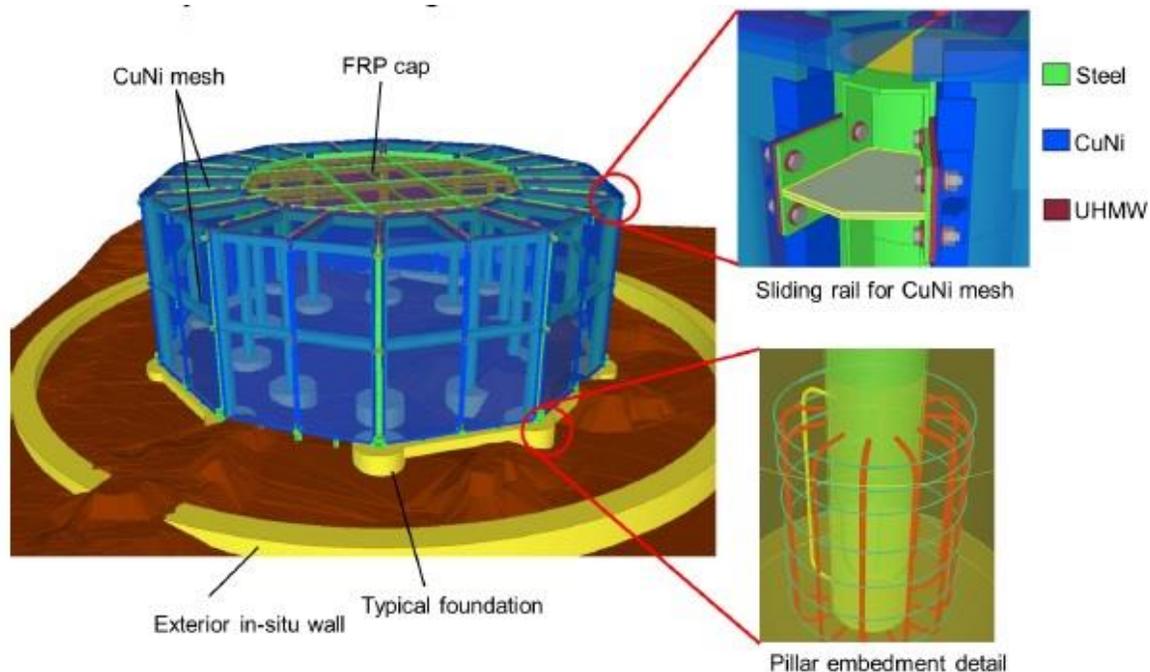


*Figura 39: Análisis de la velocidad del flujo en la captación (Guzmán & Barra, 2016).*

Las captaciones presentarán las mismas dimensiones que las expuestas en la Figura 38. En la Figura 40 se presenta una figura 3D con el detalle de la materialidad de la captación y algunos detalles relevantes. Para la elección de los distintos materiales se consideraron las siguientes variables: comportamiento frente a la corrosión submarina, protección frente al crecimiento marino y la experiencia de proyectos similares.

La estructura decagonal de la captación está compuesta por pilares de acero A36 revestido de poliuria. El acero fue escogido por sus propiedades mecánicas y por su vasta experiencia en el uso de proyectos submarinos. La poliuria fue seleccionada como revestimiento debido a su alta resistencia a la corrosión y durabilidad (30 años). La malla exterior corresponde a una aleación de cobre níquel (CuNi), dado su resistencia a la corrosión y su resistencia natural al crecimiento de bioincrustaciones (Guzmán & Barra, 2016). Para mantener la resistencia de la malla, está no debe hacer contacto con el acero, por lo que en las uniones se utiliza una capa de polietileno de ultra alto peso molecular (UHMW). En la parte superior se diseña una tapa de polímero reforzado en fibras (FRP) de diámetro 10 metros, como parte de los requisitos del EIA, completando el resto de la superficie con la malla de cobre níquel. En la parte inferior para sellar el espacio entre el fondo marino y los paneles se proyecta un corto muro de hormigón.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile



*Figura 40: Materialidad estructural captación (Guzmán & Barra, 2016).*

Dado que el proyecto Valhalla fue diseñado para un caudal de bombeo de 45 m<sup>3</sup>/s y considerando los tramos de tuberías submarinos (que se detallan en la siguiente sección) en cada central objetivo se dispone el uso de 3 de estas captaciones (una por cada tubería), con lo que se cumplen los requerimientos de los caudales de bombeo de las centrales objetivo expuesto en la Tabla 2. Notar que al utilizar 3 captaciones de este tipo se sobreestiman los requerimientos de caudales, por lo que las dimensiones de estas podrían disminuir y seguir cumpliendo con los caudales y por consiguiente una disminución de costos en este aspecto, pero para esta memoria se considera válido ya que con las dimensiones indicadas se cumplen los criterios de diseño.

Cabe destacar, a partir de la experiencia en desaladoras en el norte del país, que estas captaciones presentarán zonas de bloqueo en su superficie exterior, por crecimiento de biota o incrustaciones de peces u otros, que en ciertos casos puede llegar hasta el 50%. En una etapa de ingeniería de detalle es necesario calcular esta superficie de bloqueo o generar un plan de mantenimiento y limpieza de las captaciones.

A partir del diseño de la captación, se determina que la profundidad de esta con respecto al nivel medio del mar (NMM) debe ser de 16 metros. Para determinar la ubicación exacta de cada uno de los proyectos se utilizaron las cartas náuticas gratuitas disponibles en la página de NAVIONICS. Se pudo determinar la profundidad exacta para 3 centrales a partir de la información de esta página, y en los otros casos hubo que extrapolar con la información de puntos más lejanos e

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

inclusive en 2 casos hubo que tomar puntos de referencia al norte o al sur con respecto al punto costero de estas centrales. Recordar que la presente memoria tiene un nivel de ingeniería conceptual, por lo que se aceptan validas este tipo de aproximaciones. En la Tabla 4 se presentan los resultados de la ubicación de las captaciones desde el borde costero respectivo, indicando el largo de las tuberías en el fondo marino y dirección de estas. El ángulo que define la dirección se mide en grados, donde el 0° está definido en el norte y va incrementando en sentido horario.

*Tabla 4: Ubicación captaciones de las centrales con respecto a la costa.*

Centrales	Largo (m)	Dirección (grados)	Comentario
Caleta Vitor	520	88	-
Caleta Camarones	990	108	-
Caleta Junin	830	61	-
Iquique	544	89	Extrapolación de datos
Mollecita	300	91	Referencia 2,3 km al norte
Yape	634	79	Extrapolación de datos
Playa el Águila	1018	83	Extrapolación de datos
Caleta San Marcos	626	43	Extrapolación de datos
Playa Ike-Ike	1299	87	Extrapolación de datos
Michilla	532	56	Extrapolación de datos
Taltal	651	147	Extrapolación de datos
La Cobaltera	240	113	Referencia 1,8 km al sur

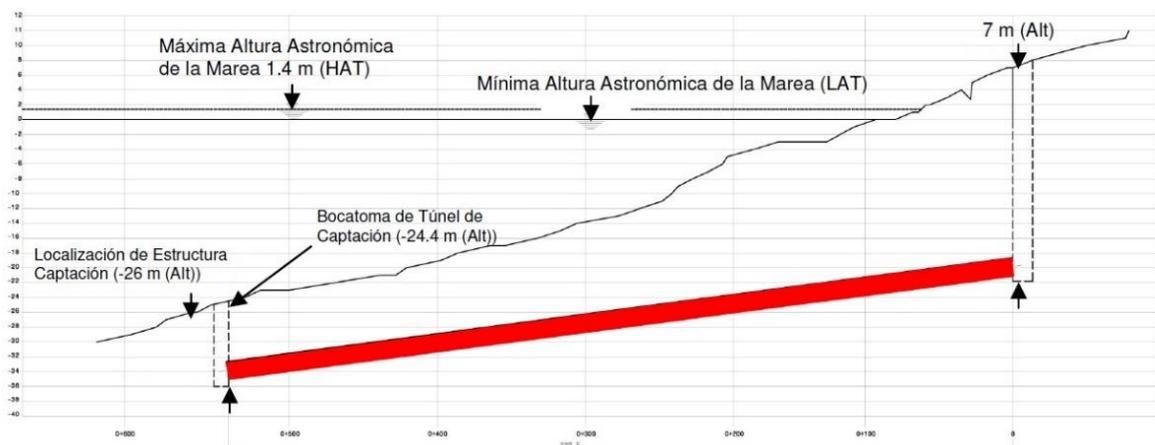
### **6.4. Tuberías.**

El tramo de tuberías se separa en 2 grupos: El tramo del fondo marino y el tramo superficial. El primero va desde el punto de referencia en la costa hasta la captación respectiva. Para el diseño de esta estructura en el tramo del fondo marino se revisó la experiencia en el diseño de plantas desaladoras en el norte del país. En la mayoría de estas la tecnología utilizada son tuberías de HPDE, dado su resistencia a la corrosión por el agua de mar y su ventaja constructiva con respecto a otras tuberías como las de acero. Estas tuberías de HDPE presentan limitaciones en su diámetro, ya que a nivel nacional los máximos diámetros instalados son de 1,8

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

metros y nivel internacional de 2 metros, además de presentar una restricción de velocidad máxima de 5 m/s. Bajo estas condiciones se deberían utilizar entre 6 a 7 tuberías de HPDE en las centrales objetivo para cumplir con los requerimientos de caudales de cada una de ellas.

