



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

**DISEÑO CONCEPTUAL DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS A BOMBEO
USANDO AGUA DESALINIZADA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

FRANCO ANDRÉS ALARCÓN CÁCERES

PROFESOR GUÍA:

ADOLFO OCHOA LLANGATO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

EZEQUIEL CAMUS HAYDEN

ALBERTO DE LA FUENTE STRANGER

SANTIAGO DE CHILE

2022

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO
DE:** Ingeniero Civil mención Estructuras y Construcción.
POR: Franco Andrés Alarcón Cáceres
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: Adolfo Ochoa Llangato

DISEÑO CONCEPTUAL DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS A BOMBEO USANDO AGUA DESALINIZADA

La demanda energética es un proceso mundial que va en constante aumento, mientras que las fuentes de energía usadas en la actualidad no permiten suplir una demanda proyectada para la población sin seguir usando fuentes fósiles. Es por esto que se hace cada vez más necesaria la búsqueda de energías renovables y principalmente de energías renovables no convencionales (ERNC) para el abastecimiento energético. Las centrales hidroeléctricas a bombeo o centrales con sistema PHS (Pumped Hydropower Storage) surgen como una alternativa viable en la generación y almacenamiento de energía, además de permitir una estabilidad y fiabilidad energética eléctrica. Esta tecnología es fuertemente usada en otros países y representa casi un 95% del total de sistemas de almacenamiento en el mundo (U.S. Department of Energy, 2020).

La presente memoria tiene como objetivo principal plantear a nivel de ingeniería conceptual, el diseño de centrales hidroeléctricas a bombeo, basándose en el uso de agua desalinizada, abordando todos los aspectos importantes que permitan concluir que este tipo de proyectos son viables. Se realiza un estudio del funcionamiento de la matriz energética (enfocándose en la hidroelectricidad y las ERNC) y mercado eléctrico en Chile, además de involucrar ciertas políticas energéticas sustentables que impulsen el uso del sistema PHS. Además, se hace un repaso global de hidroeléctricas a bombeo, sus principales componentes y ejemplos de centrales en el mundo.

La desalinización de agua de mar es considerada otro punto fuerte en la presente memoria, ya que es el “combustible” que impulsa las hidroeléctricas a bombeo y donde es posible aprovechar el proceso de desalinización para el abastecimiento hídrico dentro de comunidades con escasez de agua. Se hace un estudio de la desalinización a nivel global, los procesos y subprocesos que se llevan a cabo, las características relevantes que posee el agua de mar e impactos ambientales que genera este tipo de tecnología.

Lo mencionado anteriormente es lo que permite dar pie al diseño de las centrales objetivo, considerando 8 potenciales zonas de emplazamiento de estos proyectos en el norte del país e involucrando los aspectos generales que poseen estas centrales, junto con las regulaciones administrativas necesarias y evaluación económica, permitiendo poner en perspectiva el aporte que genera la implementación de estas nuevas fuentes de energía no existentes (a la fecha) en Chile y que utilizan tecnologías convencionales como los son las hidroeléctricas de embalse o de pasada, muy presentes en el país, recalcando que todo este análisis se hace bajo un nivel de ingeniería conceptual.

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mi madre, a mi padre, a mi hermana y a mi hermano que me ha apoyado en cada proceso educativo por el que he pasado desde que tengo memoria. Por todas las veces que me han impulsado a seguir dándole para adelante cuando uno está cansado y por toda la ayuda intelectual y espiritual que me han brindado. Por siempre estar atentos ante mi desarrollo personal y social, y por el entusiasmo que demuestran por cada pequeño paso que doy dentro de mi desarrollo profesional. Por el amor que entregan no sólo como familia, sino también como compañeros de vida.

A mis abuelos, tíos y primos que siempre preguntan en que etapa universitaria estoy, por los que demuestran interés en lo que hago y tratan de aportar en lo que sepan para apoyarme.

A mis dos perritos, el Gasparín y la Nena que llenan de felicidad el hogar a pesar de portarse mal y ser ruidosos la mayor parte del día y que siempre al final terminan durmiendo conmigo. Con ellos comprendí que las mascotas son seres que siempre intentan proyectar alegría y que siempre serán un apoyo incondicional.

A mi enorme grupo de amigas y amigos, partiendo por los del colegio, con los que sé que siempre puedo contar para lo que sea, los que demuestran que las personas si van cambiando a lo largo del tiempo, pero no las amistades, por apoyarnos mutuamente en los caminos que cada uno elige y por siempre considerar todo con humor. A toda la gente que conocí en la universidad: Huillinches, Palers y Civiles, por el apoyo mutuo desde el día 1 en esta universidad, por ampliar mi mundo y llevarme a conocer a todo tipo de personas, por todos los carretes y paseos que permiten afianzar más y más la amistad.

A mis profesores, que se esmeran en entregar los conocimientos y aprendizajes, que te apoyan cuando uno se ve acomplejado, ya sea dando más plazo para entregar una tarea o dándote las herramientas necesarias para mi desarrollo como profesional.

A todas las personas que conocí durante las prácticas, a la gente de Huatulame y Monte Patria, por darme la perspectiva de cómo es la vida en zonas rurales, por el esfuerzo y dedicación en el trabajo y por la resiliencia que demuestran ante adversidades como lo es la escasez hídrica. Dedico este trabajo a todos ellos.

Tabla de Contenidos

1	Introducción	1
1.1	Motivación	1
1.2	Objetivos	3
1.2.1	Objetivo general	3
1.2.2	Objetivos específicos	3
1.3	Alcances.....	3
2	Energía en Chile.....	4
2.1	Matriz Energética Chilena	4
2.2	Mercado Eléctrico Nacional – Capacidad instalada	8
2.2.1	Servicio Eléctrico Nacional (SEN).....	9
2.2.2	Servicio Eléctrico de Aysén (SEA).....	11
2.2.3	Servicio Eléctrico de Magallanes (SEM)	12
2.3	Sustentabilidad Nacional.....	13
2.3.1	Energía 2050, Política Energética de Chile 2015 y Hoja de Ruta 2050.....	13
2.3.2	Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2021 o COP26 15	
2.3.3	Plan Sequía.....	16
2.4	Energías Renovables No Convencionales (ERNC)	17
2.4.1	Energía eólica	18
2.4.2	Energía solar.....	20
3	Hidroeléctricas a bombeo o PHS	24
3.1	Hidroelectricidad en Chile	24
3.1.1	Hidráulica de embalse.....	24
3.1.2	Hidráulica de pasada	25
3.1.3	Mini Hidro	26
3.1.4	Run off River	26
3.2	Sistema Pumped Hydropower Storage (PHS)	26
3.3	Componentes de una hidroeléctrica a bombeo.....	29
3.3.1	Reservorio superior.....	29
3.3.2	Reservorio inferior.....	29
3.3.3	Presa o represa.....	30
3.3.4	Captación de agua o bocatoma	30
3.3.5	Tubería forzada.....	30
3.3.6	Chimenea de equilibrio o torre piezométrica	30
3.3.7	Casa de máquinas	30

3.3.8	Turbinas hidráulicas	30
3.3.9	Bombas de agua	32
3.3.10	Multiplicador de velocidad.....	32
3.3.11	Generador eléctrico.....	33
3.3.12	Transformador.....	33
3.3.13	Tablero de comandos	33
3.3.14	Líneas de transmisión	33
3.3.15	Carreteras	33
3.3.16	Subsistema turbina/generador y bomba	34
3.4	Centrales a bombeo usando agua dulce.....	36
3.5	Centrales a bombeo usando agua de mar	39
3.5.1	Centrales a bombeo usando agua salada	39
3.5.2	Centrales a bombeo usando agua desalinizada	44
4	Desalinización de agua de mar	47
4.1	Antecedentes	47
4.1.1	Contexto hídrico nacional e internacional	47
4.1.2	Situación global de la desalinización de agua	50
4.1.3	Desalinización en Chile.....	52
4.2	Características del agua de mar	55
4.2.1	Composición del agua.....	55
4.2.2	Otros elementos.....	56
4.2.3	Salinidad	56
4.2.4	pH.....	57
4.2.5	Temperatura.....	57
4.2.6	Densidad	58
4.3	Proceso de desalinización del agua de mar.....	59
4.3.1	Captación del agua de mar	61
4.3.2	Pre-tratamiento	63
4.3.3	Métodos de desalinización.....	63
4.3.4	Post-tratamiento.....	70
4.3.5	Vertido de salmuera	71
4.4	Impactos de la desalinización de agua de mar	71
4.4.1	Salmuera.....	72
4.4.2	Temperatura.....	73
4.4.3	Obras de captación de agua de mar.....	73
4.4.4	Ruido.....	73

5	Abastecimiento hídrico	74
5.1	Recurso hídrico	75
6	Centrales objetivo.....	76
6.1	Zona de emplazamiento.....	76
6.1.1	Huentelauquén – Puerto Oscuro.....	77
6.1.2	Embalse Corrales.....	81
6.1.3	Embalse Culimo	88
6.1.4	Talinay 1.....	93
6.1.5	Talinay 2.....	97
6.1.6	Chungungo 1.....	100
6.1.7	Chungungo 2.....	105
6.1.8	Huasco	109
7	Diseño de las centrales	114
7.1	Escenario de operación.....	114
7.2	Parámetros de diseño; Hidroeléctrica	116
7.2.1	Cálculo de volúmenes de reservorios y muros de contención.....	116
7.2.2	Cálculo de desniveles entre reservorios	117
7.2.3	Caudales y potencias máximas	118
7.3	Parámetros de diseño; Desalinizadora	122
7.3.1	Tamaño y capacidad de planta	122
7.3.2	Viabilidad de las centrales objetivo	124
7.4	Reservorios	126
7.5	Sistema hidráulico de la hidroeléctrica.....	129
7.6	Sistema de desalinización.....	132
7.6.1	Plantas desaladoras tipo compacto Hidritec.....	133
7.6.2	Plantas desalinizadoras y purificadoras de agua de mar Vodik, Lakshmi Energy y Waterman Engineers.....	134
7.6.3	Plantas desalinizadoras Vigaflow.....	136
7.7	Tuberías	137
7.7.1	Tuberías de la planta desalinizadora	137
7.7.2	Tuberías de las centrales objetivo	138
7.8	Caverna de máquinas	141
7.9	Servicios y equipos auxiliares	143
7.9.1	Servicios auxiliares esenciales	143
7.9.2	Servicios auxiliares seguros o principales	144
7.9.3	Servicios auxiliares normales.....	144

8	Regulación administrativa	145
8.1	Requisitos legales central hidroeléctrica	145
8.2	Requisitos legales planta desalinizadora	146
8.3	Estudios vigentes	146
9	Evaluación de costos.....	147
9.1	Reservorios	147
9.2	Sistema Hidráulico	147
9.3	Sistema de desalinización.....	148
9.4	Tuberías	148
9.5	Caverna de máquinas y servicios auxiliares	148
9.6	Resultados	149
10	Conclusiones	151
11	Bibliografía	154
	Anexos.....	160
	Anexos A: Diseño de centrales objetivo.....	160
	Curvas de nivel para cálculo de volúmenes de reservorios	160
	Perfiles de elevación para cálculo de desniveles	168
	Anexo B: Resumen presupuesto de centrales objetivo	171

Índice de Figuras

Figura 1: Distribución porcentual de la matriz energética primaria según tipo de energía. Fuente: Informe Balance Nacional de Energía 2019.	4
Figura 2: Matriz energética primaria desde 2010 a 2019 en Tcal. Fuente: Informe Balance Nacional de Energía 2019.	5
Figura 3: Distribución porcentual según el total de CTRs. Fuente: Informe Balance de Energía 2019.....	5
Figura 4: Distribución de la matriz energética secundaria según tipo de energía. Fuente: Informe Balance Nacional de Energía 2019.	6
Figura 5: Distribución de la matriz energética secundaria según sector de uso. Fuente: Informe Balance Nacional de Energía 2019.	6
Figura 6: Distribución del consumo eléctrico según sector de uso. Fuente: Informe Balance de Energía 2019.	7
Figura 7: Distribución del consumo eléctrico por región. Fuente: Informe Balance de Energía 2019.....	7
Figura 8: Capacidad total instalada por sistema eléctrico. Fuente: Elaboración propia.	8
Figura 9: Capacidad total instalada por tipo de energía. Fuente: Elaboración propia.....	9
Figura 10: Capacidad total instalada en el SEN. Fuente: Elaboración propia.....	10
Figura 11: Capacidad total instalada en el SEA. Fuente: Elaboración propia.	11

Figura 12: Capacidad total instalada en el SEM. Fuente: Elaboración propia.	12
Figura 13: Comunas con déficit de agua en Chile a 2022. Fuente: sequia.visorterritorial.cl.	16
Figura 14: Elementos de una central eólica. Fuente: Villagrán 2017.	19
Figura 15: Esquema del mecanismo de un aerogenerador. Fuente: Menna. ComoFunciona.	19
Figura 16: Aerogeneradores con turbina vertical. En orden: rotor Savonius, rotor Darrieus y rotor panemona o tipo H. Fuente: Del Río Sánchez.	20
Figura 17: Paneles fotovoltaicos. Fuente: Universidad Católica.	21
Figura 18: Tecnologías de concentración termo solar. Fuente: GIZ.	22
Figura 19: Esquema de una central hidroeléctrica a bombeo. En flechas amarillas se muestra la dirección de la energía eléctrica, y en flechas blancas la dirección del flujo del agua. Fuente: International Hydropower Association.	27
Figura 20: Reservorios superior e inferior de la central a bombeo de Turlough Hill. Fuente: ESB.	29
Figura 21: Turbinas tipo Pelton, Francis y Kaplan. Fuente: Areatecnologías.	31
Figura 22: Turbinas a escoger c/r a su altura y caudal. Fuente: Areatecnologías.	32
Figura 23: Esquema general sistema turbina/generador y bomba Tipo 1. Fuente: Centro de Energía FCFM 2020.	34
Figura 24: Esquema general sistema turbina/generador y bomba del tipo 2. Fuente: Centro de Energía FCFM 2020.	35
Figura 25: Esquema general sistema turbina/generador y bomba del tipo 3. Fuente Centro de Energía FCFM 2020.	35
Figura 26: Ubicación de la central Turlough Hill. Fuente: Google Earth.	37
Figura 27: Panel de control de la central Turlough Hill. Fuente: ESB Youtube Channel.	37
Figura 28: Ubicación de la central La Muela II. Fuente: Google Earth.	38
Figura 29: Composición de la central La Muela II. Fuente: Iberdrola Youtube Channel.	39
Figura 30: Ubicación de la central Yanbaru, Japón. Fuente: Google Earth.	40
Figura 31: Esquema de la central Yanbaru, Japón. Fuente: Centro de Energía Universidad de Chile.	41
Figura 32: Ubicación del proyecto Hidrocaleras. Fuente: Google Earth.	42
Figura 33: Esquema del proyecto Hidrocaleras. Fuente: Proyecto Hidrocaleras, Cobra Infraestructuras Hidráulicas.	42
Figura 34: Ubicación del futuro proyecto Valhalla. Fuente: SEIA: Espejo de Tarapacá.	43
Figura 35: Esquema del proyecto Valhalla. Fuente: Valhalla.	43
Figura 36: Ubicación del proyecto Salto de Chira. Fuente: Salto de Chira Dossier Informativo. ...	45
Figura 37: Esquema proyecto Salto de Chira. Fuente: Salto de Chira Dossier Informativo.	45
Figura 38: Esquema de tecnología IPHROCES. Fuente: Oceanus Power & Water.	46
Figura 39: Demanda global de agua por sector. Fuente: ONU 2018, basado en datos de AQUASTAT.	48
Figura 40: Demanda de agua por tipo de uso. Fuente: BCN, MOP 2017.	48
Figura 41: Demanda de agua por tipo de uso. Fuente: BCN, MOP 2017.	49
Figura 42: Demanda de agua por usuario en Chile. Fuente: BCN, MOP 2017.	49
Figura 43: Demanda de agua por usuario en Chile. Fuente: BCN, MOP 2017.	50
Figura 44: Demanda consuntiva actual y proyectada en Chile. Fuente: Mesa Nacional del Agua 2020.	50
Figura 45: Principales desaladoras mineras en Chile. Fuente: ALADYR 2019.	53
Figura 46: Caletas con plantas desalinizadoras solares. Fuente: ALADYR 2019.	54
Figura 47: Comparativa entre plantas desalinizadoras según capacidad. Fuente: ALADYR.	55
Figura 48: Comparativa entre plantas desalinizadoras según capacidad. Fuente: ALADYR.	55

Figura 49: Variación de la densidad del agua según su salinidad. Fuente: Castro, Lagos & Farías 1999.....	59
Figura 50: Esquema del proceso de desalinización. Fuente: Dévora-Isiordia.....	60
Figura 51: Evolución del consumo energético en la desalinización de agua (1970-2005). Fuente: Cabero 2015.	61
Figura 52: Capacidad de agua desalada según tipo de tecnología. Fuente: IDA Desalination Yearbook 2015-2016.	64
Figura 53: Proceso de destilación de Etapa Flash Múltiple (MSF). Fuente: Dévora 2012.	65
Figura 54: Proceso de Destilación de Efecto Múltiple (MED). Fuente: Dévora 2012.	65
Figura 55: Proceso de Destilación por Compresión Mecánica de Vapor (MVC). Fuente: Dévora 2012.....	66
Figura 56: Proceso de Electrodiálisis (ED) mediante el uso de fuente fotovoltaica. Fuente: Remtavares 2013.	67
Figura 57: Osmosis y Osmosis Inversa. Fuente: IQR.	68
Figura 58: Proceso general de desalinización mediante Osmosis Inversa. Fuente: IDA Yearbook 2012-2013.....	68
Figura 59: Recuperación de energía mediante turbina Pelton. Fuente: Villagrán 2017.	69
Figura 60: Intercambiador de presión. Fuente: Villagrán 2017.....	69
Figura 61: Volúmenes almacenados en los embalses [en millones de m ³]. Fuente: DGA.....	74
Figura 62: Ubicación central en Huentelauquén. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	77
Figura 63: Vista en planta de central en Huentelauquén. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	78
Figura 64: Reservorios superiores (1 y 2), reservorio inferior (óvalo inferior) y planta desalinizadora (rectángulo). Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	78
Figura 65: Reservorio superior 1. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	79
Figura 66: Reservorio superior 2. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	79
Figura 67: Reservorio inferior y planta desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	80
Figura 68: Ubicación de la central en Corrales. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	82
Figura 69: Ubicación de los 3 posibles reservorios superiores y el embalse Corrales. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	82
Figura 70: Ubicación de los reservorios, embalses y tuberías. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	83
Figura 71: Bombeo desde la planta desalinizadora hasta el embalse. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	83
Figura 72: Embalse Corrales usado como reservorio inferior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	84
Figura 73: Reservorio superior 1. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	84
Figura 74: Reservorio superior 2. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	85
Figura 75: Reservorio superior 3. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	85
Figura 76: Planta Desalinizadora en Los Vilos. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	86
Figura 77: Ubicación de la central en Culimo. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	88
Figura 78: Bombeo desde la planta desalinizadora hasta el embalse. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	89

Figura 79: Vista en planta reservorio superior e inferior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	89
Figura 80: Reservorio superior e inferior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	90
Figura 81: Embalse Culimo como reservorio inferior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	90
Figura 82: Reservorio superior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	91
Figura 83: Planta desalinizadora en Quilimarí. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	91
Figura 84: Ubicación centrales 1 y 2 en Talinay. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	93
Figura 85: Vista en planta reservorio superior, inferior (circunferencias) y planta desalinizadora (rectángulo). Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	94
Figura 86: Reservorio superior, inferior y desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	94
Figura 87: Reservorio inferior y planta desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	95
Figura 88: Reservorio superior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	95
Figura 89: Vista en planta de reservorios y desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	97
Figura 90: Reservorios y desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	98
Figura 91: Reservorio inferior y planta desalinizadora. Fuente: Elaboración propia Google Earth.	98
Figura 92: Reservorio superior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	99
Figura 93: Ubicación central en Chungungo. Fuente: Elaboración propia obtenida Google Earth.	101
Figura 94: Vista en planta de la central. Reservorios y desalinizadora (amarillo), tubería forzada de caída (azul), tubería de impulsión (naranja) y tubería de captación (morado). Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	101
Figura 95: Reservorios y planta desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	102
Figura 96: Planta desalinizadora y captación de agua. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	102
Figura 97: Reservorio superior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	103
Figura 98: Reservorio inferior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	103
Figura 99: Ubicación central en Chungungo 2. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	105
Figura 100: Vista en planta de los reservorios, desalinizadora y tuberías. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	106
Figura 101: Reservorios y planta desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	106
Figura 102: Vista lateral de la caída bruta entre reservorios. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	107
Figura 103: Vista hacia el mar de los reservorios y la desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	107
Figura 104: Ubicación central en Huasco. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	109

Figura 105: Vista en planta zona de emplazamiento central. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	110
Figura 106: Reservorio inferior, superior y desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	110
Figura 107: Desnivel y tubería de caída entre reservorios. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.....	111
Figura 108: Reservorio inferior y desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	111
Figura 109: Reservorio superior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.	112
Figura 110: Generación en base a ERNC y demanda eléctrica del SEN para el mes de enero. Fuente: Elaboración propia.....	114
Figura 111: Generación en base a ERNC y demanda eléctrica del SEN para el mes de junio. Fuente: Elaboración propia.....	115
Figura 112: Dosificación HCR y mortero de junta. Fuente: Uribe, Ingendesa.	127
Figura 113: Geometría y dimensiones presa HCR. Fuente: Rocco.	127
Figura 114: Elementos hidráulicos central Entracque. A la izquierda la sección vertical del grupo ternario (Hydroart), al centro la sección vertical de la turbina-bomba reversible multietapas (Hydroart), a la derecha la sección vertical de la turbina-bomba reversible multietapas (de Pretto-Escher Wyss). Fuente: ENEL Green Power.	131
Figura 115: Planta desaladora compacta Hidritec. Fuente: Hidritec.	134
Figura 116: Planta desaladora RO Vodik. Fuente: Indiamart.	135
Figura 117: Planta desalinizadora Lakshmi. Fuente: Indiamart y Alibaba.	135
Figura 118: Plantas desalinizadoras Waterman Engineers. Fuente: Indiamart y Water Engineers.	135
Figura 119: Sistemas de desalinización Vigaflo. Fuente: Vigaflo.	136
Figura 120: Captación mediante pozos playeros verticales-radiales. Arriba: Sondeo captación desaladora Sta. Cruz Tenerife. Fuente: desalación.org.	137
Figura 121: Velocidades máximas y mínimas en Tuberías. Fuente: Karia Scribd.	140
Figura 122: Diseño preliminar de la caverna de máquinas, central Salto de Chira. Fuente: Hernández, eldiario.es.....	141
Figura 123: Vista en planta caverna de máquinas, central Moralets. Fuente: ENHER.	142
Figura 124: Vista isométrica caverna de máquinas, central Moralets. Fuente: ENHER.	142
Figura 125: Diseño del túnel de acceso hacia la caverna de máquinas. Fuente: Manual de Carreteras.....	143
Figura 126: Curvas de nivel reservorio sup. 1 Huentelauquen. Fuente: Elaboración propia. ...	160
Figura 127: Curvas de nivel reservorio sup. 2 Huentelauquen. Fuente: Elaboración propia. ...	160
Figura 128: Curvas de nivel reservorio inferior Huentelauquen. Fuente: Elaboración propia. ...	161
Figura 129: Curvas de nivel reservorio superior 1 Corrales. Fuente: Elaboración propia.	161
Figura 130: Curvas de nivel reservorio superior 2 Corrales. Fuente: Elaboración propia.	162
Figura 131: Curvas de nivel reservorio superior 3 Corrales. Fuente: Elaboración propia.	162
Figura 132: Curvas de nivel reservorio superior Culimo. Fuente: Elaboración propia.	163
Figura 133: Curvas de nivel reservorio superior Talinay 1. Fuente: Elaboración propia.	163
Figura 134: Curvas de nivel reservorio inferior Talinay 1. Fuente: Elaboración propia.	164
Figura 135: Curvas de nivel reservorio superior Talinay 2. Fuente: Elaboración propia.	164
Figura 136: Curvas de nivel reservorio inferior Talinay 2. Fuente: Elaboración propia.	165
Figura 137: Curvas de nivel reservorio superior Chungungo 1. Fuente: Elaboración propia. ...	165
Figura 138: Curvas de nivel reservorio inferior Chungungo 1. Fuente: Elaboración propia.	166
Figura 139: Curvas de nivel reservorio superior Chungungo 2. Fuente: Elaboración propia. ...	166
Figura 140: Curvas de nivel reservorio inferior Chungungo 2. Fuente: Elaboración propia.	167

Figura 141: Curvas de nivel reservorio superior Huasco. Fuente: Elaboración propia.	167
Figura 142: Curvas de nivel reservorio inferior Huasco. Fuente: Elaboración propia.	168
Figura 143: Perfil de elevación reservorio superior 1 Huentelauquen. Fuente: Elaboración propia.....	168
Figura 144: Perfil de elevación reservorio superior 2 Huentelauquen. Fuente: Elaboración propia.....	168
Figura 145: Perfil de elevación reservorio superior 1 Corrales. Fuente: Elaboración propia. ...	169
Figura 146: Perfil de elevación reservorio superior 2 Corrales. Fuente: Elaboración propia. ...	169
Figura 147: Perfil de elevación reservorio superior 3 Corrales. Fuente: Elaboración propia. ...	169
Figura 148: Perfil de elevación reservorio superior Culimo. Fuente: Elaboración propia.....	169
Figura 149: Perfil de elevación reservorio superior Talinay 1. Fuente: Elaboración propia.	169
Figura 150: Perfil de elevación reservorio superior Talinay 2. Fuente: Elaboración propia.	170
Figura 151: Perfil de elevación reservorio superior Chungungo 1. Fuente: Elaboración propia.	170
Figura 152: Perfil de elevación reservorio superior Chungungo 2. Fuente: Elaboración propia.	170
Figura 153: Perfil de elevación reservorio superior Huasco. Fuente: Elaboración propia.	170

Índice de Tablas

Tabla 1: Distribución de la capacidad eléctrica total instalada por sistema eléctrico. Fuente: Energía Abierta.....	8
Tabla 2: Distribución de la capacidad eléctrica total instalada por tipo de energía. Fuente: Energía Abierta.....	9
Tabla 3: Distribución de la capacidad eléctrica del SEN por tipo de energía. Fuente: Energía Abierta.	10
Tabla 4: Distribución de la capacidad eléctrica del SEA por tipo de energía. Fuente: Energía Abierta.	11
Tabla 5: Distribución de la capacidad eléctrica del SEM por tipo de energía. Fuente. Energía Abierta.	12
Tabla 6: Capacidad instalada de almacenamiento por bombeo a 2020. Fuente: IHA.	28
Tabla 7: Resumen de configuraciones según tipo. Fuente Tesis Daniel Salinas FCFM.....	36
Tabla 8: Ranking de países con mayor capacidad de desalinización. Fuente: GIZ 2017.....	51
Tabla 9: Proporción de sales disueltas en agua de mar: Fuente: Pabón 2001.....	56
Tabla 10: Temperaturas mínimas y máximas de los principales océanos y mares. Fuente: Fajardo 2018, Datos de National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA).	58
Tabla 11: Comparativa entre captación abierta y cerrada. Fuente: Nexum 2020.	62
Tabla 12: Clasificación de los métodos de desalinización. Fuente: Delgado 2007.	63
Tabla 13: Parámetros central en Huentelauquén. Fuente: Elaboración propia.....	80
Tabla 14: Parámetro central en Corrales. Fuente: Elaboración propia.	86
Tabla 15: Parámetros central en Culimo. Fuente: Elaboración propia.	92
Tabla 16: Parámetros central Talinay 1. Fuente: Elaboración propia.....	96
Tabla 17: Parámetros central Talinay 2. Fuente: Elaboración propia.....	99
Tabla 18: Parámetros central en Huasco. Fuente: Elaboración propia.....	112
Tabla 19: Constantes para el cálculo de caudales y potencias.....	118
Tabla 20: Volúmenes y desniveles máximos.....	119
Tabla 21: Caudales y potencias máximas.....	120

Tabla 22: Límites en consideración para el diseño de caudales.	121
Tabla 23: Localidades para suministro hídrico y producción de agua.	123
Tabla 24: Centrales objetivo-condicionadas según volumen.	125
Tabla 25: Dimensiones de presas en centrales objetivo.	128
Tabla 26: Características maquinaria reversible embalse Chiotas, Hidroeléctrica Entracque. Fuente: ENEL Green Power.	129
Tabla 27: Características maquinaria reversible embalse Rovina, Hidroeléctrica Entracque: Fuente: ENEL Green Power.	130
Tabla 28: Largo de tuberías de captación.	138
Tabla 29: Largo de tuberías forzadas y de impulsión.	139
Tabla 30: Diámetro, velocidad y caída de presión de tuberías forzadas.	140
Tabla 31: Resumen de costos totales de centrales objetivo.	149
Tabla 32: Resumen presupuesto central Huentelauquén - Puerto Oscuro.	171
Tabla 33: Resumen presupuesto central Corrales.	172
Tabla 34: Resumen presupuesto central Culimo.	173
Tabla 35: Resumen presupuesto central Talinay 1.	174
Tabla 36: Resumen presupuesto central Talinay 2.	175
Tabla 37: Resumen presupuesto central Chungungo 1.	176
Tabla 38: Resumen presupuesto central Chungungo 2.	177
Tabla 39: Resumen presupuesto central Huasco.	178

1 Introducción

1.1 Motivación

Hoy en día, la humanidad está atravesando por un proceso de profundos y complejos cambios sociales, políticos, económicos, tecnológicos, energéticos y climáticos. Es dentro de estos 2 últimos que se ha hecho énfasis durante décadas para lograr un desarrollo sostenible, sustentable y mitigar efectos del cambio climático. Este desarrollo está motivado y tiene como objetivo realizar un cambio dentro de la generación de energía mundial, enfocándose en el uso de energías renovables, que permitan una armonía dentro del progreso humano y el uso de recursos naturales.

Dentro de la crisis climática actual, uno de los principales causantes de esta son las emisiones de CO₂ en el ambiente, provenientes principalmente del uso de combustibles fósiles, los cuáles, a su vez comprenden el 80% de la demanda actual de energía primaria a nivel mundial y dentro del sistema energético es la fuente de aproximadamente 2/3 de las emisiones globales de CO₂ (Elzinga, 2020).

Si bien el consumo energético es el que hace posible que prosperen las actividades socioeconómicas, y así el desarrollo dentro de una nación, se debe tener bien en claro que el creciente consumo compromete la seguridad energética del país, y más aun teniendo en cuenta sus fuentes de energía dominantes. Para el caso de Chile, el consumo de combustibles fósiles alcanza el 70% del consumo total de energía, de los cuáles los principales son el carbón mineral y el gas natural para la generación eléctrica y el uso de combustibles líquidos para el transporte terrestre, y donde, según el balance de GEI (Gases de Efecto Invernadero) al año 2020 es de 84.556 kt CO₂ eq (DatosMacro, 2020).

Un segundo punto por considerar corresponde a la crisis hídrica que se vive, en particular, en la zona del norte grande y chico de Chile, acentuándose cada vez más en regiones centrales del país. Según un estudio del balance hídrico nacional llevado a cabo por investigadores de la Universidad de Chile, la disponibilidad de agua podría bajar hasta un 50% en la zona centro-sur y un 25% en la zona sur para el periodo 2030-2060. Esto basado en la disminución en las precipitaciones anuales, que van entre un 25% y un 29%, la proyección futura del aumento de temperatura (entre 1° y 2.5°) y otros factores a estudiar (como puede ser el cambio de uso de suelo) (ComunicacionesFCFM, 2020).

La generación de energía en base a hidroeléctricas nace como una alternativa sustentable, sin emisiones de gases efecto invernadero, basándose en el uso de la energía hidráulica proveniente de la caída de un caudal de agua (inicialmente como energía potencial). Si bien el uso de hidroeléctricas es ampliamente utilizado en Chile hace varios años, estos proyectos no dejan de considerarse libres de producir impactos ambientales importantes como lo son la alteración de ecosistemas terrestres y acuáticos

de los ríos, impactos en actividades socioeconómicas como la pesca e impactos en comunidades indígenas. Se debe señalar además que no es posible llevar a cabo un proyecto hidroeléctrico convencional en ciertas regiones del país cuando existe una marcada crisis hídrica debido a la falta de ríos o afluentes que contengan un caudal mínimo necesario para la generación eléctrica. Es por esto, que surge la idea del uso de hidroeléctricas a bombeo (PHS por sus siglas en inglés) utilizando agua de mar. Esto permite desligarse de la dependencia de ríos o embalses y utilizar el océano (dado como un recurso pseudo inagotable) como un medio energético. No obstante, el uso de agua salada complejiza bastante los mecanismos utilizados para el bombeo y turbinas generadoras. Es por esto último que surge otro participante dentro del sistema hidroeléctrico: el agua desalinizada.

Hoy en día, Chile está recurriendo a alternativas como la desalinización de agua de mar por parte de las mineras para suplir sus necesidades en usos industriales, o de empresas sanitarias para el consumo humano. Si bien esta tecnología también existe en Chile hace varios años, la producción de agua desalinizada va principalmente destinada al sector de la minería, y tampoco se libra de estar exenta de impactos ambientales, sobre todo en la generación de CO₂ y en el vertido de salmuera hacia el océano, donde este último afecta a la biota marina al modificar la salinidad, temperatura y contaminantes de la zona.

Hoy en día no existen proyectos operativos en el país que involucren el agua desalinizada para el sector energético y esto es entendible ya que el mismo proceso de desalinizar agua consume una cantidad significativa de energía, por lo que surge el concepto del uso de ERNC.

El uso de Energía Renovables No Convencionales (ERNC) es clave dentro de los 2 tópicos mencionados anteriormente. Esto considera el uso de energía solar y eólica, ambas muy presentes en el norte de Chile, para el proceso de generación energética que involucra la desalinización del agua y el sistema de bombeo de la hidroeléctrica. Cabe destacar que estas energías son bastante inestables para lograr una dependencia en la matriz energética del país. No obstante, si son una gran alternativa para ambos sistemas, ya que, al ser de menor escala, es posible adaptarlos a lo que indique la naturaleza (aprovechamiento de días soleados o días ventosos).

Además de lo anterior, es clave considerar a la sociedad como un factor dentro del proceso de generación energética y producción de agua desalinizada. Es por esto que se considera en el mismo contexto de producir agua para la hidroeléctrica, el abastecimiento de agua para comunidades rurales con escasez hídrica. Es necesario involucrar dentro de un proyecto hídrico a la comunidad cuando se está pasando por un proceso de sequía, sobre todo a sectores dependientes del servicio de aguas potables rurales (APRs), manteniendo así una actividad que genere beneficios sociales, económicos, energéticos y políticos, mediante procesos participativos, inclusivos propendiendo a la sustentabilidad de los proyectos.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Estudiar y definir las obras principales y anexas de una planta hidroeléctrica a bombeo a nivel de ingeniería conceptual, usando agua desalinizada y haciendo uso de ENRC, procurando utilizar las instalaciones para abastecimiento de agua potable a comunidades rurales.