De manera paralela se analizó otro tipo de tecnología para el tramo del fondo marino, y es el utilizado en la *planta desaladora EWS* de minera escondida ubicada en Puerto Coloso, Antofagasta (Proust, 2009). En este proyecto se instalaron 3 túneles de hormigón, dos para la captación y uno para la descarga, construidos a partir de una microtuneladora diseñada para el proyecto tal como se presenta en la Figura 41. El diámetro máximo utilizado para el túnel fue de 3,5 metros por lo presenta un mayor rango que el HDPE, aunque la velocidad máxima que puede alcanzar el flujo en este caso es de 3,5 m/s. Destacar que las velocidades máximas según materialidad son las normadas para proyectos de agua potable por lo que se debe considerar una posible variación de este rango de velocidades producto del uso de agua de mar, lo que no pudo ser determinado en la revisión desarrollada durante la memoria.



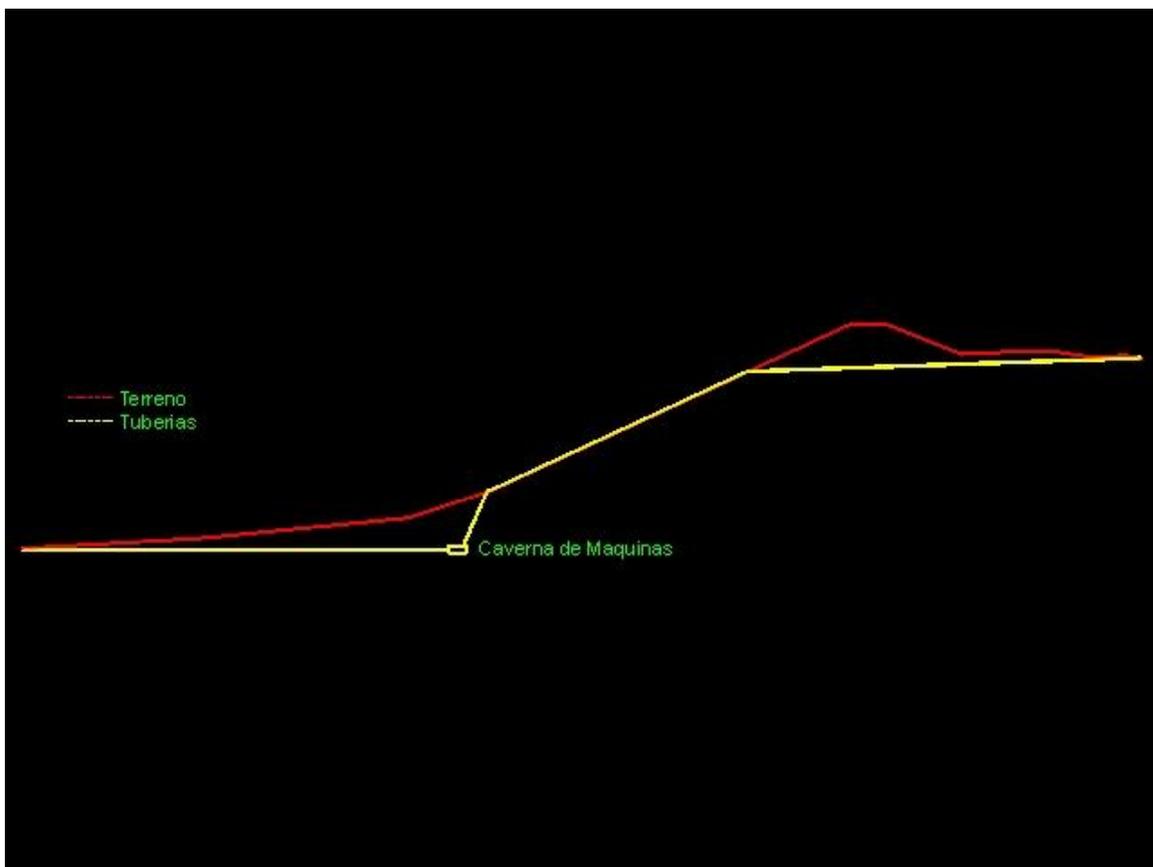
*Figura 41: Disposición túneles submarinos proyecto EWS Minera Escondida.*

Bajo estas condiciones se determina utilizar la segunda opción para el tramo del fondo marino, con tuberías revestidos con hormigón de un diámetro de 3,3 metros. Para cada una de las centrales objetivo se utilizan 3 tuberías de este tipo que se conectan con cada una de las captaciones independientes. He de recordar que el largo de estos túneles se presenta en la Tabla 4. Cabe destacar además que se trató de contactar tanto a Minera Escondida como a BHP para conocer más información técnica sobre el proyecto y los costos asociados a la partida, pero no se obtuvo respuesta.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

El tramo superficial se divide en dos tramos. El primero une el túnel del fondo marino con la caverna de máquinas y que en su totalidad debe ir bajo tierra, por lo que se utilizara la misma materialidad y el mismo proceso constructivo utilizado para el tramo del fondo marino. El segundo tramo va desde la caverna de máquinas hasta el reservorio superior, y dado la ubicación de la caverna y la topografía del terreno en los tramos en que las tuberías vayan sobre la cota de terreno serán fabricadas de acero apoyada en machones, y en los tramos donde vayan ubicadas bajo la cota de terreno se empleara la misma solución de túneles revestidos con hormigón.

Si bien en la Tabla 2 se muestra el largo referencial de la ruta que une el reservorio superior con el punto de referencia de cada una de las centrales, para determinar el largo real del tramo de tuberías se utilizó el programa QCAD y el perfil de elevación de cada una de estas rutas obtenido desde Google Earth. En la Figura 42 se presenta el diseño del tramo superficial de las tuberías de la central Playa el Águila, donde se muestra el perfil de terreno, la ubicación de las tuberías y la caverna de máquinas. En la Tabla 5 se presentan el largo total del tramo de tuberías de cada una de las centrales.



*Figura 42: Diseño tuberías Central Playa el Águila.*

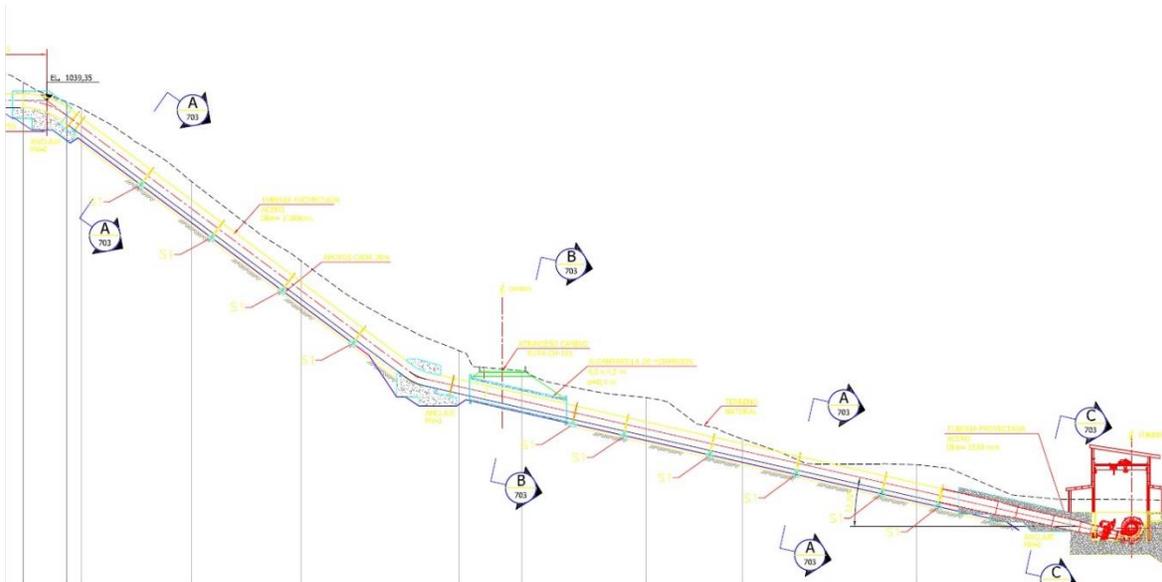
## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

*Tabla 5: Largo de los tramos de tuberías.*

Centrales	Tramo Submarino (km)	Tramo Superficial		Distancia Total (km)
		Tuberías (km)	Túneles (km)	
Caleta Vitor	0,52	1,09	1,49	3,09
Caleta Camarones	0,99	2,32	1,55	4,86
Caleta Junin	0,83	3,73	0,49	5,05
Iquique	0,54	2,36	7,21	10,11
Mollecita	0,30	3,84	3,88	8,02
Yape	0,63	4,74	6,52	11,90
Playa el Águila	1,02	1,21	3,72	5,94
Caleta San Marcos	0,63	2,84	6,07	9,53
Playa Ike-Ike	1,30	2,51	3,43	7,24
Michilla	0,53	1,22	4,48	6,24
Taltal	0,65	3,77	6,06	10,48
La Cobaltera	0,24	3,14	3,82	7,20

Notar que en la Tabla 5 el tramo superficial es desglosado por el tramo que va sobre la cota de terreno (tuberías) y el tramo bajo la cota de terreno (túneles). Al igual que en el tramo submarino, en el tramo superficial se utilizarán 3 tuberías o túneles según corresponda, todos con un diámetro interno de 3,3 metros. En el reservorio superior se considera que la tubería empalma directamente con la presa. Para los machones se considera el diseño de 1 de estos apoyos por cada 15 metros de tubería superficial, en base a la experiencia de la central La Mina ubicada en la séptima región. En la Figura 43 se presenta el diseño de la tubería a presión de la Central la mina, donde la ubicación de cada uno de los machones se indica con el sufijo "S1".