1.2.2 Objetivos específicos

- a) Revisar bibliografía pertinente al tema con experiencias semejantes
- b) Analizar diversas alternativas de sitios en la costa norte de Chile, principalmente la IV región de Coquimbo, susceptibles para instalar una planta hidroeléctrica a bombeo.
- c) Elegir 3 sitios y diseñar, para cada uno de ellos, a nivel de ingeniería conceptual, las instalaciones necesarias para una central hidroeléctrica a bombeo, con su correspondiente planta desalinizadora.
- d) Diseñar, a nivel de ingeniería conceptual, la matriz o sistema de producción y entrega de agua desalinizada, a las comunidades rurales próxima a la planta hidroeléctrica.

1.3 Alcances

Son propuestas las siguientes actividades realizadas durante el trabajo:

- a) Abordar la bibliografía disponible sobre centrales a bombeo, usando agua de mar desalinizada.
- b) Sobre la base de la información disponible, estudiar alternativas de sitios susceptibles para instalar centrales a bombeo.
- c) Definir 3 sitios en la costa de la IV región de Coquimbo, particularmente de la provincia de Limarí, para proponer la instalación de centrales a bombeo.
- d) Vincular esos sitios a zonas rurales deficitarias de agua potable, definiendo a nivel de ingeniería conceptual, los trazados y obras principales para abastecimiento de agua a localidades rurales, o centros de almacenamiento.
- e) Estudiar alternativas de capacidades de las 3 centrales a bombeo.
- f) Determinar las capacidades finales de las centrales a bombeo y la posibilidad que las instalaciones puedan ser usadas también como fuente de abastecimiento de agua desalinizada para agua potable, acumulándola en sistemas de almacenamiento, como embalses sustentables.

2 Energía en Chile

En el presente capítulo se proceden a definir ciertos términos necesarios para la comprensión del uso energético en Chile, cuáles son las energías en las que se basa la matriz energética chilena, el mercado eléctrico nacional y un resumen sobre políticas sustentables nacionales e internacionales consideradas relevantes para proyectos hidroeléctricos dentro del país.

2.1 Matriz Energética Chilena

La matriz energética se define como las distintas fuentes de energías de las que dispone cada país para su consumo energético en un cierto periodo de tiempo. De esta forma se pueden definir matrices primarias y secundarias según sea la obtención de dicho recurso.

- Matriz energética primaria: Corresponde a la participación de los recursos energéticos capturados directamente de fuentes en su estado natural sin sufrir ningún tipo de transformación. Ejemplos de esto son la energía hidráulica, solar, eólica, leña y combustibles vegetales. También se incluyen aquellas obtenidas mediante un proceso de extracción como el petróleo, carbón mineral y geoenergía. El consumo total de la matriz energética primaria en Chile al año 2019 ascendió a 345.647 Tcal¹ según el Ministerio de Energía [Figura 2].

De la matriz energética primaria, los recursos fósiles (petróleo crudo, carbón mineral y gas natural) son los que concentran el 68% del total, mientras que el resto corresponde a energía renovable (biomasa, solar, eólica y de origen hídrico) [Figura 1].

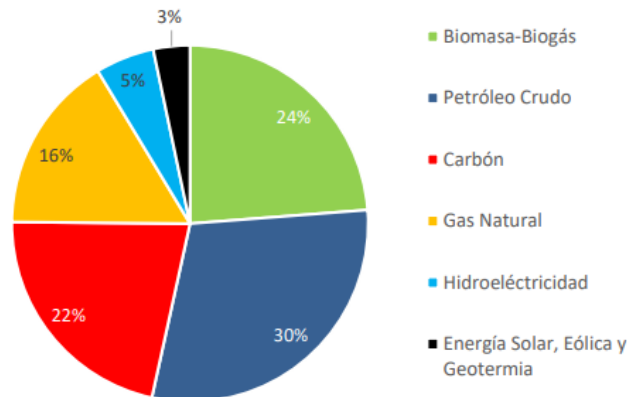


Figura 1: Distribución porcentual de la matriz energética primaria según tipo de energía. Fuente: Informe Balance Nacional de Energía 2019.

¹ Tcal = Teracalorías = 10⁹ Kcal

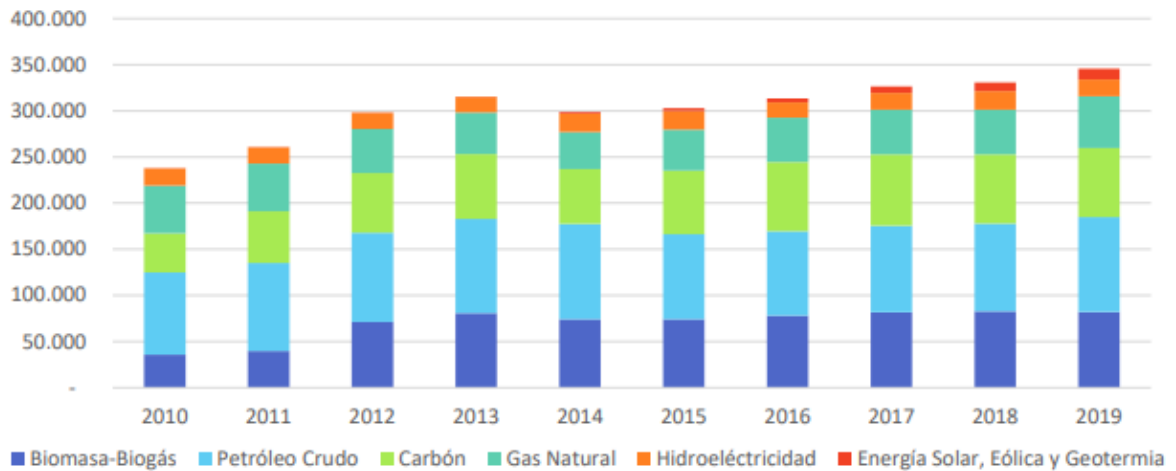


Figura 2: Matriz energética primaria desde 2010 a 2019 en Tcal. Fuente: Informe Balance Nacional de Energía 2019.

- Matriz energética secundaria:** Corresponde a la participación que tienen los recursos energéticos en el consumo total obtenidos de la transformación de energía de origen primario. Por ejemplo, electricidad, productos petroleros secundarios, derivados del carbón, derivados de la biomasa o biocombustibles. En primera instancia, es necesario definir otro concepto que alude a la transformación de la matriz energética secundaria, los centros de transformación (CTR). Los CTRs son las instalaciones en donde se procesa la energía para obtener productos energéticos secundarios con características específicas para ser consumidas. Para el Balance Nacional de Energía se consideran las siderurgias, refinerías de petróleo y centrales generadoras de electricidad, siendo esta última la más relevante del sistema, con una participación en la generación eléctrica de un 58% (se incluyen las empresas auto generadoras de electricidad) [Figura 3].

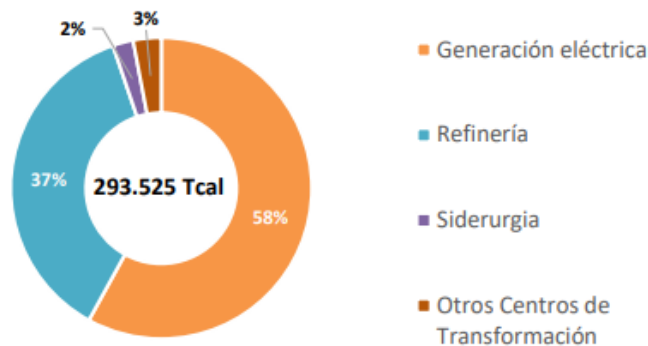


Figura 3: Distribución porcentual según el total de CTRs. Fuente: Informe Balance de Energía 2019.

La matriz energética secundaria en Chile al año 2019 alcanzó 301.629 Tcal, destacando los derivados del petróleo (58%) y electricidad (22%) como sus principales componentes [Figura 4].

También cabe destacar los sectores que más demandaron energía durante 2019, los cuáles fueron principalmente el transporte (37%) y la industria (22%) [Figura 5].

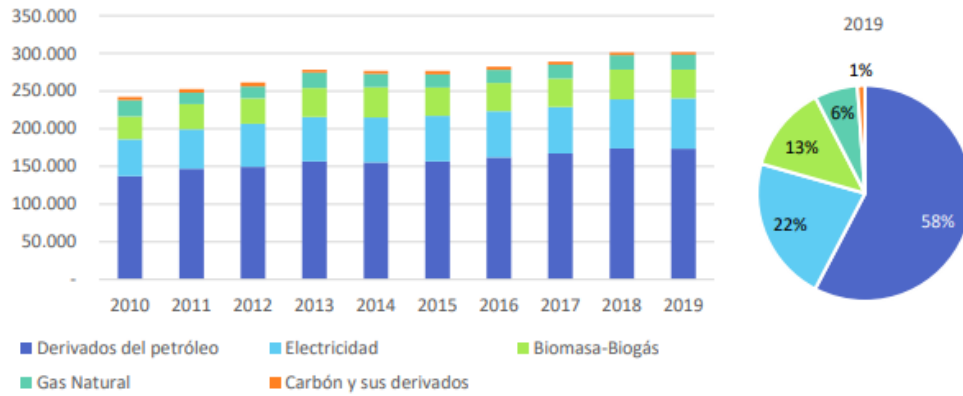


Figura 4: Distribución de la matriz energética secundaria según tipo de energía. Fuente: Informe Balance Nacional de Energía 2019.

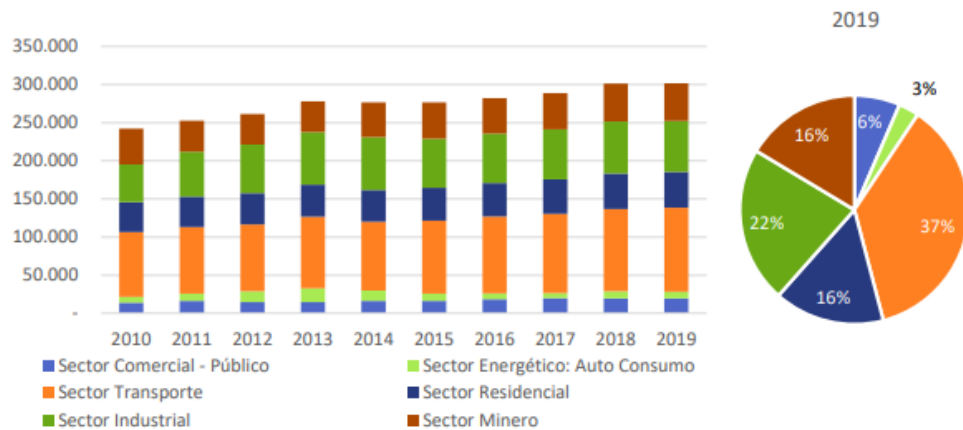


Figura 5: Distribución de la matriz energética secundaria según sector de uso. Fuente: Informe Balance Nacional de Energía 2019.

Mientras que los sectores que más consumieron energía eléctrica al año 2019 corresponden al sector minero (35%) e industrial (26%), donde se destaca el consumo por región a la Región Metropolitana y Región de Antofagasta [Figura 6 y 7].

Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada

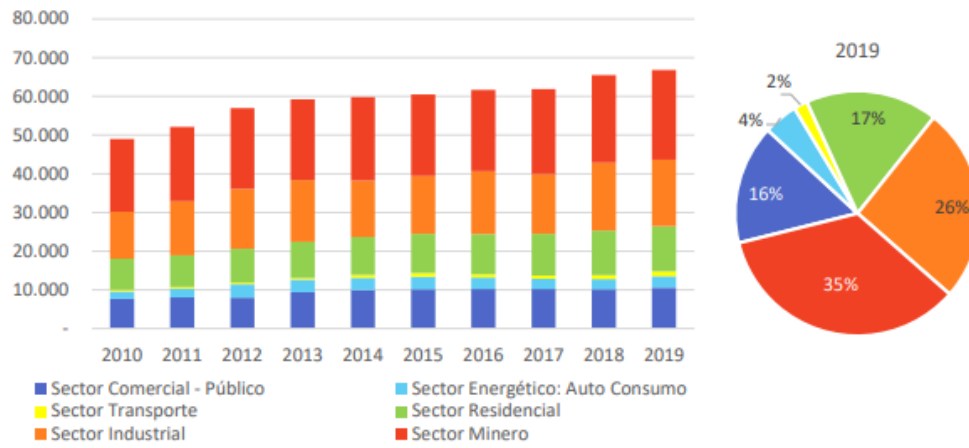


Figura 6: Distribución del consumo eléctrico según sector de uso. Fuente: Informe Balance de Energía 2019.

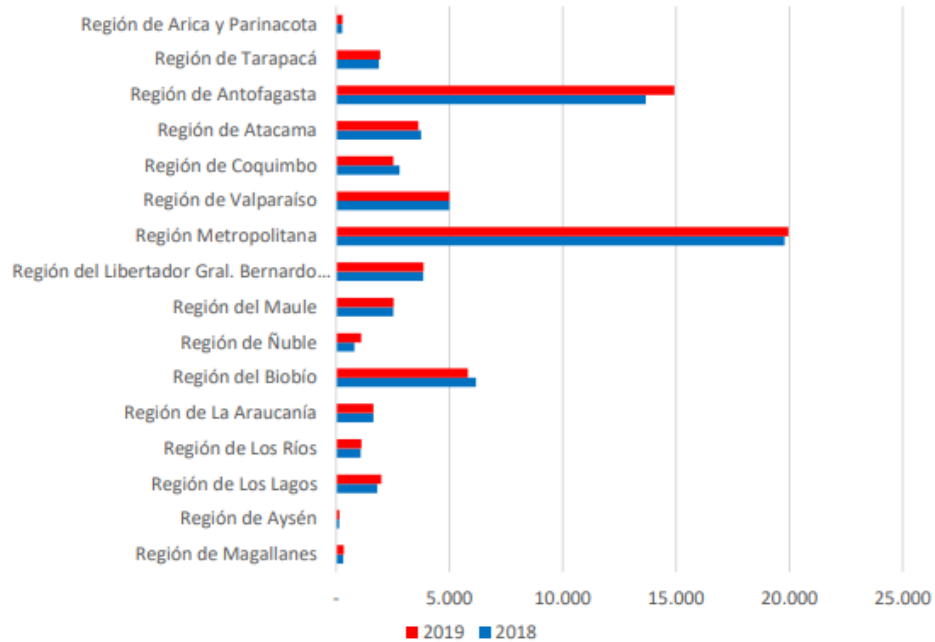


Figura 7: Distribución del consumo eléctrico por región. Fuente: Informe Balance de Energía 2019.

2.2 Mercado Eléctrico Nacional – Capacidad instalada

Para comprender la capacidad eléctrica instalada dentro del mercado eléctrico nacional, se deben definir los 3 sistemas en los que se divide el mercado eléctrico de Chile continental y su capacidad instalada al año 2022. Estos 3 sistemas independientes entre sí son el Servicio Eléctrico Nacional (SEN), el Servicio Eléctrico de Aysén (SEA) y el Servicio Eléctrico de Magallanes (SEM). Se debe acotar que no se incluye la generación eléctrica de Chile insular (Isla de Pascua e Isla Robinson Crusoe) la cual se basa principalmente en el uso de grupos electrógenos o moto generadores a diésel.

A la fecha de abril 2022 se tiene una capacidad total instalada de 29.380 MW distribuidos según lo observable en la Tabla 1 y Figura 8 [Datos obtenidos de Energía Abierta].

Tabla 1: Distribución de la capacidad eléctrica total instalada por sistema eléctrico. Fuente: Energía Abierta.

Sistemas Eléctricos	MW	Porcentaje
SEN	29.198,00	99,38%
SEM	116,00	0,39%
SEA	66,00	0,22%
Total	29.380,00	100%

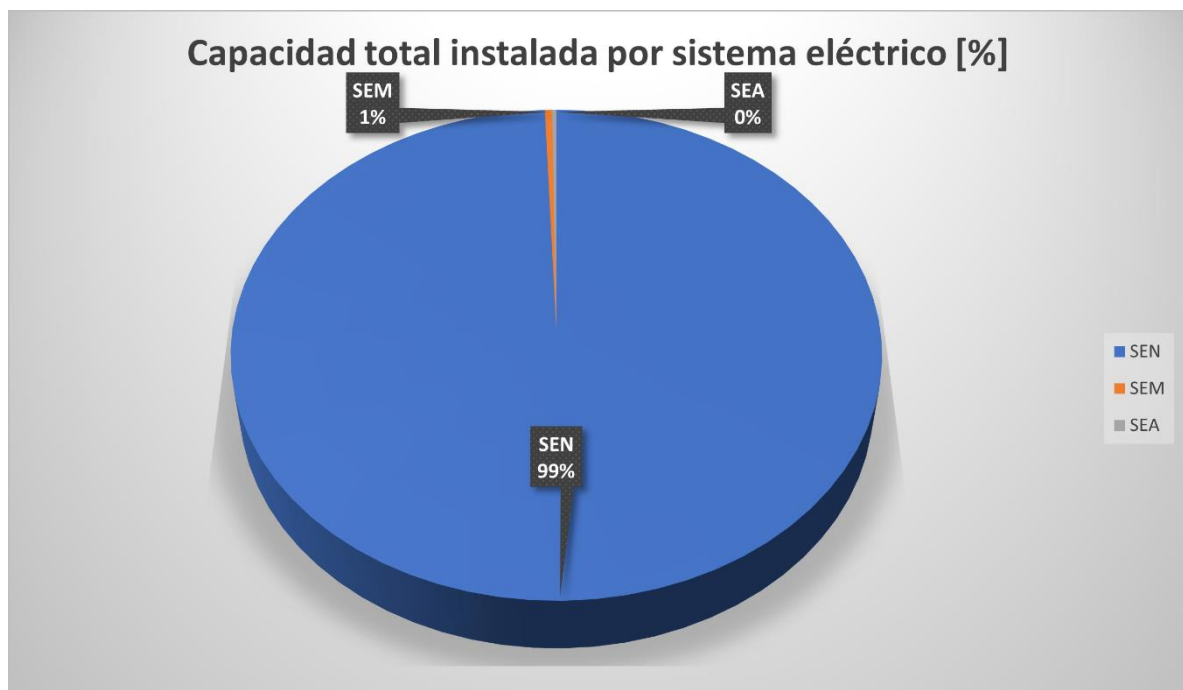


Figura 8: Capacidad total instalada por sistema eléctrico. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2: Distribución de la capacidad eléctrica total instalada por tipo de energía. Fuente: Energía Abierta.

Tipo de Energía	MW	Porcentaje
Solar-PV	5.016,67	17,08%
Carbón	4.641,27	15,80%
Petróleo Diesel	4.230,96	14,40%
Gas Natural	3.902,32	13,28%
Eólica	3.720,18	12,66%
Hidráulica de Embalse	3.381,42	11,51%
Hidráulica de Pasada	3.286,39	11,19%
Mini Hidro	613,87	2,09%
Biomasa	438,68	1,49%
Solar-CSP	108,27	0,37%
Geotérmica	39,70	0,14%
Total	29.379,73	100,00%

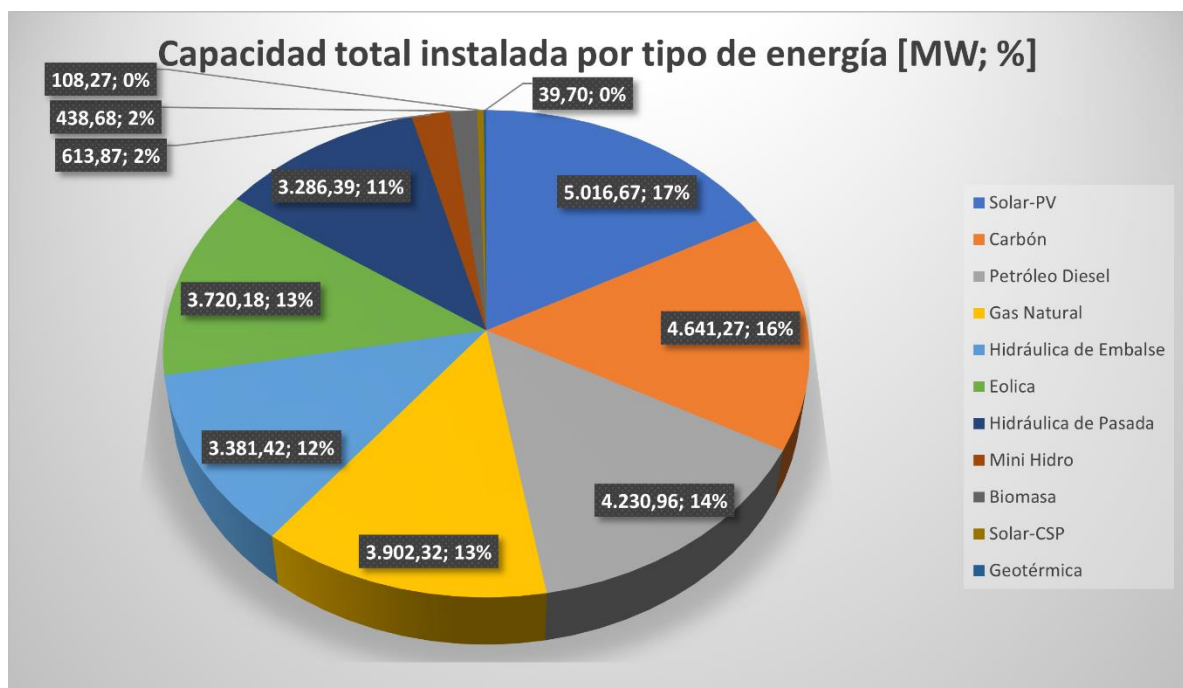


Figura 9: Capacidad total instalada por tipo de energía. Fuente: Elaboración propia.

2.2.1 Servicio Eléctrico Nacional (SEN)

Este sistema conecta a las centrales generadoras, transmisión y distribución que se encuentran entre la región de Arica y Parinacota (ciudad de Arica) y la región de Los Lagos (Isla Grande de Chiloé). Este sistema fue creado en 2017 y está compuesto por el antiguo Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Esta unión de sistemas fue realizada para aprovechar de mejor manera el recurso eléctrico, aprovechando la disponibilidad de energía y menores pérdidas en el

transporte, acotando que un sistema interconectado es más eficiente e induce en una rebaja de los costos que harían descender la tarifa final.

El SEN a abril de 2022 posee una capacidad de 29.198 MW, de donde se destaca considerablemente la energía solar en base a paneles fotovoltaicos (solar-PV) por sobre la energía en base a combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas).

Tabla 3: Distribución de la capacidad eléctrica del SEN por tipo de energía. Fuente: Energía Abierta.

Tipo de Energía	MW	Porcentaje
Solar-PV	5.016,67	17,18%
Carbón	4.641,27	15,90%
Petróleo Diesel	4.174,60	14,30%
Gas Natural	3.805,02	13,03%
Eólica	3.714,51	12,72%
Hidráulica de Embalse	3.381,42	11,58%
Hidráulica de Pasada	3.286,39	11,26%
Mini Hidro	591,23	2,02%
Biomasa	438,68	1,50%
Solar-CSP	108,27	0,37%
Geotérmica	39,70	0,14%
Total	29.197,76	100,00%

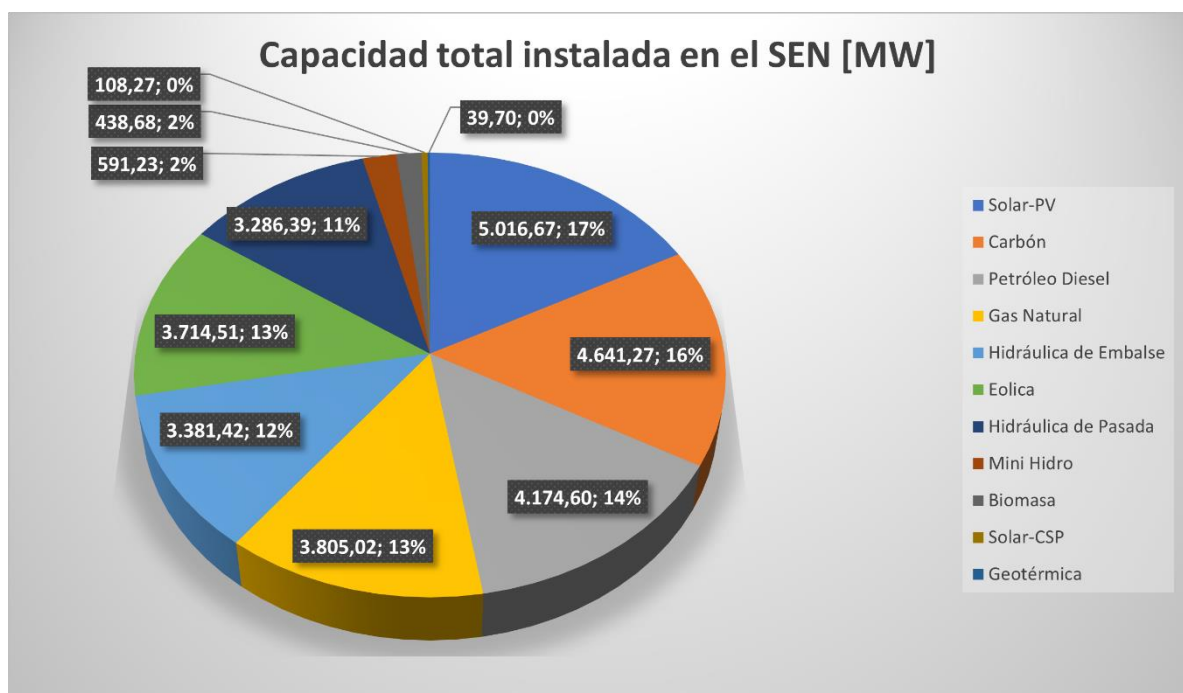


Figura 10: Capacidad total instalada en el SEN. Fuente: Elaboración propia.

2.2.2 Servicio Eléctrico de Aysén (SEA)

Corresponde al sistema que se encarga de abastecer eléctricamente a la región de Aysén. SEA a abril de 2022 posee una capacidad total de 66 MW, de donde se observa que la mayor cantidad de la generación eléctrica proviene del petróleo Diesel.

Tabla 4: Distribución de la capacidad eléctrica del SEA por tipo de energía. Fuente: Energía Abierta.

Tipo de Energía	MW	Porcentaje
Petróleo Diesel	40,27	60,99%
Mini Hidro	22,64	34,29%
Eólica	3,12	4,73%
Total	66,03	100,00%

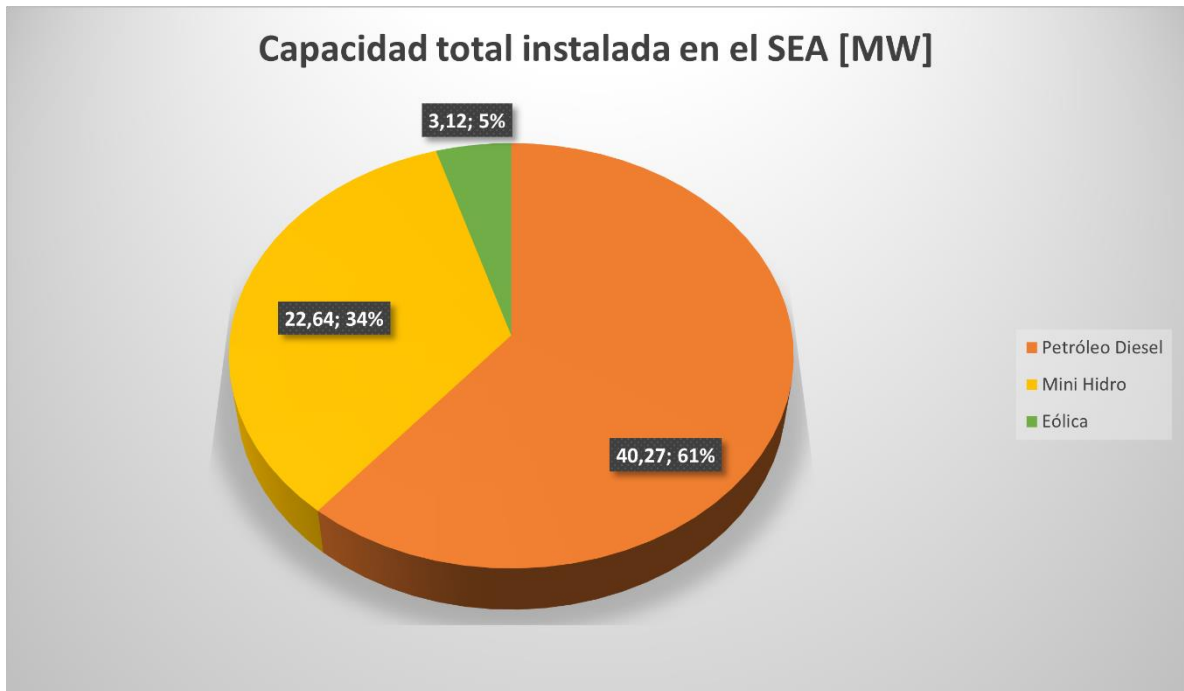


Figura 11: Capacidad total instalada en el SEA. Fuente: Elaboración propia.

2.2.3 Servicio Eléctrico de Magallanes (SEM)

Corresponde al sistema que se encarga de abastecer eléctricamente a la región de Magallanes y de la Antártica Chilena. El SEM a abril de 2022 tiene una capacidad total de 116 MW, donde la principal fuente de generación eléctrica es el gas natural.

Tabla 5: Distribución de la capacidad eléctrica del SEM por tipo de energía. Fuente. Energía Abierta.

Tipo de Energía	MW	Porcentaje
Gas Natural	97,3	83,92%
Petróleo Diesel	16,09	13,88%
Eólica	2,55	2,20%
Total	115,94	100,00%

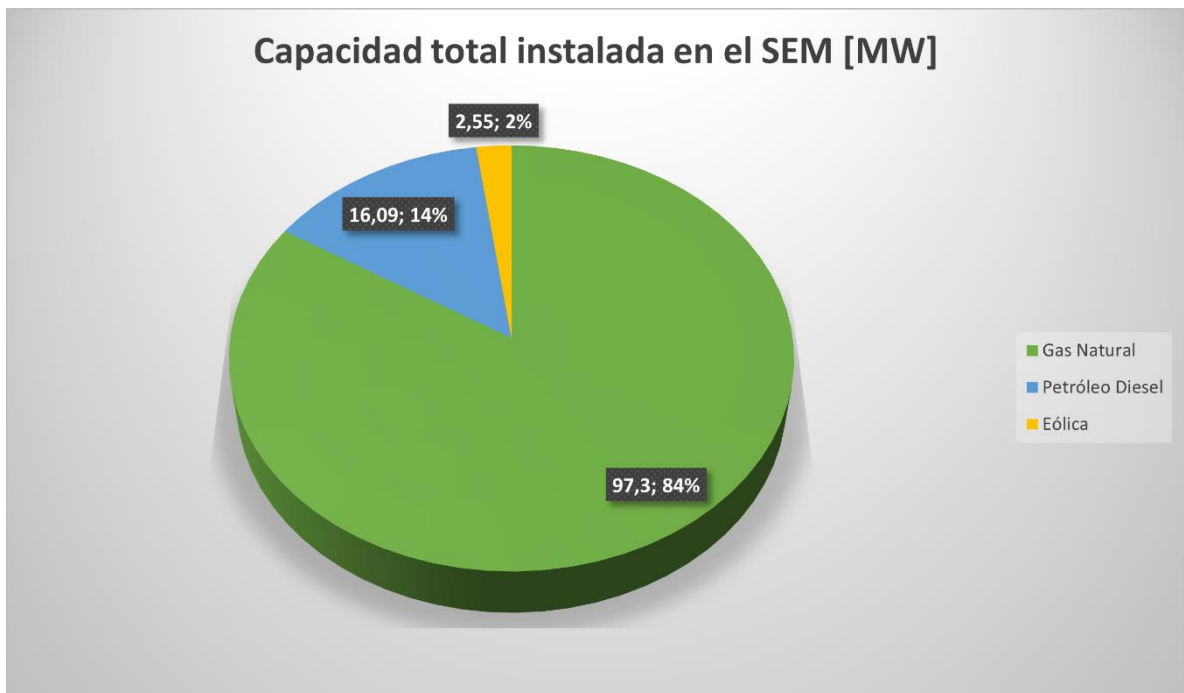


Figura 12: Capacidad total instalada en el SEM. Fuente: Elaboración propia.

2.3 Sustentabilidad Nacional

Para definir la sustentabilidad como tal, es necesario recurrir a los orígenes del uso de esta palabra y cuál es la visión que se entrega al incluirlo dentro de las políticas nacionales, internacionales y marcos legales. Es debido a esto que se van a incluir variadas definiciones acuñadas por diferentes organizaciones a lo largo de los años.

Sustentabilidad:

- Proceso que busca encontrar el equilibrio entre el medioambiente y el uso de recursos naturales. Definición dada por Centro del Cambio Global y Sustentabilidad, utilizada en la Agenda 21 en la Cumbre de la Tierra de Rio de Janeiro 1992.
- Desarrollo del sistema humano para satisfacer las necesidades de generaciones actuales y dejar recursos y oportunidades para el crecimiento y desarrollo de las generaciones futuras. Definición según World Commission on Environment and Development.
- Lograr prosperidad económica sostenida en el tiempo, protegiendo a los sistemas naturales del planeta y a la alta calidad de vida humana.
- Relación entre la naturaleza, recursos para la raza humana y sus necesidades biológicas, económicas y sociales.
- Sustentabilidad energética: equilibrio entre seguridad energética, sustentabilidad ambiental y equidad social.

Igualmente es necesario hacer énfasis en lo que significa desarrollo sostenible. Este involucra la sustentabilidad económica, ecológica, energética, social, cultural y científica. Involucra aspectos como la reducción de la pobreza, el respeto por los derechos humanos, el cambio en conductas humanas no sostenibles, la producción y consumo, la viabilidad económica a largo plazo, la protección y gestión de recursos naturales y gestión medioambiental responsable.

Para que Chile logre un desarrollo sostenible, el gobierno ha promulgado diversas políticas sustentables, se ha vinculado a varios tratados internacionales (multilaterales y bilaterales) y ha asistido a encuentros internacionales a favor de incluir proyectos sustentables para cada país. Es en este punto que se procede a explicar ciertas políticas y acuerdos que involucran los puntos claves de este trabajo; generación y gestión en el uso energético en Chile, efectos mitigadores del cambio climático y sequía hídrica.