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile



*Figura 43: Diseño tubería a presión central la Mina.*

Para evitar la generación de biofouling se genera un plan de manejo en base al desarrollo de las desaladoras en el norte del país principalmente, y que queda respaldado bajo la experiencia de la central Yanbaru en Japón. Este plan contempla la utilización de pintura antifouling que evita incrustaciones marinas al interior de las tuberías. Además, se contempla la utilización de una solución de hipoclorito de sodio de baja concentración en forma intermitente para reducir la cantidad de biota dentro del flujo.

### **6.5. Sistema Hidráulico.**

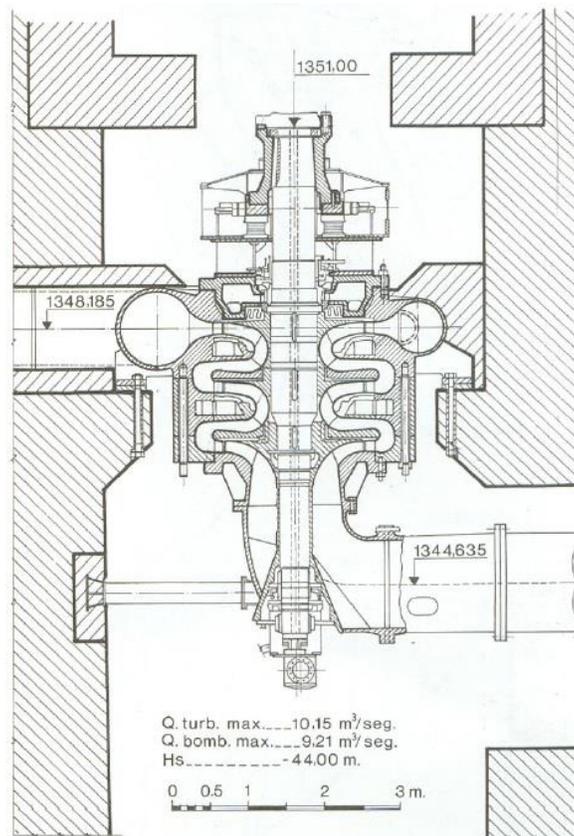
Uno de los sistemas más importantes en el diseño de las centrales objetivo es el sistema hidráulico, el que se compone de 2 subsistemas: el sistema turbina/generador (TG) que es el encargado de producir la energía eléctrica, y el sistema motor/bomba (MB) que es el encargado de consumir energía eléctrica para el bombeo (tal como se mencionó anteriormente). La importancia de este sistema dentro de la memoria radica en la poca experiencia a nivel latinoamericano sobre centrales de bombeo, y la casi nula experiencia a nivel internacional de estas centrales con bombeo de agua de mar, en términos del uso de este tipo de equipos. Con la idea de recopilar la mayor cantidad información acerca de estos equipos y estudiar su viabilidad técnica es que se contactaron diversos proveedores, para conocer los tipos de sistemas instalados y los detalles técnicos de estos equipos. Se obtuvo respuesta solamente de 2 empresas: Toshiba Energy Systems y Voith Hydro.

En término del desarrollo de estos equipos y su implementación en centrales a bombeo ambas empresas presentan una amplia experiencia, principalmente en el

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

desarrollo de sistemas binarios (Figura 6) y en una menor medida de sistemas ternarios (Figura 5). Ejemplo de ello son los equipos instalados (sistema binario) por Toshiba en las centrales Kannagawa y Kazunogawa en japon, y la central Xilongchi en china, las que presentan caídas netas por sobre los 700 metros y caudales de bombeo cercano a los 60 m<sup>3</sup>/s para el caso de las centrales japonesas y de 30 m<sup>3</sup>/s en la central china, donde estos caudales son por cada uno de los equipos instalados. En el caso de Voith Hydro destacan las centrales Chiotas y Odolo en Italia, que presentan caídas netas por sobre los 1000 metros, aunque no se recibió respuesta sobre la consulta de los caudales de bombeo utilizados por cada equipo. Destacar que considerando estas tecnologías se cumple con los requerimientos de las centrales objetivo (Tabla 2). En termino de sistemas ternarios Toshiba no presenta equipos que cumplan con los requerimientos de caída y caudal que presentan las centrales objetivo, mientras que en el caso de Voith no fue posible obtener la información acerca de estos desarrollos. Además, no se pudo obtener la eficiencia de los equipos instalados en alguna de las 5 centrales mencionadas anteriormente, ni el detalle si las turbinas son del tipo Francis o Pelton.

Como referencia de estos equipos en la Figura 44 se presenta un perfil de la turbina reversible en el complejo Moralets- Baserca, en españa. Si bien este equipo presenta caudales de bombeo y generación menores a los de las centrales objetivo, la central Moralets presenta valores de caída similares.



*Figura 44: Turbina reversible central Morales (Enher, n.d.)*

Con respecto a las unidades generadoras los equipos instalados por Toshiba en las centrales indicadas más arriba funcionan en el modo de generación a velocidad variable, permitiendo un mayor rango de variación de las magnitudes hidráulicas, pero manteniendo el sincronismo con la red (que en el caso de Chile corresponden a 50 Hz). En ese mismo sentido Toshiba indica que las unidades desarrolladas que trabajan a velocidad fija (Fixed Speed) presentan un motor-generador sincrónico del tipo rotor de polos salientes para excitación de corriente continua, y en el caso de las unidades que trabajan a velocidad variable (Adjustable Speed) presentan un motor-generador asíncrono del tipo rotor cilíndrico para excitación de corriente alterna.

Para la ubicación de los equipos Toshiba indica que todos estos se deben ubicar bajo la cota del reservorio inferior para evitar daños por cavitación. Además, bajo la consulta de las posibles tecnologías que deberían presentar estos equipos para enfrentar los efectos del uso de agua de mar ninguna de las dos empresas se pronunció al respecto.

Considerando esta experiencia, para las centrales objetivo se plantea el uso de 3 unidades de turbinas reversibles (sistema binario) como las instaladas por la empresa Toshiba en las centrales Kannagawa y Kazunogawa en Japón, con la idea

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

de utilizar 2 de estos equipos para cumplir con los requerimientos de caídas netas y caudales de trabajo, para que el tercer equipo se encuentre en modo Stand-By. Notar que con esta revisión se asegura que no existen elementos, a este nivel de ingeniería, que aseguren la inviabilidad de uso y operación de estos equipos pero que en caso de un diseño a nivel de ingeniería de detalle es necesario alcanzar una mayor comunicación con los fabricantes para definir de manera exacta los requerimientos técnicos.

Todos estos equipos estarán ubicados bajo la cota de las captaciones submarinas, para evitar los problemas por cavitación. Para paliar los efectos del uso de agua de mar, se considera el mismo plan de manejo de Biofouling utilizado en las tuberías. Además, se considera como referencia de la eficiencia de los equipos los valores encontrados en la literatura.

Para finalizar, dentro del sistema hidráulico se deben utilizar una serie de válvulas para controlar el flujo a presión. Los distintos tipos de válvula se estudiaron del libro "Hidráulica Aplicada al Diseño de Obras" del Ingeniero Horacio Mery. A partir del análisis de los distintos tipos de válvulas y sus usos en centrales generadoras en el país, se consideran 3 válvulas del tipo mariposas ubicadas en el tramo que une la caverna de máquinas con el reservorio superior, además de considerar que esta tubería se encontrara todo el tiempo a presión.

### **6.6. Reservorio Superior.**

El reservorio superior, que cumple la función de acumular el agua de mar para la posterior generación de energía, se compone de 2 estructuras principales: la presa que corresponde al muro que cumple la función de ser la barrera para acumular el agua de mar, y el estanque o embalse que corresponde a la cavidad natural que dada su topografía permite generar la depresión necesaria para acumular el fluido.

La presa a utilizar será del tipo tierra con el fin de aprovechar el material que se puede obtener de las excavaciones en terreno. Para el diseño de las presas se utilizan 3 parámetros relevantes: El alto, el largo y la inclinación de sus taludes (pendiente). Los dos primeros parámetros son resultados de la modelación del centro de energía, mientras que para determinar el ultimo parámetro se considera la experiencia en este tipo de presas. En la Figura 45 se presentan las principales variantes de presas de tierra y roca-tierra. Considerando que la presente memoria es a nivel conceptual no se definirá cual tipo de estas presas es la escogida, pero si se definirá la pendiente a utilizar a partir de los valores de estas presas. La pendiente de diseño es  $m=2,5$ .

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

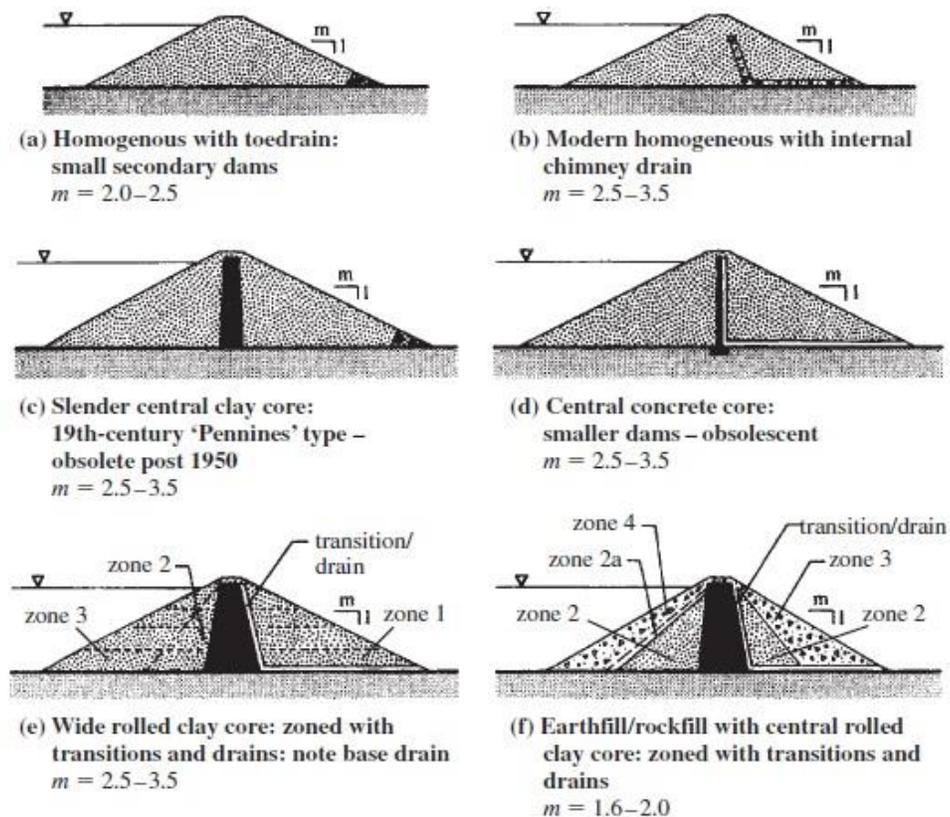


Figura 45: Principales variantes de presas de tierra y roca-tierra (Novak et al., 2007).

El valor de diseño para el ancho del coronamiento de estas presas es de 7,5 m dado que es el valor mínimo que considera la US Army Corps of Engineers para este tipo de obras. Este valor de ancho mínimo tiene poco efecto en la estabilidad de la presa y la variación con respecto a este valor dependerá exclusivamente del objetivo funcional que le pueda entregar esta obra a la presa, por ejemplo si es que por el coronamiento cruzara una carretera publica (US Army Corps of Engineers®, 2004).

El embalse de cada una de las presas queda definido principalmente por el área de terreno que comprende todo el espejo de agua, cuando la central está en su capacidad máxima. Para determinar esta superficie se toma como referencia el valor de área de cada uno de estos proyectos entregados en la modelación del centro de energía, que corresponde al espejo de agua máximo que se forma por la acumulación de agua.

Para ajustar este parámetro se calcula el área superficial de la central Playa Ike-Ike y luego se ajusta el valor de las otras centrales objetivo. El procedimiento para calcular el área corresponde a obtener perfiles transversales de terreno cada 30 metros a partir de Google Earth, luego con ello discretizar los puntos de estos perfiles, proyectar figuras geométricas conocidas (prismas triangulares y

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

trapeziales) por cada par de perfiles y con ello calcular el área exterior de cada una de estas figuras. La elección de esta central para el ajuste de área se justifica dado que es la que presenta mayor espejo de agua, por lo que también es a que presenta mayor área superficial.

El área superficial proyectada para la central Playa Ike-Ike es de 67,9 ha lo que corresponde a un aumento del 3% con respecto al espejo de agua máximo de esta central. Se utiliza esta misma tasa para calcular el área superficial del resto de las centrales objetivo.

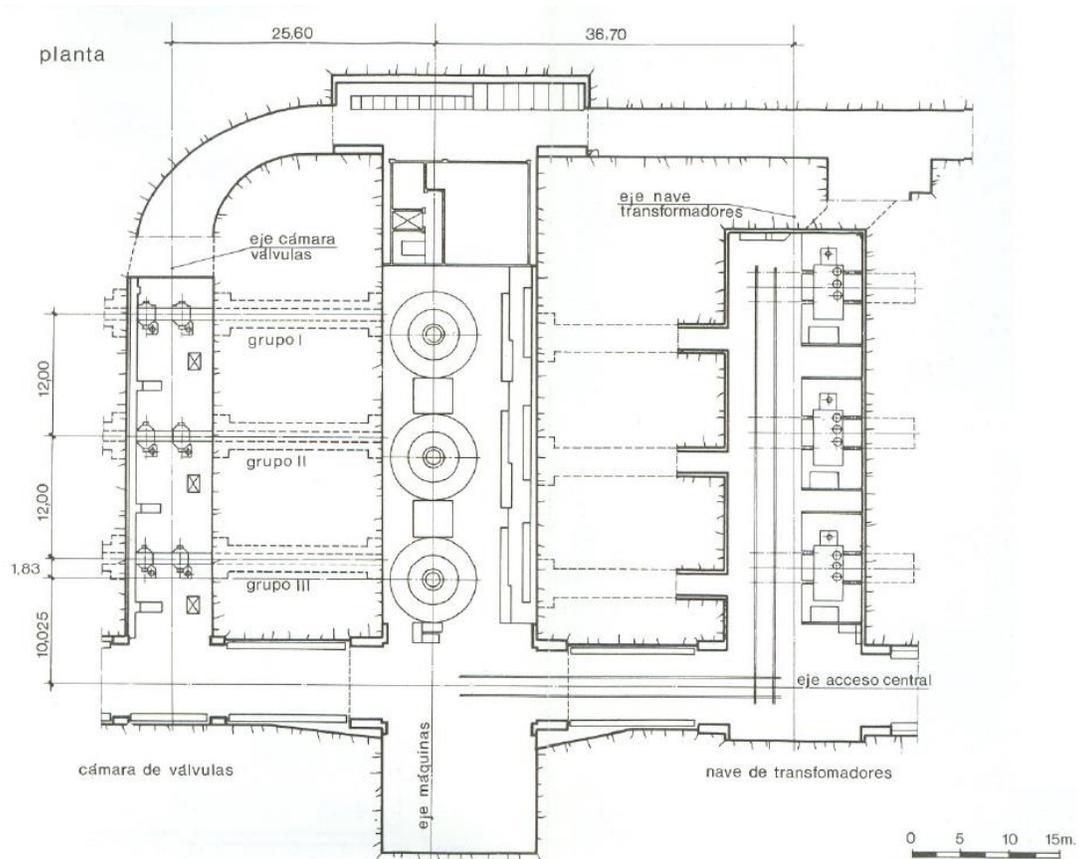
Con el fin de determinar el tipo de material a utilizar para impermeabilizar los embalses se llevó a cabo una revisión de los distintos tipos de geomembranas disponibles en el mercado. A partir de la información presente en las páginas web de diversas empresas se pudo verificar que la mejor opción es utilizar una geomembrana de polietileno de alta densidad (HPDE), dado que presenta alta resistencia a productos químicos, entre ellos las sales, y protección UV. Al contactar a estas empresas para consultar la experiencia en este tipo de obras con el uso de agua de mar no se obtuvo respuesta de ninguna. Este sistema de impermeabilización del reservorio superior está compuesto por la geomembrana, un sistema de geogrilla y un geotextil no tejido, los que se consiguen en general con los mismos proveedores.

Con la finalidad de aumentar la capacidad del reservorio superior, en una próxima etapa de ingeniería de detalle se debe generar un plan de limpieza del fondo de este para disminuir su volumen muerto. En este sentido la ventaja que presenta el sistema PHS es que se puede vaciar completamente el reservorio superior para estos fines, a diferencia de las centrales hidroeléctricas convencionales, producto de que se dispone del recurso hídrico de manera continua.

### **6.7. Caverna de Maquinas.**

Dado que los equipos proyectados se deben ubicar bajo el nivel del mar se emplearán cavernas de máquinas subterráneas. Para dimensionar la caverna de máquinas se utilizará como referencia la caverna de la central Moralets, que se presenta en la Figura 46. La caverna de cada una de las centrales objetivo presentara una base de 70 x 50 metros, con una altitud de 30 metros. La base de la caverna se ubicará a 20 metros bajo el nivel del mar. Esta caverna tal como se muestra en la Figura 46 se compone de tres secciones: La cámara de válvulas, que contiene las válvulas mariposas proyectadas, el eje de máquinas donde se ubican las 3 turbinas reversibles y la cámara de transformadores, donde se ubicarán los 3 transformadores de poder. Además, en ella también se contienen todos los equipos auxiliares que le permiten un correcto funcionamiento.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile



*Figura 46: Sala de Máquinas Central Moralets (Enher, n.d.).*

El acceso a la caverna de máquinas considera la construcción de un túnel, el que se proyecta utilizando las condiciones mínimas de diseño que se plantean en el volumen 3 del Manual de Carreteras. Estas condiciones están basadas en que la sección transversal del túnel bidireccional debe tener el ancho suficiente para que se crucen dos camiones con un adecuado rango de seguridad. En la Figura 47 se presenta un esquema de las dimensiones de los túneles de las centrales objetivo. Además, a partir de las recomendaciones del mismo Manual de carreteras la pendiente a considerar en estos túneles es del orden de 2,5%, por lo que a partir del programa QCAD se determina el largo de estos túneles.