2.3.1 Energía 2050, Política Energética de Chile 2015 y Hoja de Ruta 2050

Esta política busca diseñar y ejecutar una política energética de largo plazo que cuente con validación social, política y técnica. Tiene como objetivo plantearse 2 horizontes; uno a corto plazo y que busca trabajar con estándares, política y regulaciones que garanticen factibilidad técnica y sustentabilidad de la matriz energética. El horizonte a mediano-largo

plazo es discutir aspectos estratégicos y tecnológicos que logren definir la matriz energética a usar con perspectiva a 2050.

Para esto, un comité consultivo (dirigido por el ex ministro de energía Máximo Pacheco) generó la propuesta de “Hoja de Ruta 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva en Chile”, la cual contiene los elementos necesarios para conducir la política energética a largo plazo.

Para el desarrollo de ambos elementos (Hoja de Ruta 2050 y Energía 2050), la política energética se basa en 4 pilares principales:

- Seguridad y Calidad del Suministro: Avance en seguridad y flexibilidad a nivel de producción centralizada. Busca contar con una producción descentralizada y gestión activa de la demanda energética. También contar con planes de gestión de riesgo y emergencias energéticas (resiliencia y confiabilidad de la matriz). Se aspira a una interconexión energética del continente sudamericano a 2035.
- Energía como Motor de Desarrollo: Desarrollo energético inclusivo, acceso equitativo a la energía, coordinación territorial y precios que favorezcan la competitividad. Se busca una asociatividad que permita mejorar la calidad de vida e impactar positivamente a las personas de localidades donde se emplazan los proyectos. Acceso universal y equitativo a servicios energéticos modernos, confiables y asequibles. Planes energéticos regionales con ordenamiento territorial regional y comunal que incorporen los lineamientos de la Política Energética. Se busca posicionar a Chile entre los 3 países OCDE² con menores precios promedio de suministro eléctrico a 2050 (residencial e industrial).
- Energía Compatible con el Medioambiente: Implementar medidas para que las energías renovables constituyan el 60% a 2035 y el 70% en la generación eléctrica a 2050. Liderazgo de nivel mundial en energía solar. Regulación que declare a la biomasa forestal como combustible sólido. Recambio de calefactores y calefacción colectiva en zonas saturadas o latentes. Bajar índices de carbono a un 30% de reducción de intensidad de emisiones GEI al 2030 (mediante compromisos internacionales). Revisar, perfeccionar y mejorar el marco regulatorio acorde a prácticas internacionales.
- Eficiencia y Educación Energética: Implementar un marco jurídico adecuado que permita fomentar el uso eficiente de la energía. Distribución de información sistematizada y creación de una institucionalidad robusta en sectores intensivos en el consumo energético para lograr una avanzada cultura energética. Que los sectores de grandes consumidores, minero, industrial y sobre todo de transporte hagan uso eficiente de su energía a 2035. Edificaciones con estándares OCDE de construcción eficiente.

² OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.

2.3.2 Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2021 o COP26

Corresponde a un programa de la ONU (Organización de las Naciones Unidas) que busca reunir a representantes de 190 países y donde se fijan objetivos internacionales para la mitigación de los efectos del cambio climático, cuidado del medioambiente, entre otros.

La COP26 fue celebrada del 31 de octubre al 12 de noviembre del 2021 en Glasgow, Reino Unido. El objetivo de esta conferencia fue acelerar la acción climática para el cumplimiento del Acuerdo de París, donde los puntos principales son actualizar las metas internacionales de reducción de carbono a 2030 y reducir gradualmente el uso del carbón como fuente de energía (Compromiso Global del Metano).

Los representantes de Chile en la COP26 fueron el ministro de Energía y Minería Juan Carlos Jobet y el vicepresidente ejecutivo de la Corporación AES, Bernerd Da Santos.

Lo puntos expuestos por el ministro fueron los siguientes:

- Retirar a 2040 la producción a carbón, descarbonizando la matriz energética.
- Ser un país carbono neutral a 2050 siguiendo las pautas de la Agenda 2050 (o Energía 2050).
- Una matriz energética 100% renovable a 2050 y 80% renovable a 2030.
- Hay que considerar que la sequía hídrica no permite mucha generación hidroeléctrica.
- Gran aumento en energía solar y eólica.
- Almacenamiento de energía solar y eólica mediante baterías, permitiendo limpiar la matriz energética.
- Uso de baterías, concentración solar de potencia y almacenamiento por aire comprimido.

Mientras que los puntos expuestos por la corporación AES fueron los siguientes:

- Mayor instalación de sistemas de almacenamiento de energía con baterías de iones de litio, consideradas estables y flexibles.
- En 2009 se instala en Chile el primer almacenamiento mediante sistema de baterías de litio en Antofagasta (exponiendo que ya existe experiencia del tema en Chile).
- Capacidad de almacenamiento de 3 MWh por batería. Actualmente son 63 MWh en almacenamiento en Chile.
- Virtual Reservoir: Sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías instalado en la central hidroeléctrica Alfalfal I, con una capacidad de 50 MWh.
- Baterías a centrales hidroeléctricas de pasada, solares y eólicas.

2.3.3 Plan Sequía

Corresponde a un plan de emergencia anunciado en 2021 y comenzado a implementarse a principios de 2022 que busca aumentar la disponibilidad de agua y mejorar la eficiencia en su uso, donde su objetivo principal es asegurar el abastecimiento para el consumo y la producción de alimentos. Este plan se enmarca como una necesidad de abordar las problemáticas y desafíos en el ámbito de la sequía hídrica cada vez más acentuada. Dentro de este contexto es que ya se han declarado en Emergencia Agrícola por Déficit Hídrico a 226 comunas del país y se han debido firmar 21 decretos de escasez hídrica que afectan a 184 comunas (a diciembre 2021, 170 comunas a abril 2022).

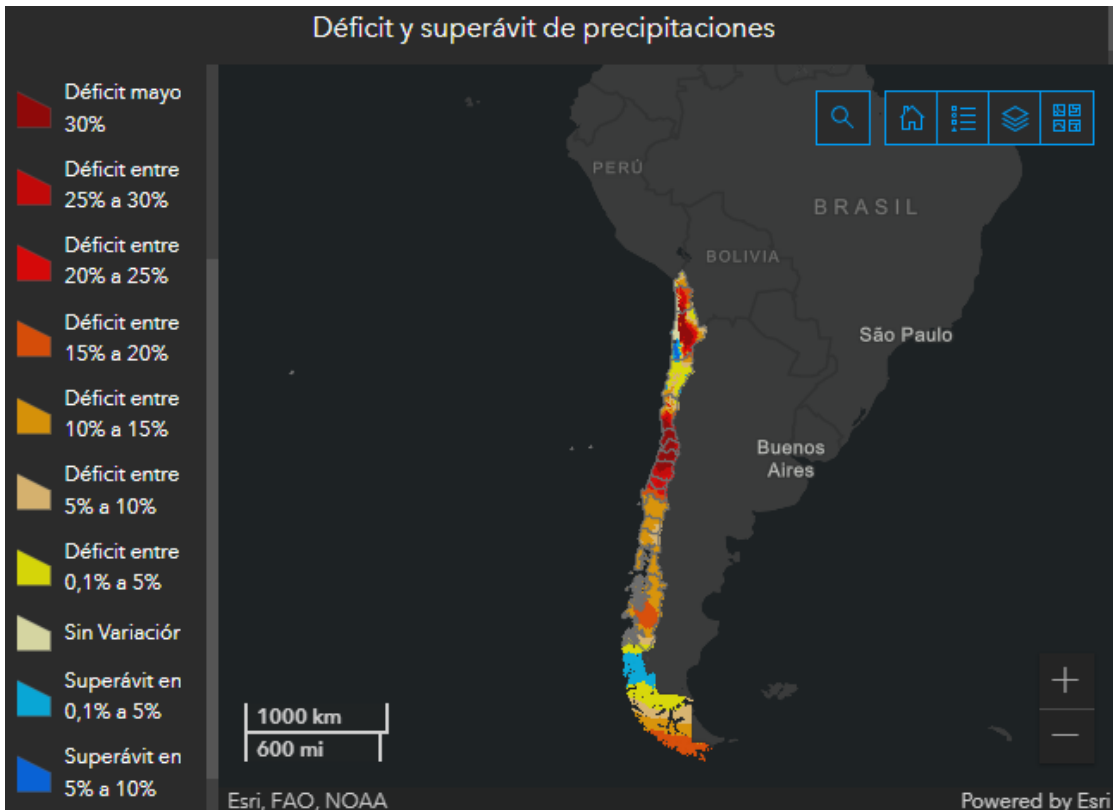


Figura 13: Comunas con déficit de agua en Chile a 2022. Fuente: sequia.visorterritorial.cl.

Dicho plan de emergencia contempla 4 ejes principales para el cumplimiento de sus objetivos:

- Uso de agua desalada: Para lograr aumentar la disponibilidad de agua, se dará un fuerte impulso a la desalación de agua, especialmente a las regiones de Coquimbo y Valparaíso. Además, a finales de 2021 entró en operación la primera planta desalinizadora estatal en la región de Atacama y que abastece a las comunas de Caldera, Copiapó, Chañaral y Tierra Amarilla. Actualmente se están construyendo 3 proyectos de plantas desalinizadoras en las regiones de Tarapacá, Antofagasta y Coquimbo, además de 3 proyectos en proceso de calificación ambiental.

- Tecnificación de riego para la producción de alimentos: Se implementa una mayor inversión en obras de riego como construcción de sistemas de regadío, tranques, pozos, canales, etc. Con una inversión que asciende a más de US\$ 400 millones. Se impulsa el Plan de Embalses Priorizados que construirá 26 embalses a lo largo del país. Además, se creará un fondo especial de sequía y un fondo de investigación estratégica en sequía.
- Agua potable rural: Aumento en los recursos para las familias que se abastecen mediante sistemas comunitarios de agua potable rural, ampliando el programa de Agua Potable Rural (APR) del Ministerio de Obras Públicas (MOP) en un 21%, aumentando a 2.239 sistemas de APR, beneficiando a 645 mil familias. Además, se implementa una mayor inversión de 650 millones de dólares para 2021-2022.
- Uso eficiente del agua en ciudades: Se sancionarán los usos no responsables de agua en los periodos de extrema sequía mediante ordenanzas municipales (ej. Riego de jardines durante el día, riego por tendido de parques y plazas, lavado de autos con manguera, entre otros). Sistema de tarificación por bloques y ampliar el castigo por el sobreconsumo. Prohibición de descargas de aguas residuales vertidas al mar por emisarios submarinos con tratamientos primarios, es decir, las empresas tendrán la obligatoriedad de realizar un tratamiento secundario para que las aguas residuales tengan un uso posterior. Reducir las pérdidas de agua en las redes de distribución por parte de las empresas sanitarias.

2.4 Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Para comprender las energías renovables no convencionales, se debe definir en primera instancia a las energías renovables; estas son aquellas que provienen de fuentes consideradas como inagotables y su principal característica es que no se consumen (a una escala de tiempo humana) en sus procesos de transformación y aprovechamiento, ya sea por poseer una cantidad inmensurable de energía o porque son capaces de regenerarse en el tiempo. Estas energías se pueden catalogar en convencionales o no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y su predominancia en los mercados energéticos presentes.

Dentro de las energías renovables convencionales se encuentra la energía hidráulica a gran escala (de embalse y de pasada). Por otra parte, las energías renovables no convencionales dentro del ámbito nacional son la solar, eólica, mini hidro, mareomotriz y, dependiendo de su forma de explotación, también se considera la energía geotérmica, biomasa y biogás. Cabe señalar que, dada la entrada y establecimiento en el mercado energético de algunas de las energías anteriormente señaladas, es posible que en algún momento se cataloguen como convencionales.

La ley 20.257 o Ley ERNC establece como definición de los medios de generación que incorporan recursos renovables no convencionales a:

- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable de origen vegetal o animal, y que cumplan los requisitos establecidos en el reglamento.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal, la que se obtiene del calor natural de la tierra, que puede ser extraída del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida en forma directa de la radiación solar.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes.
- Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión Nacional de Energía, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.
- Instalación de cogeneración eficiente: Instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.

Dentro de este trabajo se debe señalar la importancia de las ERNC debido a que, a priori, en el diseño conceptual de la hidroeléctrica a bombeo y la planta desalinizadora, se involucran energías renovables no convencionales dentro de su etapa operativa, enfocándose principalmente en el uso de la energía eólica y solar. Esto se realiza para integrar una matriz renovable en el consumo energético de dichas instalaciones, y es por esto mismo que se procede a profundizar en la energía eólica y solar.

2.4.1 Energía eólica

La energía eólica es la obtenida a través del aprovechamiento de la energía cinética proveniente de las masas fluctuantes de aire. Esta energía es usada para generar electricidad, donde el principal medio para obtenerla es mediante turbinas eólicas o aerogeneradores. Dicho generador posee unas aspas que transforman la energía cinética del viento en energía mecánica y las cuales se orientan automáticamente para

así aprovechar al máximo el viento. Las aspas o hélices se apoyan en el buje que hace rotar un eje (lento) a la misma velocidad que las aspas (entre 7 a 12 revoluciones por minuto). El eje lento está conectado a un multiplicador que transfiere el movimiento al eje rápido, que gira hasta 1.500 rpm. Este eje rápido se conecta a un generador que transforma la energía cinética del eje en electricidad mediante un rotor. La corriente (alterna) es transportada hasta la base del aerogenerador hasta un transformador que eleva la tensión para luego ser transportada mediante cables subterráneos hasta la subestación eléctrica, la cuál es el punto de convergencia de todos los aerogeneradores, que en su conjunto conforman el parque eólico. Finalmente, la subestación aumenta nuevamente la tensión mediante transformadores e incorpora la corriente a la red eléctrica (Acciona).

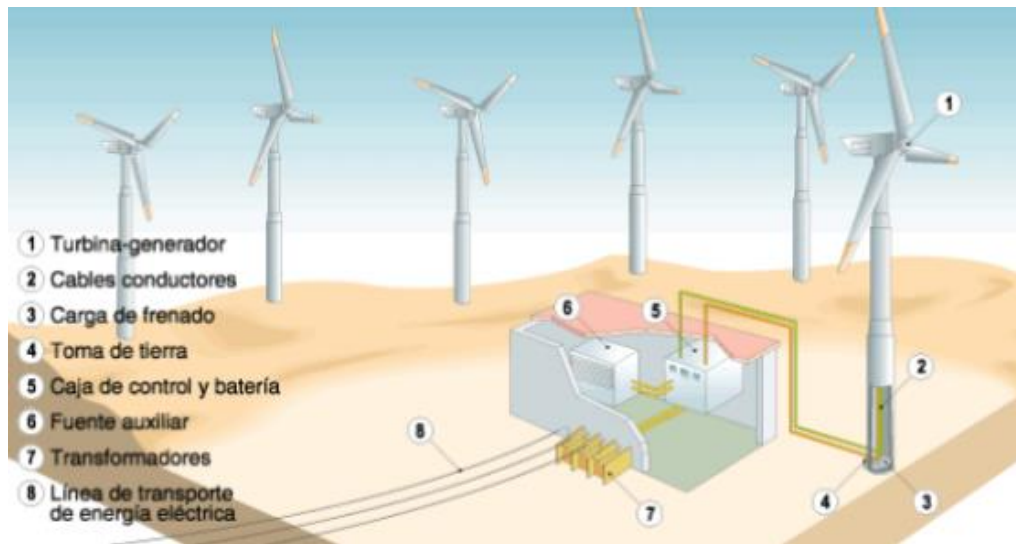


Figura 14: Elementos de una central eólica. Fuente: Villagrán 2017.

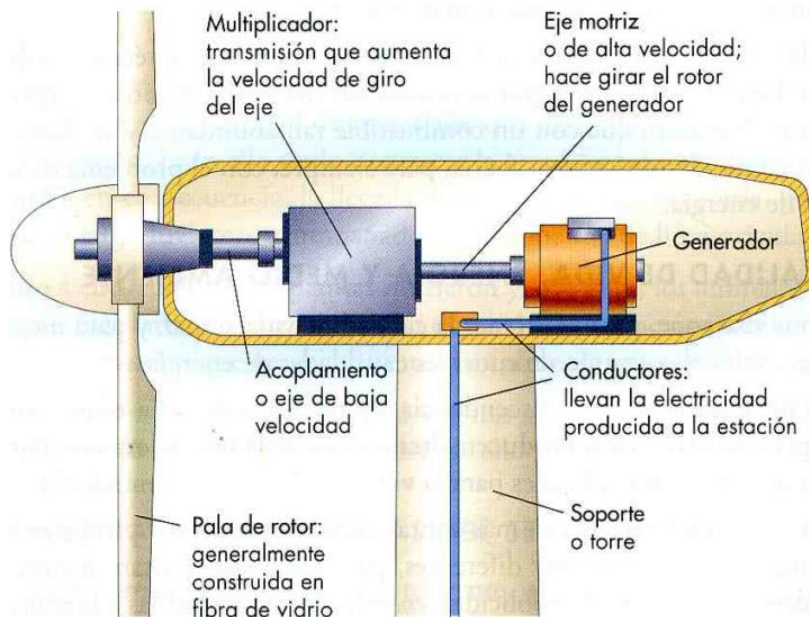


Figura 15: Esquema del mecanismo de un aerogenerador. Fuente: Menna. ComoFunciona.