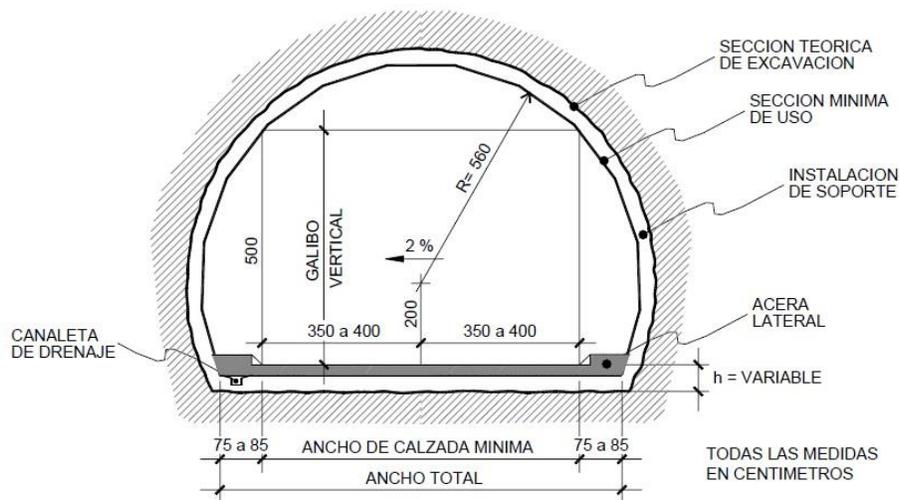


Figura 47: Diseño túneles de acceso caverna de máquinas (Fuente: Manual de carreteras).

Se proyecta también una primera subestación eléctrica de alta tensión aislada en gas (SSEE GIS) ubicada en la parte superior de la cámara de transformadores. Esta subestación se conecta luego con la línea de transmisión.

### 6.8. Sistemas de Transmisión

El sistema de transmisión de energía consta de dos obras principales: La línea de transmisión y la segunda subestación eléctrica. Estas dos obras cumplen la función de transmitir la energía generada en la central y conectar el sistema a la red del SEN. Estas dos obras se evalúan tomando como referencia las obras construidas en una central hidroeléctrica convencional en la octava región del país, la que presenta características similares en términos de potencia instalada a las centrales objetivo.

Para el diseño de esta segunda subestación se tomó como base dos tipos de formatos: Ampliar alguna subestación actual en funcionamiento de la red de 220 kV del SEN cercana a las centrales objetivo, o colocar nuevas subestaciones en los puntos de la red de 220 kV. Realizando la búsqueda de información con respecto a proyectos energéticos con potencias instaladas de igual o mayor magnitud a las centrales objetivo desarrollados en los últimos 15 años solo se pudo hallar el caso de la central ubicada en la octava región, donde se construyó una nueva subestación de energía eléctrica de 220 kV la que seccionó la línea existente para su conexión a la red del SEN. Se replicará esta misma experiencia en las centrales objetivo.

Luego la línea de transmisión queda definida entre la caverna de máquinas, donde se aloja la primera subestación eléctrica, y esta segunda subestación. La línea de

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

transmisión se diseña para un voltaje nominal de 220 kV de 2 circuitos, una frecuencia nominal de 50 Hz y una potencia máxima de 450 MW.

### **6.9. Servicios y Equipos Auxiliares**

Estos servicios tienen por finalidad controlar y complementar la acción de los equipos que se encuentran dentro de la caverna de máquinas.

Los principales se presentan a continuación (Bennewitz Bastian, 2006):

- 1) *Sistemas de Refrigeración*: Lo conforman todos aquellos equipos que cumplen la función de enfriar y conducir el agua para refrigerar los descansos de empuje y de guía del generador y de la turbina, como también para enfriar el aire de ventilación del generador.
- 2) *Sala de baterías y Cargadores*: Estos equipos permiten disponer de corriente continua en caso de una emergencia de forma temporal. Inclusive estas pueden proporcionar la corriente de excitación de un generador.
- 3) *Grupo Electrónico de Emergencia*: Generador accionado por un motor Diesel que proporciona iluminación y alimentación de emergencia en caso de que la central lo requiera.
- 4) *Taller y Bodega*: Recinto donde se guardan las herramientas de trabajo y los repuestos principales.

## **7. Regulación administrativa y otros.**

### **7.1. Regulación Administrativa**

En términos de regulación a nivel nacional el proceso de aprobación de las centrales objetivo se verá enfrentado a dos grandes hitos administrativos. El primero de ellos corresponde a la aprobación ambiental por parte del servicio de evaluación ambiental SEA mediante el estudio de impacto ambiental EIA. En este proceso de aprobación se ven involucrados diversos organismos competentes con respecto a los impactos ambientales que podría producir el proyecto, y las medidas de mitigación, reparación y compensación propuestas por la empresa titular o propietaria del proyecto. Alguno de los organismos involucrados son los siguientes:

- Servicios nacionales de: Pesca, turismo, entre otros.
- Sernageomin.
- Conaf.
- DGA.
- DOH.
- Superintendencia de electricidad y combustibles.
- Seremi de: Medio ambiente, salud, entre otros.

## **Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile**

Además, en este mismo proceso se agrega la participación ciudadana, la cual busca recoger todas las inquietudes, problemas y sugerencias que genere la comunidad que se ve directamente afectada con esta obra.

El segundo de estos hitos administrativos es la obtención de la concesión marítima, que tal como se comentó en la sección anterior busca obtener los permisos pertinentes desde la gobernación marítima de puerto para desarrollar obras de captación de agua de mar.

### **7.2. Planta desaladora**

Uno de los aspectos analizados durante el desarrollo de la memoria fue considerar una planta desaladora en conjunto con cada de las centrales objetivo, que tuviese la función de producir agua del tipo industrial, no necesariamente potable, y de esta manera hacer posible el uso de los mismos criterios técnicos de diseño de las centrales hidroeléctricas ampliamente desarrolladas en el país, ya que los efectos nocivos que puede producir el agua de mar en las tuberías y/o en los equipos serían abatidos en este proceso. Esta evaluación se descartó principalmente por dos motivos: El primero refiere a que según lo analizado no existen grandes variaciones con respecto a las protecciones que deben ocupar los equipos y las tuberías para combatir los efectos del uso de agua de mar con respecto a las con el uso del agua dulce, y que simplemente todas estas medidas paliativas se reducen al uso de un plan de antifouling. La segunda razón porque se descarto es que al trabajar con centrales a bombeo y para tratar el agua de mar se requiere de un reservorio inferior para acumular este recurso, lo cual contribuye a un aumento del gasto y un cambio en el sector de ubicación de estas centrales, dado que en la mayoría de los casos analizados no es posible desarrollar reservorios de estas dimensiones en el sector costero.

### **7.3. Estudios**

Dado que la presente memoria corresponde a un diseño de nivel conceptual, no se desarrollan diversos estudios que por la naturaleza de estos proyectos son necesarios evaluar. Dentro de este grupo destacan:

1. Mecánica de Suelos: Permite en este caso conocer el tipo de roca en el que se fundan las estructuras y el tipo de relleno a utilizar en las presas, todo de manera superficial, para así evaluar la factibilidad del uso de este tipo de suelo. En el caso de esta etapa de evaluación esta información no fue incorporada.
2. Mapa Geológico: Permite comprender la estructura geológica de toda el área donde está emplazado el proyecto. En el caso de esta etapa de evaluación esta información no fue incorporada.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

3. Topografía: Si bien el trabajo que desarrollo el centro de energía con el software Australiano consideraba el relieve a partir de imágenes satelitales, para llevar a cabo el proyecto es necesario desarrollar el correspondiente levantamiento topográfico del terreno con el fin de realizar un diseño de detalle de las obras. La información topográfica utilizada en esta etapa fue obtenida desde Google earth.
4. Estudio de aporte costero: Dado que las centrales se ubican en el sector costero, es necesario cuantificar el aporte de agua que pueden generar las nubosidades costeras o el aporte por precipitaciones, y analizar si afectan los parámetros de diseño. En el caso de esta etapa de evaluación esta información no fue incorporada.
5. Estudios ambientales: Dentro del proceso de aprobación por parte del SEIA es necesario llevar a cabo los estudios pertinentes a los posibles daños socioambientales que podría generar el proyecto, y sus correspondientes medidas de mitigación. En el caso de esta etapa de evaluación esta información no fue incorporada.
6. Estudio económico: Uno de los puntos más importantes al momento de evaluar estos proyectos es su rentabilidad económica. Si bien estas centrales consumen más energía de la que entregan a la red, los posibles incentivos económico para el desarrollo de los proyectos de ERNC en el futuro o la necesidad energética dado el cierre de centrales térmicas pueden volver atractiva económica y ambientalmente este tipo de soluciones en forma complementaria a los proyectos de ERNC, por lo que es necesario un estudio de este tipo. En el caso de esta etapa de evaluación esta información no fue incorporada.