Las centrales eólicas se pueden clasificar según 3 criterios; la orientación de las turbinas (vertical/horizontal), lugar de instalación de los aerogeneradores (en tierra/en mar) y según su conectividad a la red (conectada/no conectada). A continuación, se diferencian las turbinas verticales de las horizontales (Generadoras):

- **Aerogeneradores con turbina horizontal:** Poseen su eje de rotación paralelo al suelo, suelen tener 3 aspas y los sistemas más altos alcanzan hasta 50 metros. Estas centrales son los más populares en Chile y el mundo (como las que se observan en las Figuras 14 y 15).
- **Aerogeneradores con turbina vertical:** Las turbinas poseen un eje de rotación perpendicular al suelo y dependiendo de la forma que tenga la turbina se clasifican en Darrieus (2 o 3 arcos), panemona (4 arcos o más semicírculos) o Savonius (2 o más filas de semicilindros).

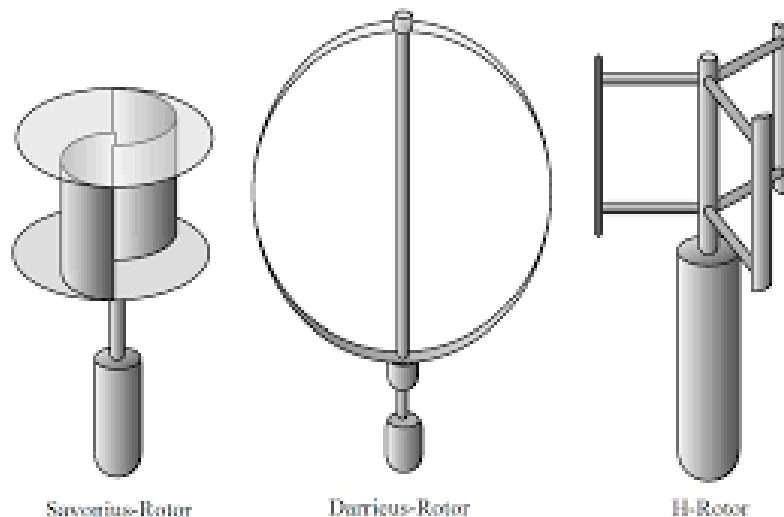


Figura 16: Aerogeneradores con turbina vertical. En orden: rotor Savonius, rotor Darrieus y rotor panemona o tipo H. Fuente: Del Río Sánchez.

Los aerogeneradores poseen una potencia nominal entre 2 a 6 MW, dependiendo del modelo. En Chile a abril de 2022, se tiene una capacidad eólica instalada de 3.720,2 MW que corresponden al 12,66% de penetración en el sistema eléctrico.

Actualmente se cuenta con 37 parques eólicos operativos a lo largo de todo Chile, siendo el de mayor capacidad el Parque Eólico San Juan en Freirina, Atacama con 193 MW de potencia instalada.

2.4.2 Energía solar

La energía solar es aquella que utiliza la radiación electromagnética del sol para la generación de energía eléctrica y la cual puede ser aprovechada según dos propiedades: la luz del sol (energía solar fotovoltaica PV) o el calor del sol (energía termo solar de concentración CSP) (Generadoras):

- **Sistemas fotovoltaicos (PV):** La generación de energía se realiza a través de paneles fotovoltaicos o solares que captan la energía luminosa del sol. Estos paneles emplean celdas solares fabricadas con materiales semiconductores, principalmente de silicio cristalino o arseniuro de galio. En los paneles, la energía de los fotones se transmite a los átomos de silicio, excitando y provocando un flujo de los electrones. Esto produce una corriente continua, la cual se almacena en baterías hasta convertirse en corriente alterna a través de inversores de voltaje y que permiten usar la electricidad como tal. Estos paneles pueden ser monocristalinos (célula monocristalina), caracterizados por ser negros, ser un 15-25% más eficientes que los otros modelos y tener una vida útil prolongada (hasta 25 años). También pueden ser policristalinos (células policristalinas), los cuales suelen ser azul oscuro y ser más baratos, pero menos eficientes. Finalmente están los de capa fina (lamina entera cortada a la medida) y se caracterizan por tener una fabricación sencilla, bajo precio, ser flexibles y adaptables a cualquier superficie (Endesa).

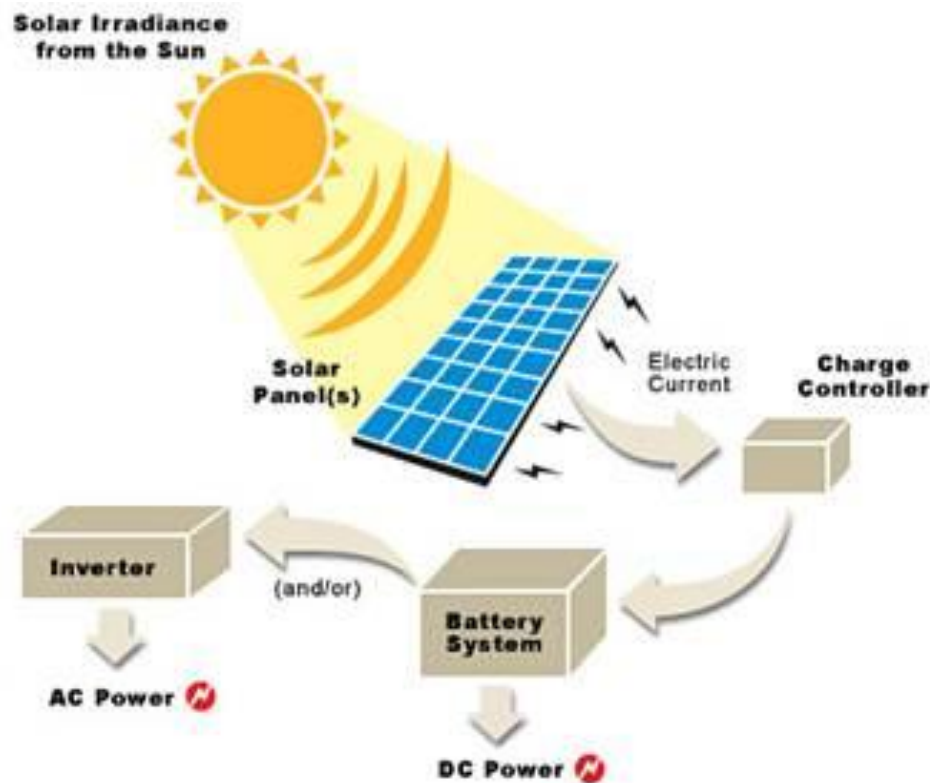


Figura 17: Paneles fotovoltaicos. Fuente: Universidad Católica.

- **Sistemas solares térmicos o de concentración (CSP):** La generación de energía se produce mediante el calor de la radiación solar al calentar un fluido para generar vapor y así generar electricidad. Estos fluidos suelen ser agua, aceites, sales, aire y dióxido de carbono. Existen diversas tecnologías para producir energía termo solar, donde las más utilizadas son los cilindros parabólicos y de

torre concentradora. El primer método utiliza espejos parabólicos que reflejan la radiación solar y la concentran en tubos ubicados en su línea focal que contienen el fluido, calentándolo hasta casi 400°C. Luego el fluido viaja desde los tubos hasta un intercambiador, transformándola en vapor, la cual posteriormente mueve una turbina conectada a un generador para producir electricidad. Finalmente, el agua es enfriada para comenzar nuevamente el ciclo termodinámico. El segundo método (torre concentradora) utiliza espejos planos llamados helióstatos que reflejan la radiación a una torre central hacia un receptor solar. En este receptor hay un fluido (al igual que los espejos parabólicos) que se calienta hasta los 550°C, continuando con el mismo proceso que los espejos parabólicos. Existe un último método llamado reflector Fresnel lineal, el cual funciona igual que los espejos parabólicos, pero usando espejos planos. Cabe señalar que, para los 3 métodos, los espejos se van orientando automáticamente según el movimiento del sol para concentrar la radiación siempre en el mismo punto.

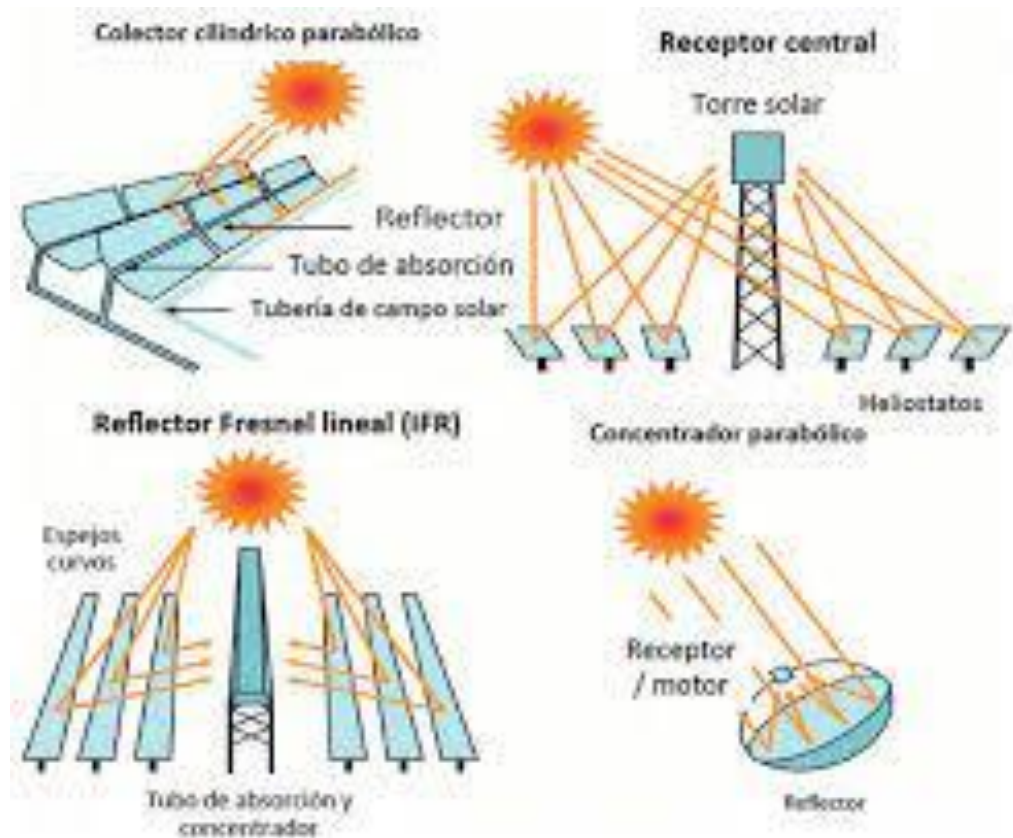


Figura 18: Tecnologías de concentración termo solar. Fuente: GIZ.

Los paneles fotovoltaicos más típicos pueden proporcionar entre 250 a 300 W, sin embargo, existen paneles que pueden alcanzar hasta 500 W según sea su uso. Por otra parte, las centrales termo solares pueden ser bastante variables ya que es el vapor del fluido caliente el que genera electricidad, por lo que va a depender netamente de la cantidad de espejos concentradores.

En Chile, a abril 2022, se tiene una capacidad instalada de energía solar fotovoltaica de 5.017 MW, equivalente al 17.08% de penetración en el sistema eléctrico. Por otro lado, se tiene una capacidad instalada de energía termo solar de concentración de 108 MW equivalente a 0.37%. Esto hace resaltar el gran enfoque que se le está dando a la energía solar para la generación de electricidad.

En Chile se tiene aproximadamente 78 parque solares fotovoltaicos ubicados entre las regiones de Arica y Parinacota hasta la región de Ñuble, donde se destaca la planta solar El Romero, comuna de Vallenar, Atacama y que posee una potencia bruta de 196 MW, siendo la de mayor capacidad en Chile. Además, se debe destacar que en 2021 entra en operación la Planta Solar Cerro Dominador, siendo esta la primera planta termo solar de Latinoamérica ubicada a 59 km de Calama, región de Antofagasta y que posee una capacidad total de 210 MW.

3 Hidroeléctricas a bombeo o PHS

En el presente capítulo, se procede a presentar los antecedentes sobre la energía producida en base a hidroeléctricas en Chile, sus características, ventajas y desventajas. Posterior a esto se define qué es una hidroeléctrica a bombeo, sus elementos principales, la importancia de este tipo de hidroeléctricas a nivel mundial (junto con algunos ejemplos internacionales) y el posible aporte a la red eléctrica nacional. Cabe destacar que el diseño conceptual de la hidroeléctrica a bombeo, junto con el diseño de los demás elementos a considerar (desalinización, ERNC y suministro hídrico) se enmarcan en el capítulo 7.

3.1 Hidroelectricidad en Chile

La hidroelectricidad es una tecnología implementada en Chile hace muchos años y que lleva aportando a la generación eléctrica desde principios del siglo XX. A la fecha de abril 2022 se tiene una capacidad instalada total de 7.282 MW proveniente de centrales hidroeléctricas, equivalente al 24,8% de la capacidad total del mercado eléctrico chileno (EnergíaAbierta, 2022).

Este tipo de energía hidráulica se subdivide según sea la fuente de agua, las cuáles pueden ser hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, mini hidro y run off river.

3.1.1 Hidráulica de embalse

Su característica más importante es que involucra una obra civil singular dada por una presa, la cual permite generar un embalse de almacenamiento de agua.

Este embalse es considerado como un tipo de almacenamiento de energía al permitir mantener agua acumulada en un sector en altura (energía potencial) y dejarla caer en los horarios donde la demanda eléctrica es mayor o directamente cuando se requiera. Esta caída de flujo de agua es la energía hidráulica que es aprovechada por la central hidroeléctrica de embalse y es la que genera la electricidad, que posteriormente se transmite por las redes eléctricas sustentadas por las torres de alta tensión a las redes de distribución a lo largo de todo Chile (principalmente por el SEN).

La presa que permite el almacenamiento de agua puede estar construida de tierra con un núcleo impermeable, HCR (hormigón compactado con rodillo) u hormigón convencional. Esta obra civil se considera la de mayor costo y tiempo de construcción, pero a su vez, es el tipo de centrales que más se utiliza a nivel nacional.

Ventajas:

- Almacena energía de manera limpia y sin emisiones de gases de efecto invernadero.

- Al almacenar agua, permite proveer energía durante todo el año.
- Los embalses son funcionales para otro tipo de actividades o usos como el riego, abastecimiento hídrico y turismo (este último debe considerar el detalle de mantener el embalse al mismo nivel para que se logre la creación de playas y no se afecten los ecosistemas de la zona).
- Los embalses permiten una fácil gestión de agua a favor del cambio climático (ej. crecidas que se amortiguan).
- Los embalses regulan de manera natural la recarga de acuíferos, lo cual a su vez permite un incremento de caudales en ríos y favorece los ecosistemas nativos.
- Se considera de sencillo y económico mantenimiento.

Desventajas:

- Aumenta la erosión en el lecho del río.
- Hay grandes extensiones de terrenos que quedan sumergidas en la zona donde se embalsa agua.
- Desplazamiento de personas debido a los terrenos sumergidos (ej. Localidad La Paloma que antiguamente se emplazaba donde hoy está el embalse La Paloma, personas relocalizadas por efectos de la central Ralco).
- Inundación de terrenos agrícolas.
- Posee un alto costo y mayor tiempo de construcción.

3.1.2 Hidráulica de pasada

Corresponde a la energía que es captada por una central hidroeléctrica directamente desde el río donde se desee emplazar el proyecto. Aquí la hidroeléctrica desvía agua del cauce principal del río mediante una bocatoma y es conducida hacia la sala de máquinas para la generación eléctrica, y es devuelta íntegramente al cauce del río. Se depende de las fluctuaciones hídricas ya que no se almacena agua.

Ventajas:

- Son centrales más económicas al sólo necesitar infraestructura para desviar agua del río (canales o tuberías).
- No impactan en un gran terreno, sólo lo hacen en el tramo desde donde se capta agua (bocatoma) hasta donde se devuelve (expulsión) y en el trazado de las obras de conducción de las aguas hasta la casa de máquinas.

Desventajas:

- Energía inestable y dependiente del clima y la pluviometría.
- Impacto medioambiental y comunidades indígenas afectadas.
- Las centrales se deben emplazar en ríos caudalosos y/o en alta cordillera, afectando reservas nacionales (ej. HydroAysén).

- Líneas de transmisión muy largas, impactando con la construcción de torres de alta tensión.

3.1.3 Mini Hidro

Es una central de hidráulica de pasada con una capacidad inferior a 20 MW. Es clasificada como una energía renovable no convencional. Se considera de las más caras por MW instalado en su construcción, pero de bajo costo en su desarrollo o puesta en operación. Posee un factor de planta de 60% comparado con la fotovoltaica o eólica que es de 30%. Son centrales de pasada que aprovechan bajos recursos hídricos pero importantes alturas de caída.

3.1.4 Run off River

Se denominan de esta manera a centrales que se emplazan en los cauces de los ríos y que lo cierran con una obra dada por una combinación de bocatoma y presa, de baja altura pero que aprovechan grandes caudales. Una característica que distingue estas centrales es que, pese a formar un embalse, este no varía de manera importante su volumen de regulación ya que no regulan los caudales; es decir, generan en base al caudal entrante al embalse.

3.2 Sistema Pumped Hydropower Storage (PHS)

Las centrales hidroeléctricas a bombeo, centrales reversibles o Pumped Hydropower Storage (según sus siglas en inglés) se define como un sistema de almacenamiento y generación de energía basada en energía hidráulica. Este sistema tiene 2 facultades; la primera es la generación de energía eléctrica basada en la transformación de energía potencial del agua desde un embalse llamado reservorio superior, ocupando el mismo principio que la de una hidroeléctrica de embalse. La segunda es la del almacenamiento de energía realizando el proceso inverso, es decir, se eleva el agua desde un reservorio inferior hacia el superior (aumentando así la energía potencial del fluido) mediante un gasto energético, y así lograr la acumulación de agua. La finalidad de esto es almacenar agua en los momentos de menor demanda energética (menor tarifa) y aprovecharla en la generación de energía eléctrica en las horas donde exista un mayor consumo y la tarifa a cobrar sea más alta.

Este tipo de centrales se diferencia de las otras ya que consta de un circuito cerrado (o semicerrado si es que se utiliza el mar como reservorio inferior) con respecto al flujo del agua. También se debe destacar que el gasto energético (eléctrico) para elevar el agua y almacenarla se basan en los excedentes energéticos generados por plantas térmicas, nucleares o de ERNC, los cuáles son aprovechados y devueltos a la red en los horarios requeridos.

Este tipo de hidroeléctricas son especialmente útiles en islas, debido a que, al ser trozos de tierra remotos, tienen mayores problemas de estabilidad en su generación energética,

por lo que se suelen utilizar grupos diésel o centrales a gas. Las ERNC no son lo suficientemente estables para que la matriz energética de la isla dependa de ello.

En la Figura 19 se presenta un esquema de un sistema PHS y se especifican las ventajas y desventajas de este tipo de centrales.

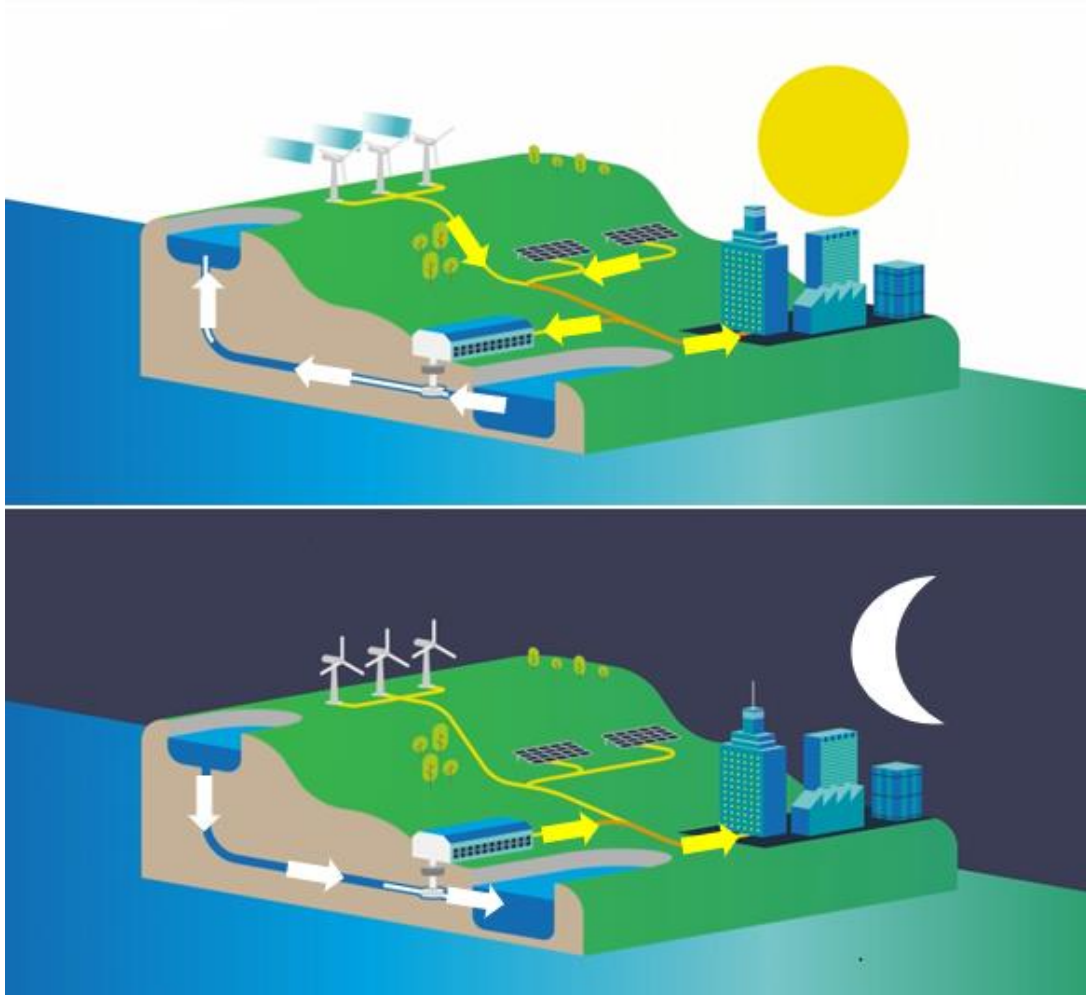


Figura 19: Esquema de una central hidroeléctrica a bombeo. En flechas amarillas se muestra la dirección de la energía eléctrica, y en flechas blancas la dirección del flujo del agua. Fuente: International Hydropower Association.

Ventajas:

- Almacena energía de manera limpia, al igual que una hidroeléctrica de embalse.
- La hidroeléctrica aprovecha los excedentes energéticos provenientes de otras fuentes, sobre todo de las ERNC.
- Permite hacer uso de las ERNC de manera más estable y continua.
- Permite entregar energía a bajo costo en horarios de alta demanda.
- No hay dependencia de lluvias (en caso de utilizar el mar).
- No hay dependencia o no es necesario el uso de ríos.

- Son proyectos que se pueden emplazar en zonas donde existe sequía.
- Al elegir el mar como reservorio inferior, es posible utilizar el océano (recurso pseudo inagotable) como un medio energético.
- El agua de los reservorios puede ser usada para otras actividades como abastecimiento hídrico, riego o recarga de embalses sustentables.
- Requieren de bajo mantenimiento.
- Posee rendimientos entre el 73% y 78%.

Desventajas:

- Limitación debido a la geografía natural ya que es necesario tener grandes desniveles a corta distancia.
- Impacto visual y ambiental en la construcción de los reservorios.
- Alto costo inicial de las instalaciones.
- Necesidad de más instalaciones en las cercanías (paneles solares, turbinas eólicas, etc.).
- Complejidad en el uso de agua salada, en el caso del uso de agua de mar.

Al año 2021 la capacidad total instalada de generación hidroeléctrica en el mundo es de 1330 GW, de los cuales 160 GW son en base a sistemas PHS (12% del total instalado). El país con mayor capacidad instalada por bombeo es China, seguido de Japón y Estados Unidos (NorventoEnerxia, 2021).

Tabla 6: Capacidad instalada de almacenamiento por bombeo a 2020. Fuente: IHA.

Country	PSH Capacity [GW]
China	31.5
Japon	27.6
USA	22.9
Italy	7.7
Germany	6.4
Spain	6.1
France	5.8
Austria	5.6
India	4.8
South-Korea	4.7
Rest of de world	36.4
Total	160

3.3 Componentes de una hidroeléctrica a bombeo

3.3.1 Reservorio superior

Corresponde a una de las obras singulares de una hidroeléctrica a bombeo y su función es la de acumular el agua para ser usada posteriormente en la generación de energía. Este puede tratarse de un embalse o simplemente de un depósito elevado. Para el caso del embalse, se debe considerar la construcción de una presa, la cual funcionaría como una barrera que permite la acumulación de agua. También se debe considerar la cavidad natural que permite la formación de una depresión geográfica en altura para la acumulación de agua. Para el caso del depósito elevado, se haría uso de estanques industriales (con capacidad dependiente de la generación eléctrica deseada). Cabe mencionar que esta práctica (depósito elevado) es poco utilizada y no es recomendable para un país sísmico como lo es Chile.

3.3.2 Reservorio inferior

Corresponde a la otra obra singular de una hidroeléctrica a bombeo y su función es la de acumular el agua que será bombeada hacia el reservorio superior y recibir el agua que ya pasó a través de las turbinas generadoras. Este reservorio se debe ubicar al pie de la central y usualmente corresponde a un embalse emplazado en una cavidad natural. Para el caso de centrales a bombeo utilizando agua de mar, el reservorio inferior correspondería al mismo mar u océano (se hablará de esto más adelante). Se debe mencionar que la construcción de embalses, tanto para el reservorio superior e inferior implica la remoción de grandes cantidades de tierra e inundación de áreas, aunque no necesariamente a la magnitud de una hidroeléctrica de embalse.

Para que una central a bombeo pueda considerarse viable, los reservorios deben encontrarse a un gran desnivel entre sí y a una distancia relativamente corta, tomando como referencia una relación altura y distancia horizontal (H/D) mínima de 1:20.



Figura 20: Reservorios superior e inferior de la central a bombeo de Turlough Hill. Fuente: ESB.

3.3.3 Presa o represa

Corresponde a la obra civil cuya función es la de almacenar grandes cantidades de agua, las cuales están diseñadas para soportar altas presiones. Esta es la estructura que permite la creación de los reservorios tipo embalse y posee las mismas características que una presa convencional.

3.3.4 Captación de agua o bocatoma

Este es el punto donde el agua ingresa al conducto (el cuál usualmente es una tubería forzada) y luego es dirigida hacia la casa de máquinas. Esta se encuentra en la pared anterior de la presa del reservorio superior y que está en contacto con el agua embalsada. Dentro de la bocatoma existen componentes menores detallados a continuación:

- Compuertas y válvulas hidráulicas: Son los componentes encargados de la regulación del agua que llega a las turbinas y que permiten controlar la presión y velocidad del flujo del agua.
- Rejillas y limpia rejas: Son los componentes encargados de evitar el ingreso de materiales ajenos hacia los conductos y que así no se provoquen accidentes o defectos en el funcionamiento de las máquinas. Estas rejillas suelen ser metálicas y suelen detener elementos como troncos, ramas, basura, etc.

3.3.5 Tubería forzada

Corresponde al conducto que dirige el agua, ya sea por el exterior o subterráneamente hasta la casa de máquinas. Estas tuberías están diseñadas específicamente para soportar altas presiones y reducir al mínimo las pérdidas de energía durante el trayecto. Las tuberías suelen ser de acero con refuerzos, hormigón armado u otros.

3.3.6 Chimenea de equilibrio o torre piezométrica

Consiste en un pozo vertical situado lo más cerca posible de las turbinas y tiene como función amortiguar las sobre presiones y sub presiones provocadas por el golpe de ariete en las tuberías forzadas. Este corresponde a un cilindro vertical metálico o de hormigón y permite absorber aumentos repentinos de presión, como también proporcionar rápidamente agua adicional durante una caída de presión.

3.3.7 Casa de máquinas

Corresponde a la sala donde se ubican la mayoría de las máquinas, elementos de regulación y comandos. Es la zona donde se transforma la energía hidráulica en electricidad. En centrales a bombeo la ubicación suele ser al pie del desnivel entre reservorios, cercano al reservorio inferior. Los principales componentes que están en la casa de máquinas se presentan en los puntos 3.3.8, 3.3.9, 3.3.10, 3.3.11, 3.3.12 y 3.3.13 siguientes.

3.3.8 Turbinas hidráulicas

Son las máquinas que están compuestas por un conjunto de álabes o paletas y que están unidas al eje giratorio de la turbina. Su función es transformar la energía del fluido en

energía mecánica de rotación haciendo que gire la turbina y el eje de esta. Las turbinas hidráulicas suelen tener rendimientos bastantes altos, hasta del 90%. Partes de una turbina hidráulica: El agua ingresa por una *tubería de entrada* y sale por ciertos puntos llamados *toberas* hacia la zona del *distribuidor*. Aquí se encuentran los *álabes* del *rodete* que hacen girar el eje de la turbina que transmite su giro al *rotor*. El rodete consiste en un disco que contiene los álabes o cucharas que son golpeadas por el agua. Finalmente, el agua sale por la *tubería de desagüe* o difusor.

Las turbinas más utilizadas son 3: Pelton, Francis y Kaplan.

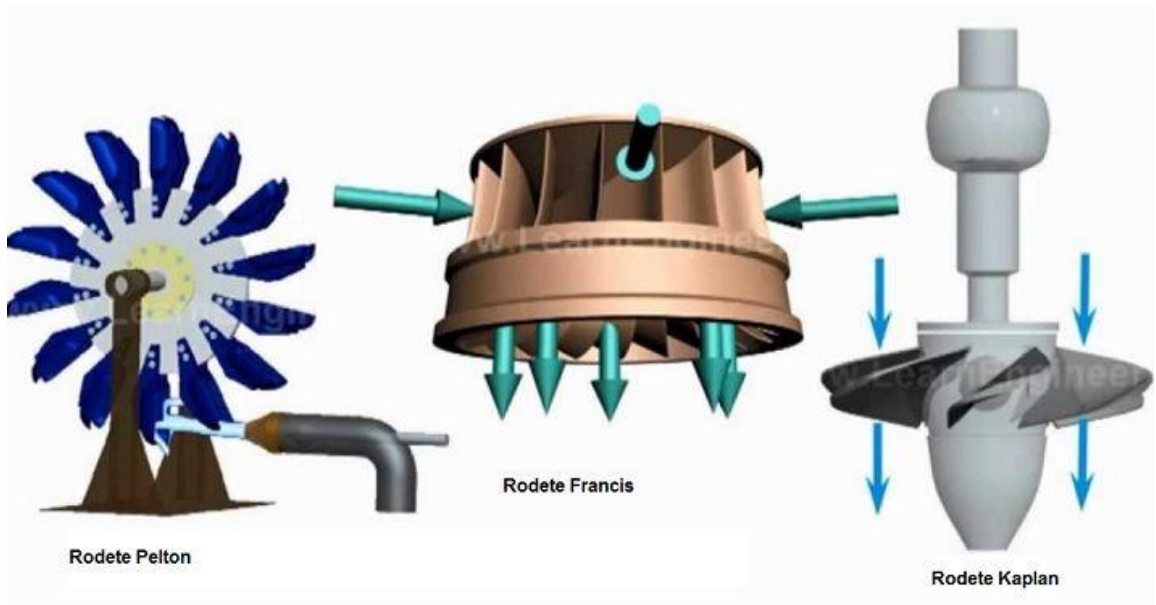


Figura 21: Turbinas tipo Pelton, Francis y Kaplan. Fuente: Areatecnologías.

- Turbina Pelton: Corresponde a una turbina de acción, tangencial y normalmente de eje horizontal. Son comúnmente utilizadas cuando existen grandes saltos de agua (sobre 200 mts) con pequeños caudales de agua (hasta 10 m³/s). Aquí la fuerza del impulso del agua es la que hace girar la turbina.
- Turbina Francis: Es una turbina de reacción, radial-axial y usualmente de eje vertical. Son usados en saltos de agua intermedios (hasta 200 mts) y caudales muy variables, por lo que suele ser la turbina más versátil.
- Turbina Kaplan: Es una turbina de reacción pura, radial-axial y normalmente de eje vertical. Esta turbina suele ser la mejor opción para cuando hay mucho caudal de agua (sobre 15 m³/s) a poca altura (hasta 50 mts) (Moreno, 2012).

En el gráfico de la Figura 22 se esquematiza cual es mejor opción posible en cuanto a los parámetros iniciales (H y Q) de las turbinas para cualquier tipo de hidroeléctrica.

El sistema turbina/generador es el encargado de producir la energía eléctrica.

Tanto para una central convencional como para una PHS se suelen ocupar turbinas Francis o Pelton.

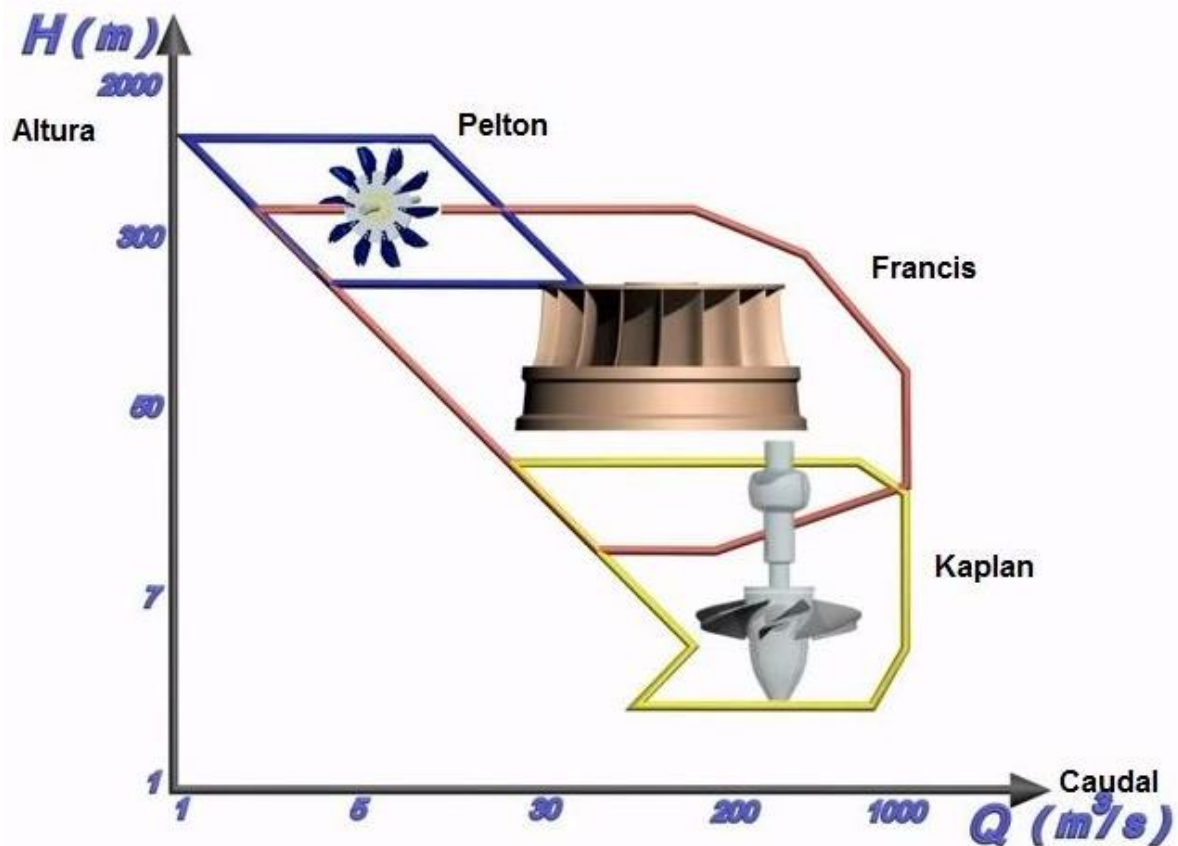


Figura 22: Turbinas a escoger c/r a su altura y caudal. Fuente: Areatecnologías.