### **8. Evaluación de Costos.**

A continuación, se presenta el detalle de las obras evaluadas en la presente memoria:

#### **8.1. Captación**

Para realizar el presupuesto de las captaciones se evaluaron las 4 obras principales que componen esta partida, tal como se detalla en el Capítulo 6.3:

1. *Pilares de Acero*: En contacto con proveedores nacionales solo se obtuvo factibilidad de acero A36 para diámetros menores a 3 pulgadas, pero uno de ellos planteo la alternativa de utilizar acero SAE 1020 para diámetros mayores, el que si bien no está certificado presenta las mismas propiedades mecánicas que el acero A36 por lo que cumple con los requerimientos y solamente necesita la respectiva certificación. El diámetro considerado es de 200 mm.
2. *Malla Cobre Niquel CuNi*: Este tipo de mallas son ampliamente utilizadas en el país en piscinas de cultivo y acopio de peces y salmones en el sur del país.
3. *Revestimiento Poliuria*.
4. *Muro Hormigón*: Se considera un muro de 0,5 m de alto en la base de las captaciones.

Para esta partida se sobreestima su costo total en un 10%, para incluir todos aquellos elementos necesarios no considerados en esta estimación. Notar que este ítem en la evaluación de costos es la misma para todas las centrales.

#### **8.2. Tuberías**

Para el presupuesto de los diversos tramos de tubería se evaluaron las siguientes partidas:

1. *Tuberías Acero*: Se evalúan este tipo de tuberías para el tramo superficial. El costo referencial por metro lineal se obtiene del análisis de costos de 2 centrales hidroeléctricas, una en la VI región y otra en la IX región, en las que el profesor Adolfo participo en la construcción y de las que apporto el banco de datos para realizar esta estimación. Los costos ascienden a los \$ 16.000 US/m para una tubería de un diámetro de 1,8 m, y \$ 40.000 US/m para una tubería un diámetro 5,4 m. Estos costos incluyen todo lo necesario para el montaje y la instalación de las tuberías.  
Dado el carácter de conceptual de esta memoria, para el costo de la tubería de 3,3 m (centrales objetivo) se realiza una interpolación de los datos.
2. *Túnel hormigón*: Esta partida se evalúa tomando como referencia la aducción de otra central de la VI región del país. Dado que en esta central se usó un

método de excavación por explosivos, se corrigen los costos de este ítem considerando el método de excavación con microtuneladora.

Para estimar el costo de la excavación de la microtuneladora se utilizó como referencia el estudio “Aplicación en Chile de tecnología de excavaciones subterráneas por medio de TBM” (Orozco, 2007). En él se realiza un análisis de costo por metro lineal de un túnel de diámetro 5,7 m con TBM. Para aproximarlos al diámetro de las centrales objetivo se realiza una relación simple de áreas, con lo que se obtiene un valor estimativo del metro lineal de excavación.

Cabe destacar que dado la poca accesibilidad a estudios de costos de este tipo de proyectos con TBM es que se considera válido este estudio del 2007, asumiendo que a la actualidad los costos de este tipo de tecnologías han disminuido.

3. *Plan de Biofouling*: Para el plan de biofouling se evalúa el uso de la pintura antifouling y el hipoclorito sódico, ambos con una vida útil de 5 años. Por lo que el plan de biofouling también deberá incluirse en los costos de mantención de las centrales.

Además, para esta partida se sobreestima su costo total en un 20%, para incluir todos aquellos elementos necesarios no considerados en esta estimación. Notar que este ítem en la evaluación de costos varía según cada central, porque depende de los distintos tramos de tuberías y túneles proyectados.

### **8.3. Reservorio Superior.**

La evaluación de costos de este ítem se separa en las dos obras principales proyectadas: La presa y el estanque. Para la presa se considera el costo por la compactación y relleno del muro, además de la excavación y transporte de material en un radio de 20 km en caso de que el movimiento de tierras producido en la construcción de los túneles no sea suficiente para la materialización de la presa. Para el caso del estanque se evalúa la geomembrana, el geotextil y la geogrilla.

Para la evaluación del estanque y la compactación-relleno del muro como referencia se utilizan los costos del estanque acumulador de la misma central en la VI región del país, actualizados a febrero de 2020.

Además, para esta partida se sobreestima su costo total en un 15%, para incluir todos aquellos elementos necesarios no considerados en esta estimación. Notar que este ítem en la evaluación de costos varía según cada central, porque depende del volumen de la presa y la superficie del estanque.

### **8.4. Sistema Hidráulico.**

Dado la poca disponibilidad de información sobre los costos de las turbinas reversibles se utiliza como referencia los costos presentados en el proyecto de la central Cultana (ARENA, 2017) que comprenden los costos de los equipos mecánicos que van dentro de la casa de máquinas, como las turbinas reversibles y las válvulas, además de los transformadores. Si bien esta central aún no está en construcción, el estudio presenta la ingeniería de detalles y el presupuesto respectivo, donde se contactó los proveedores y obtuvieron referencias de costos más precisos.

Cabe destacar además que Cultana proyecta 3 turbinas reversibles al igual que las centrales objetivo, aunque con una potencia instalada menor (225 MW). Para ajustar el valor referencial se realiza una ponderación por la razón entre la potencia instalada de cada una de las centrales y la potencia instalada del proyecto Cultana.

### **8.5. Caverna de Maquinas y Servicios Auxiliares**

Para realizar el presupuesto de la caverna de máquinas y los servicios auxiliares se evaluaron las siguientes partidas:

1. *Caverna de Maquinas:* En el banco de datos disponibles solo se tiene información y referencia de costos sobre proyectos hidroeléctricos que presentan casas de máquinas, no cavernas. Por lo que se obtiene la referencia de costos de la instalación y montaje de los equipos que va dentro de la caverna a partir de una de las centrales de la VI región, y se evalúa la construcción de la estructura de soporte de la caverna de máquinas.
2. *Servicios Auxiliares:* Se obtiene la referencia de costos a partir de la misma central del punto anterior.
3. *Primera Subestación eléctrica:* Este ítem es el único del que no se pudo obtener información referencial de un proyecto similar para estimar sus costos, por lo que se tomó como referencia una subestación eléctrica del tipo GIS instalada en una central térmica en la III región. Dado que esta subestación es del tipo superficial, para adaptar los costos a una subestación subterránea se sobreestimo en un 30%.
4. *Túnel de Acceso:* Se consideran los mismos costos por metro lineal del túnel revestido con hormigón para la conducción, pero realizando un ajuste por las áreas correspondientes. Cabe destacar que, si bien las funciones no son las mismas ya que el tubería de hormigón tiene un fin hidráulico, las estructuras proyectadas son similares y para este nivel de ingeniería conceptual son aceptables. Además, se le suman los costos por la pavimentación del túnel.

Para esta partida se sobreestima su costo total en un 20%, para incluir todos aquellos elementos necesarios no considerados en esta estimación. Notar que este

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

ítem en la evaluación de costos varias para cada central, principalmente por el túnel de acceso a las cavernas de máquinas.

### **8.6. Sistema de Transmisión**

Para realizar el presupuesto de la línea de transmisión se evaluaron las siguientes partidas:

1. *Línea de Transmisión*: Se obtiene la referencia de costos a partir de la central hidroeléctrica ubicada en la XIII región.
2. *Segunda subestación eléctrica*: Se obtiene la referencia de costos a partir de la central hidroeléctrica ubicada en la XIII región.

Para esta partida se sobreestima su costo total en un 20%, para incluir todos aquellos elementos necesarios no considerados en esta estimación. Notar que este ítem en la evaluación de costos varía para cada central por el largo del trazado de cada línea de transmisión.

### **8.7. Resultados.**

En la Tabla 6 se presenta el resumen de los costos de inversión de cada una de las centrales objetivo. El detalle de los costos por cada una de las diferentes partidas señaladas en esta sección se presenta en el Anexo A.

Además de los costos directos de cada una de las partidas mencionadas, en el presupuesto también se contemplan los costos indirectos, gastos generales, imprevistos y utilidades, que en total se cuantifican como un 50% de los costos directos del proyecto.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

Tabla 6: Resumen costos Centrales Objetivo.

Centrales	Total (\$ M CLP)	Total (M USD)	USD/kw
Caleta Vitor	\$397.821	\$561	1670
Caleta Camarones	\$357.235	\$504	1416
Caleta Junin	\$453.496	\$640	1825
Iquique	\$375.918	\$530	1502
Mollecita	\$417.369	\$589	1655
Yape	\$452.362	\$638	1807
Playa el Águila	\$341.441	\$482	1368
Caleta San Marcos	\$448.095	\$632	1805
Playa Ike-Ike	\$403.475	\$569	1626
Michilla	\$391.790	\$553	1637
Taltal	\$440.157	\$621	1768
La Cobaltera	\$409.279	\$578	1646
<b>Dólar al 21-02-2021</b>	<b>708,65</b>		

Se observa a partir de los resultados de las Tabla 2 y Tabla 6 que, a pesar de que la mayoría de las centrales objetivo presentan potencias en modo generación en el mismo rango, en términos de costos de inversión las diferencias son importantes, donde comparando las centrales con mayor y menor costo se alcanzan diferencias del 30% según el indicador USD/kw. Las centrales con mayor ventaja económica son: Playa el Águila, Caleta Camarones, Iquique y Playa Ike-Ike. Dado el nivel conceptual de la presente memoria, se prevé que en una próxima etapa de ingeniería los costos de inversión aumenten con respecto a los presentados en este estudio, a pesar de haber sobreestimado algunas partidas según el grado de certeza con el que se obtuvieron los costos de referencia.

A pesar de estas diferencias entre las centrales objetivo, todos los valores presentados en la Tabla 6 son en general menores que el ratio entre 1700 USD/kw y 2500 USD/kw definido en la literatura como el rango promedio para una central de 1000 MW de potencia instalada, aunque en este rango también se encuentra la central Cultana que presenta un indicador de 2120 USD/kw para un potencia instalada de 225 MW mucho menor a los 1000 MW que plantea la literatura, por lo que a priori es válido comparar las centrales con este rango. Esta comparación nos puede dar un indicio de la ventaja técnica y económica que pueden presentar estas centrales objetivo al momento de aprovechar los grandes desniveles costero y el ahorro por el no uso de un reservorio inferior, aunque se debe recordar que la evaluación de costos se hizo bajo una ingeniería conceptual.

Cabe destacar además que para el caso de las centrales objetivo esta evaluación de costos difiere de la evaluación presentada por el centro de energía para estas

## **Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile**

centrales. La mayor diferencia se da en la estimación de la central Caleta Junin, con una evaluación que presenta una diferencia de 36% más alta que el valor presentado en el informe del centro de energía, y la menor diferencia se presenta en la evaluación de central Yape con un 9% más alto para la evaluación del centro de energía. Estas diferencias radican principalmente por la forma de estimar los parámetros de diseño, además que en la presente memoria se consideran otras variables como el ajuste del largo de los distintos tramos de tuberías y la determinación de la ubicación de las captaciones.

Con el fin de comparar estos resultados con los costos de las centrales hidráulicas convencionales en el país se obtienen los costos referenciales para este tipo de centrales a partir del informe de costos por tecnologías de generación del CNE (Comisión Nacional de Energía, 2020). El costo estimado para una central hidroeléctrica de embalse asciende a los 4439 USD/kw, mientras que para la tecnología de hidráulica de pasada este asciende a los 3923 USD/kw. Se puede observar que en términos económicos las centrales objetivo presentan una clara ventaja frente a las centrales convencionales.

### **9. Conclusiones.**

En términos del diseño de las centrales objetivo realizado en la presente memoria y sumado a la amplia revisión de centrales con sistema PHS, se verificó que no existen elementos que inviabilicen el desarrollo de este tipo de proyectos en el país, esto considerando el nivel de ingeniería conceptual de la presente memoria. Se puede notar que mucha de la tecnología proyectada para estas centrales es similar a las utilizadas en las centrales hidroeléctricas convencionales, de las que en Chile existe una importante experiencia. Queda evidenciado a su vez que para adaptar estas centrales al uso de agua de mar no se requieren importantes inversiones en tecnologías para paliar los efectos nocivos por el uso de este tipo de recurso, y solo es necesario un plan de biofouling como el presentado. Esta afirmación queda respaldada bajo la experiencia de la central Yanbaru y por el desarrollo de desaladoras en el norte del país. No obstante, existen diversos puntos dentro de los diseños que es necesario abordar en profundidad en una siguiente etapa de ingeniería, como la recopilación de información técnica de las turbinas reversibles o los estudios de ingeniería expuestos en esta memoria.

En el análisis de los potenciales sitios para el diseño de las centrales objetivo, se puede notar que si bien el trabajo desarrollado por el centro de energía entregó un extenso listado de sitios no es posible desarrollar todos estos proyectos a raíz de los diversos problemas propios de cada sitio, como la accesibilidad a las obras o las magnitudes de las centrales a desarrollar. Por lo tanto, con los criterios definidos en la presente memoria se trató de abarcar algunas de estas principales problemáticas, pero que en ningún caso implica que estas 12 soluciones sean las óptimas a desarrollar y permite que en una próxima etapa de ingeniería se pueda escoger otro posible proyecto considerando criterios diferentes.

Con respecto a los costos de evaluación de las obras se puede notar que estos en su mayoría son menores a los presentados en la literatura lo que indica una cierta ventaja comparativa, aunque cabe recordar el nivel de ingeniería conceptual realizado en la evaluación de la presente memoria. Además, si bien la evaluación económica desarrollada de las obras es uno de los principales indicadores a considerar para la inversión en este tipo de proyectos, también es necesario realizar un estudio acabado de los costos de operación y mantención de las centrales. Sumado a esto se debe realizar un estudio de los beneficios sociales y ambientales que presenta el uso de estas centrales a bombeo para acumular los excedentes de las fuentes de ERNC.

De los resultados económicos presentados en la tabla Tabla 6 se destacan las 4 centrales más rentables en este aspecto: Caleta Camarones, Playa el Águila, Iquique y Playa Ike-Ike, que si bien presentan ventajas en este ítem también se debe considerar en una siguiente etapa de ingeniería otras variables particulares de cada central. En el caso de la central Caleta Camarones presenta el reservorio superior

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

en un sector lejano a la ruta 5, lo que podría encarecer los costos del manejo de personal y el transporte de material. En el caso de Iquique si bien el proyecto no pasa bajo ningún sector urbano construido, la cercanía con la ciudad puede generar diversos cuestionamientos por los organismos públicos y la participación ciudadana, aunque esta misma cercanía permitirá disminuir costos en transporte de material desde el puerto y en términos de mano de obra. Las centrales Playa Ike-Ike y Playa el Águila se ven enfrentadas a que los reservorios superiores se encuentran en zonas de difícil acceso por lo que se deben evaluar distintas opciones para el transporte de maquinaria de gran envergadura.

A partir de la breve revisión del estado actual de las fuentes de ERNC en el país se puede comprender la importancia que presentan dentro de la matriz energética nacional y más aún lo fundamental que será su desarrollo en las próximas décadas. Esta hipótesis se sustenta gracias a la disminución de los costos en la inversión en estos proyectos producto de la disminución del precio de estas tecnologías y la seguridad de inversión para las grandes compañías en la materia, sumado a la legislación actual que se está desarrollando para el cierre definitivo de las centrales termoeléctricas de aquí al 2050 y la marcada escasez hídrica producto del cambio climático.

En este mismo sentido, si las fuentes principales de este tipo de tecnología siguen siendo las fuentes solares y eólicas, la tendencia que se muestra en las Figura 34 y Figura 35 permite asegurar que las horas de mayor producción no coincidirán con las horas de mayor demanda, a no ser que exista un cambio en las tendencias diarias de demanda de energía, por lo que será necesario la introducción de los sistemas de almacenamiento de energía para nivelar la red y optimizar la generación de energía limpia. Dado las ventajas que presentan los sistemas PHS con respecto al resto de los sistemas de almacenamiento, se espera que sea el principal desarrollo en este tipo de tecnología. Esto sumado a la poca disponibilidad de agua dulce dentro de las principales cuencas del país provoca que estos proyectos con uso de agua de mar se conviertan en una solución más atractiva.

Para finalizar en una próxima etapa de ingeniería se debe considerar la experiencia nacional del proyecto Valhalla, el que si bien obtuvo las aprobaciones legislativas correspondientes, variaciones en los costos dentro del mercado de la energía durante su proceso de aprobación provocaron que disminuyeran sus atractivos en términos de inversión y no reuniera el capital suficiente para su construcción. Esto puede generar que un próximo proyecto de este tipo se requiera algún tipo de apoyo gubernamental o de alguna organización internacional para la búsqueda de inversionistas o algún subsidio para la materialización de ciertas obras del proyecto.

## **10. Bibliografía**

- ARENA. (2017). *Cultana pumped hydro project* .
- Centro de Energía Universidad de Chile. (2020). *Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile*.
- Clerc, J., Olmedo, J. C., Peralta, J., Saavedra, M. L., Sauma, E., Urzúa, I., Hernando, A., Carlos Olmedo, J., Peralta, J., Luisa Saavedra, M., & Sauma, E. (2017). *Energías renovables en Chile hacia una inserción eficiente en la matriz eléctrica*.
- CNE. (2017). *Anuario estadístico de energía 2017*.
- Comisión Nacional de Energía. (2020). *Informe de Costos de Tecnologías de Generación*.
- DGAC. (2020). *Evaporación o Pérdida de Agua desde un Tanque PAM y Recorrido del Viento para un período de 24 horas (Día)*. Recuperado de: <https://climatologia.meteochile.gob.cl/application/informacion/CatalogoInversoDeElemento/52>
- DGAC. (1986). *Anuario Meteorologico 1986*.
- Directemar, A. de C. (2015). *Directrices para la evaluación ambiental de proyectos industriales de desalación en jurisdicción de la Autoridad Marítima*.
- Enher. (1996). *CHB Moralets-Baserca*.
- Gestión Ambiental Consultores S.A. (2014). *EIA Espejo de Tarapacá. Capítulo 1: Descripción de Proyecto*.
- GIZ. (2016). *Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo solar con agua del mar: Estudio conceptual*.
- Guzmán, C., & Barra, C. De. (2016). *Underwater Intake-Outfall for a Pumped-Storage Power Station*.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

- Manwaring, M., Rodgers, K., Flake, S., & Erpenbeck, D. (2018). *Pumped Storage Report*.
- Novak, P., Moffat, A. I. B., Nalluri, C., & Narayanan, R. (2007). Hydraulic Structures. In *Journal of Chemical Information and Modeling* (Vol. 53, Issue 9).
- Bennewitz Bastian, R. (2006). *Curso Proyecto de Centrales Hidroelectricas*.
- Orozco, P. F. (2007). *Pasantía tecnológica SUBTERRÁNEAS POR MEDIO DE TBM "*.
- Proust, C. (2009). *DIA Proyecto "Oprimización de Emplazamiento de Instalaciones de Suministros para Minera Escondida"*.
- Senado, C. del. (2020). *Proyecto de Ley que fija Ley Marco de Cambio Climatico*.
- U.S. Army Corps of Engineers. (2009). *Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest Final Report U . S . Army Corps of Engineers Northwest Division Hydroelectric Design Center* (Issue August).
- U.S Department of Energy. (2015). Pumped Storage and Potencial Hydropower from conduits. In *Report of the Hydrogen Production Expert Panel: A Subcommittee of the Hydrogen & Fuel Cell Technical Advisory Committee*.
- US Army Corps of Engineers®. (2004). Earth and Rock-Fill Dams -- General Design and Construction Considerations. *Em 1110-2-2300, July, 78*.
- Valdovinos, F., & Otárola, R. (2008). Almacenamiento de Energía : Desarrollos Tecnológicos y Costos. *Escuela de Ingeniería Pontificia Universidad Católica de Chile*, 15.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

### 11. Anexos.

#### ANEXO A: Resumen Presupuesto Centrales Objetivo.

PRESUPUESTO CENTRAL CALETA VITOR		
Resumen		
1	CAPTACION	\$260.923.870
2	TUBERIAS	\$27.085.045.876
3	RESERVORIO SUPERIOR	\$64.969.168.851
4	SISTEMA HIDRAULICO	\$97.122.780.326
5	CAVERNA DE MAQUINAS	\$59.978.568.600
6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	\$15.797.276.661
Costos Directos		\$265.213.764.185
Costos Indirectos, Gastos Generales, Imprevistos, Utilidades (50%)		\$132.606.882.092
<b>Total</b>		<b>\$397.820.646.277</b>

PRESUPUESTO CENTRAL CALETA CAMARONES		
Resumen		
1	CAPTACION	\$260.923.870
2	TUBERIAS	\$55.082.884.347
3	RESERVORIO SUPERIOR	\$8.818.180.719
4	SISTEMA HIDRAULICO	\$99.852.489.242
5	CAVERNA DE MAQUINAS	\$60.192.200.567
6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	\$13.949.941.487
Costos Directos		\$238.156.620.233
Costos Indirectos, Gastos Generales, Imprevistos, Utilidades (50%)		\$119.078.310.117
<b>Total</b>		<b>\$357.234.930.350</b>

PRESUPUESTO CENTRAL CALETA JUNIN		
Resumen		
1	CAPTACION	\$260.923.870
2	TUBERIAS	\$84.521.297.867
3	RESERVORIO SUPERIOR	\$45.031.545.447
4	SISTEMA HIDRAULICO	\$99.138.159.795
5	CAVERNA DE MAQUINAS	\$59.446.836.916
6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	\$13.932.166.664
Costos Directos		\$302.330.930.560
Costos Indirectos, Gastos Generales, Imprevistos, Utilidades (50%)		\$151.165.465.280
<b>Total</b>		<b>\$453.496.395.840</b>

Figura 48: Resumen Presupuesto Centrales Caleta Vitor, Caleta Camarones y Caleta Junin.

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

PRESUPUESTO CENTRAL IQUIQUE		
Resumen		
1	CAPTACION	\$260.923.870
2	TUBERIAS	\$63.760.084.566
3	RESERVORIO SUPERIOR	\$13.215.346.077
4	SISTEMA HIDRAULICO	\$99.487.375.363
5	CAVERNA DE MAQUINAS	\$60.867.157.645
6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	\$13.020.974.082
Costos Directos		\$250.611.861.603
Costos Indirectos, Gastos Generales, Imprevistos, Utilidades (50%)		\$125.305.930.801
<b>Total</b>		<b>\$375.917.792.404</b>

PRESUPUESTO CENTRAL MOLLECITA		
Resumen		
1	CAPTACION	\$260.923.870
2	TUBERIAS	\$91.241.859.633
3	RESERVORIO SUPERIOR	\$14.379.894.246
4	SISTEMA HIDRAULICO	\$99.837.242.187
5	CAVERNA DE MAQUINAS	\$59.806.546.184
6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	\$12.719.405.762
Costos Directos		\$278.245.871.882
Costos Indirectos, Gastos Generales, Imprevistos, Utilidades (50%)		\$139.122.935.941
<b>Total</b>		<b>\$417.368.807.824</b>

PRESUPUESTO CENTRAL YAPE		
Resumen		
1	CAPTACION	\$260.923.870
2	TUBERIAS	\$115.487.176.506
3	RESERVORIO SUPERIOR	\$8.709.480.783
4	SISTEMA HIDRAULICO	\$99.487.058.474
5	CAVERNA DE MAQUINAS	\$67.473.529.981
6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	\$10.156.714.769
Costos Directos		\$301.574.884.383
Costos Indirectos, Gastos Generales, Imprevistos, Utilidades (50%)		\$150.787.442.192
<b>Total</b>		<b>\$452.362.326.575</b>

*Figura 49: Resumen Presupuesto Centrales Iquique, Mollecita y Yape.*

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

<b>PRESUPUESTO CENTRAL PLAYA EL ÁGUILA</b>		
<b>Resumen</b>		
1	CAPTACION	\$260.923.870
2	TUBERIAS	\$33.809.331.077
3	RESERVORIO SUPERIOR	\$15.564.227.255
4	SISTEMA HIDRAULICO	\$99.359.674.169
5	CAVERNA DE MAQUINAS	\$66.538.477.415
6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	\$12.094.663.445
Costos Directos		\$227.627.297.231
Costos Indirectos, Gastos Generales, Imprevistos, Utilidades (50%)		\$113.813.648.615
<b>Total</b>		<b>\$341.440.945.846</b>

<b>PRESUPUESTO CENTRAL CALETA SAN MARCOS</b>		
<b>Resumen</b>		
1	CAPTACION	\$260.923.870
2	TUBERIAS	\$72.747.689.055
3	RESERVORIO SUPERIOR	\$32.082.605.108
4	SISTEMA HIDRAULICO	\$99.102.303.508
5	CAVERNA DE MAQUINAS	\$62.584.275.538
6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	\$31.952.266.968
Costos Directos		\$298.730.064.047
Costos Indirectos, Gastos Generales, Imprevistos, Utilidades (50%)		\$149.365.032.023
<b>Total</b>		<b>\$448.095.096.070</b>

<b>PRESUPUESTO CENTRAL PLAYA IKE-IKE</b>		
<b>Resumen</b>		
1	CAPTACION	\$260.923.870
2	TUBERIAS	\$62.646.147.125
3	RESERVORIO SUPERIOR	\$13.028.132.556
4	SISTEMA HIDRAULICO	\$99.094.199.844
5	CAVERNA DE MAQUINAS	\$61.413.530.413
6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	\$32.540.137.890
Costos Directos		\$268.983.071.699
Costos Indirectos, Gastos Generales, Imprevistos, Utilidades (50%)		\$134.491.535.849
<b>Total</b>		<b>\$403.474.607.548</b>

*Figura 50: Resumen Presupuesto Centrales Playa el Águila, Caleta san Marcos y Playa Ike-Ike.*

## Diseño Conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile

PRESUPUESTO CENTRAL MICHILLA		
Resumen		
1	CAPTACION	\$260.923.870
2	TUBERIAS	\$34.457.622.724
3	RESERVORIO SUPERIOR	\$40.162.915.448
4	SISTEMA HIDRAULICO	\$97.340.631.632
5	CAVERNA DE MAQUINAS	\$61.261.957.337
6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	\$27.709.075.512
Costos Directos		\$261.193.126.524
Costos Indirectos, Gastos Generales, Imprevistos, Utilidades (50%)		\$130.596.563.262
<b>Total</b>		<b>\$391.789.689.786</b>

PRESUPUESTO CENTRAL TALTAL		
Resumen		
1	CAPTACION	\$260.923.870
2	TUBERIAS	\$93.499.103.758
3	RESERVORIO SUPERIOR	\$18.590.652.037
4	SISTEMA HIDRAULICO	\$99.237.708.416
5	CAVERNA DE MAQUINAS	\$62.567.880.017
6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	\$19.281.622.785
Costos Directos		\$293.437.890.883
Costos Indirectos, Gastos Generales, Imprevistos, Utilidades (50%)		\$146.718.945.442
<b>Total</b>		<b>\$440.156.836.325</b>

PRESUPUESTO CENTRAL LA COBALTERA		
Resumen		
1	CAPTACION	\$260.923.870
2	TUBERIAS	\$75.577.693.327
3	RESERVORIO SUPERIOR	\$13.517.137.800
4	SISTEMA HIDRAULICO	\$99.167.114.504
5	CAVERNA DE MAQUINAS	\$64.724.987.619
6	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	\$19.604.488.322
Costos Directos		\$272.852.345.442
Costos Indirectos, Gastos Generales, Imprevistos, Utilidades (50%)		\$136.426.172.721
<b>Total</b>		<b>\$409.278.518.163</b>

*Figura 51: Resumen Presupuesto Centrales Michilla, Taltal y La Cobaltera.*