3.3.9 Bombas de agua

Son los componentes que permiten elevar el agua desde el reservorio inferior al superior para que así el agua vuelva a ser turbinada. Para elegir la bomba adecuada para la hidroeléctrica se deben atender las siguientes características: Caudal deseado, altura de aspiración, altura de descarga, pérdidas de carga y temperatura. Con estos parámetros es posible calcular la NPSH (Net Positive Suction Head) y así evitar futuros problemas, en especial la cavitación. Cabe mencionar que existen motobombas (accionadas mediante combustible) y electrobombas (accionada mediante electricidad). Para efectos de la central a bombeo se elegirá esta última.

La bomba es el equipo que eleva el agua a una altura específica en base a un consumo de energía eléctrica.

3.3.10 Multiplicador de velocidad

Es el aparato que se encarga de llevar las revoluciones del eje de la turbina a una mayor o menor velocidad mediante un sistema de engranajes para luego pasar al generador. Este componente no suele encontrarse en todas las hidroeléctricas y se usa para centrales de baja capacidad hidráulica (mini hidro).

3.3.11 Generador eléctrico

Es el componente que transforma la energía mecánica de rotación del eje de la turbina en energía eléctrica, es decir, convierte los rpm o rps en CA (corriente alterna). Este proceso se hace mediante el rotor (en movimiento) y el estator (quieto) y que ambos juntos son capaces de producir fuerza electromotriz, en donde una parte (rotor) genera un flujo magnético (inductor) para que la otra parte (estator) lo transforme en electricidad (inducido), entregando como resultado corriente alterna (CA).

3.3.12 Transformador

Es el aparato que permite la transformación de energía del generador, permitiendo elevar (transformador amplificador) o disminuir (transformador reductor) la fuerza electromotriz. El principal objetivo es elevar la tensión al nivel de la línea de transmisión existente para permitir el transporte de la energía eléctrica. Se debe considerar que el simple hecho de amplificar para obtener mayor fuerza eléctrica origina pérdidas, tanto en el transformador (energía eléctrica se transforma en calor, por lo que debe integrarse un sistema de refrigeración) como en la transición de largas distancias que permite llevar la electricidad hasta su objetivo (ciudades, industrias, etc.).

3.3.13 Tablero de comandos

Es una herramienta que tiene como objetivo presentar el estado actual de los elementos que estén en medición, además de poder manipular y/o corregir dichas variables. Para hidroeléctricas, los sistemas de control esenciales y visibles en el tablero de comando son: controles de turbinas (según cual sea la turbina), control de componentes hidromecánicos, tableros de alta y baja tensión y controlador de transformadores de potencia. Ante alguna eventual emergencia (subida de tensión, incendios, temblores, etc.), es el encargado de detener el sistema.

3.3.14 Líneas de transmisión

Es el conjunto de elementos que permite la transición y transporte de la energía eléctrica desde la central hidroeléctrica hacia el lugar objetivo (ciudades, pueblos, industrias). Este sistema incluye cables de alta tensión, torres de transmisión y red eléctrica (en este caso, el SEN). En general, toda nueva central de generación tiene una línea de transmisión propia que se conecta a la subestación eléctrica más cercana existente y que, a través de ella, queda incorporada al Sistema Eléctrico Nacional.

3.3.15 Carreteras

Las centrales hidroeléctricas suelen encontrarse en zonas más bien alejadas de la urbanización, es por esto que es necesario la construcción de infraestructura vial para el acceso a la central, considerando que dichos caminos serán transitados por camiones (en su etapa de construcción) y por vehículos menores (en todo momento).

3.3.16 Subsistema turbina/generador y bomba

Dentro de los componentes anteriormente mencionado, es posible agrupar 2 subsistemas; el de turbina/generador que es el encargado de producir electricidad, y el de la electrobomba que es el que consume electricidad para el bombeo. Ambos sistemas pueden configurarse de distinta manera según cual sea el óptimo para la hidroeléctrica:

- Tipo 1; Sistemas separados: En esta configuración la turbina/generador y la electrobomba funcionan desacoplados y de forma independiente entre cada uno. Esta configuración permite mayor flexibilidad del diseño, permitiendo elegir los componentes por separado según las condiciones de operación y maximizando su rendimiento. También es la configuración que permite turbinar y bombear el agua al mismo tiempo, generando un ciclo cerrado y continuo. Se debe acotar que para que esta última afirmación sea correcta, se requieren dos líneas de tuberías; una para la impulsión de la bomba hasta el reservorio superior, y otra para la descarga y generación desde el reservorio superior (Figura 23 muestra solo una línea de tubería de bombeo/descarga, por lo que no es posible un ciclo continuo). Esta configuración es, a su vez, la de mayor costo de inversión.

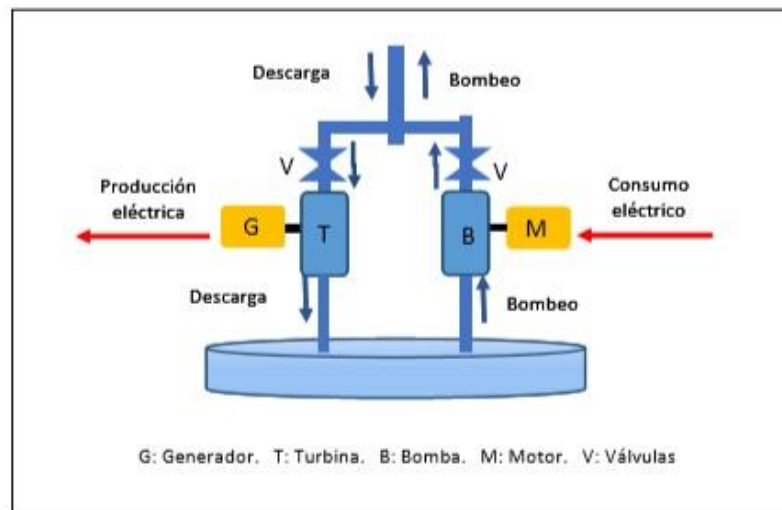


Figura 23: Esquema general sistema turbina/generador y bomba Tipo 1. Fuente: Centro de Energía FCFM 2020.

- Tipo 2; Sistema ternario: Esta configuración se basa en una sola máquina eléctrica que funciona como motor-generador síncrono, pero el sistema hidráulico está compuesto por unidades separadas; la turbina y la electrobomba. Esta configuración permite flexibilidad hidráulica al igual que el Tipo 1 y así, la elección de componentes de mayor rendimiento para el tipo de hidroeléctrica. Se disponen de acoplamientos mecánicos para conectar alternadamente la turbina y la bomba. Su costo de inversión es más económico que la del Tipo 1, pero relativamente alto debido a las unidades de turbinas y bombas separadas.

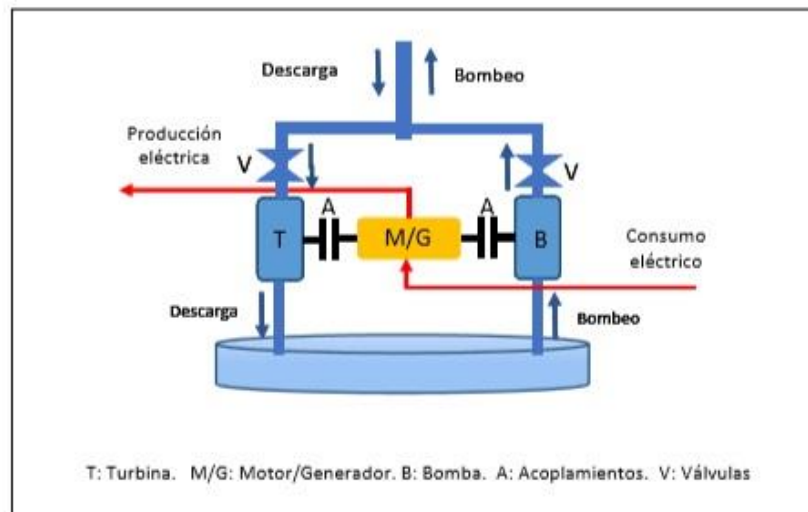


Figura 24: Esquema general sistema turbina/generador y bomba del tipo 2. Fuente: Centro de Energía FCFM 2020.

- **Tipo 3; Sistema binario:** Esta configuración está basada en el uso de 2 unidades: la máquina eléctrica compuesta por el motor-generador y la máquina hidráulica compuesta por la turbina-bomba y que es la que trabaja de manera reversible. Para invertir la disposición de las unidades se debe invertir el sentido de giro de la máquina eléctrica a través de un set de seleccionadores de cambio de fases. Esta configuración es la que presenta menor costo de inversión en máquinas en comparativa con la de tipo 1 y 2, pero es la que presenta menores rendimientos y menor flexibilidad en el diseño de selección de turbinas y bombas. Además, se debe instalar la maquina hidráulica bajo el nivel del agua para asegurar el funcionamiento adecuado en modo operación de bombeo

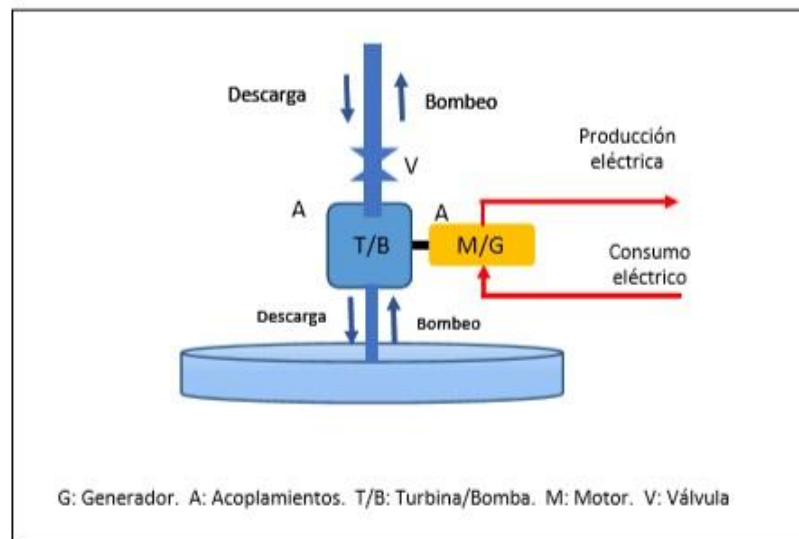


Figura 25: Esquema general sistema turbina/generador y bomba del tipo 3. Fuente Centro de Energía FCFM 2020.

A continuación, se presenta una tabla comparativa con parámetros y aspectos relevantes del tipo de configuraciones y cuál es recomendable elegir en relación con los parámetros iniciales de cualquier hidroeléctrica (altura de caída y caudal requerido).

Tabla 7: Resumen de configuraciones según tipo. Fuente Tesis Daniel Salinas FCFM.

Parámetro	Sistema		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Altura máx. (m)	1.500 (Pelton); 700 (Francis)	1.500 (Pelton); 700 (Francis)	700 (Francis)
Capacidad eléctrica máx. (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

3.4 Centrales a bombeo usando agua dulce

- **Central hidroeléctrica Turlough Hill, Irlanda**

La central de Turlough Hill se define como una central PHS ubicada en la colina Turlough al sur de la ciudad de Dublín, Irlanda. Esta central es de propiedad de ESB Group (Electricity Supply Board), la cual entra en operación en el año 1974 y tuvo un costo de inversión de 22 millones de euros. Posee una capacidad instalada de 292 MW basada en 4 turbinas de bombeo reversibles tipo Francis y utiliza 2 reservorios de agua tipo embalse; un reservorio superior artificial en la cima de la montaña con una capacidad de 2,3 millones de m³, y un reservorio inferior dado por el lago Nahanagan ubicado al pie de la montaña. La casa de máquinas de la central se ubica de manera subterránea dentro de la montaña en una caverna que mide 76x21x27 mts. La generación eléctrica alimenta el sistema de transmisión eléctrica estatal de Irlanda EirGrid. La altura existente entre ambos reservorios es de 286 mts y se encuentran a una distancia horizontal aproximada de 700 mts. (relación H:D de 1:2,5 aprox.). La central puede generar un aproximado de 290 MW durante 4 horas y media, que es lo que se demora en vaciarse el reservorio

Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada

superior para la generación eléctrica, mientras que el llenado mediante bombeo se demora 6 horas aproximadamente.



Figura 26: Ubicación de la central Turlough Hill. Fuente: Google Earth.

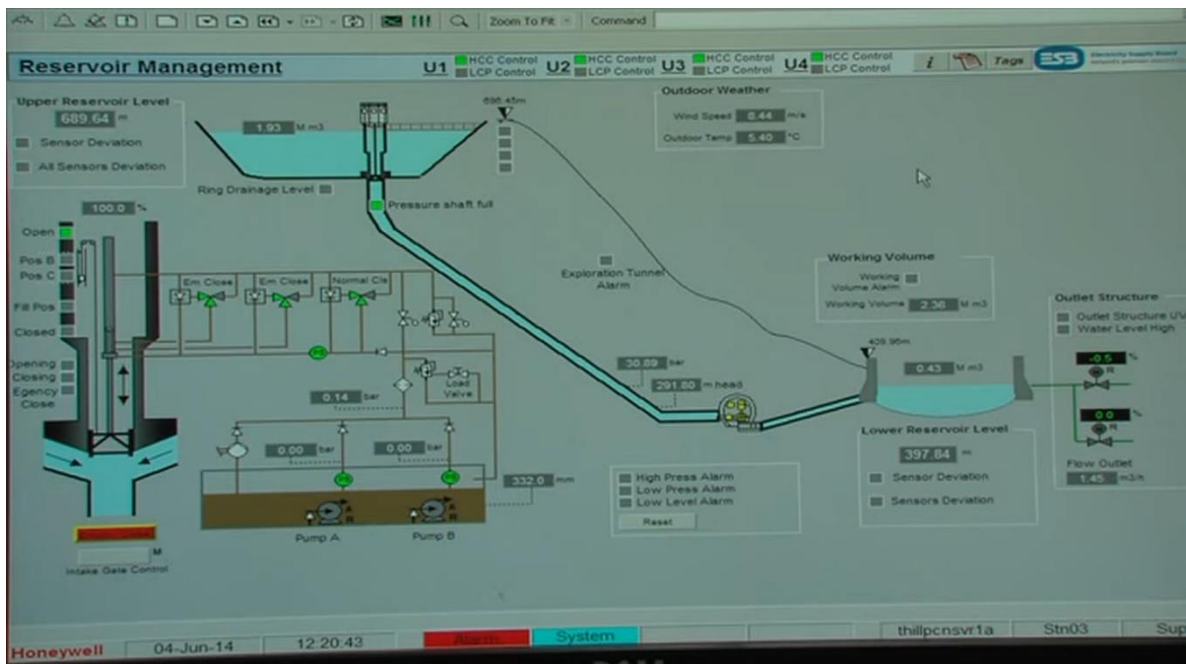


Figura 27: Panel de control de la central Turlough Hill. Fuente: ESB Youtube Channel.

- **Central hidroeléctrica La Muela II, España**

La central hidroeléctrica La Muela II es una central a bombeo ubicada a un costado del río Júcar en el municipio de Cortes de Pallás, provincia de Valencia, España. Esta central es propiedad de la empresa española Iberdrola y forma parte del complejo hidroeléctrico Cortés-La Muela. Este complejo dispone de 3 centrales hidroeléctricas, donde la central La Muela II es la de mayor capacidad instalada con 850 MW, y que junto con las otras 2 centrales (Cortes II y La Muela I) alcanza una potencia instalada de 1.720 MW, convirtiéndose en el complejo hidroeléctrico a bombeo de mayor capacidad en Europa. Esta central ocupa como reservorio superior un depósito artificial de 23 Hm³ (1 Hm³ = 1.000.000 m³) y de reservorio inferior el embalse de Cortes de Pallás, ubicando la casa de máquinas en cavernas al interior de la montaña. Para la generación eléctrica se utilizan 4 turbinas reversibles tipo Francis. El desnivel existente entre ambos reservorios es de 500 mts, mientras que la distancia horizontal entre estos es de 1000 mts aprox. (relación H:D de 1:2). La Muela II entra en operación en 2013 y posee un coste de inversión estimado de 350 millones de euros y posee una generación eléctrica que abastece casi a 200.000 hogares.

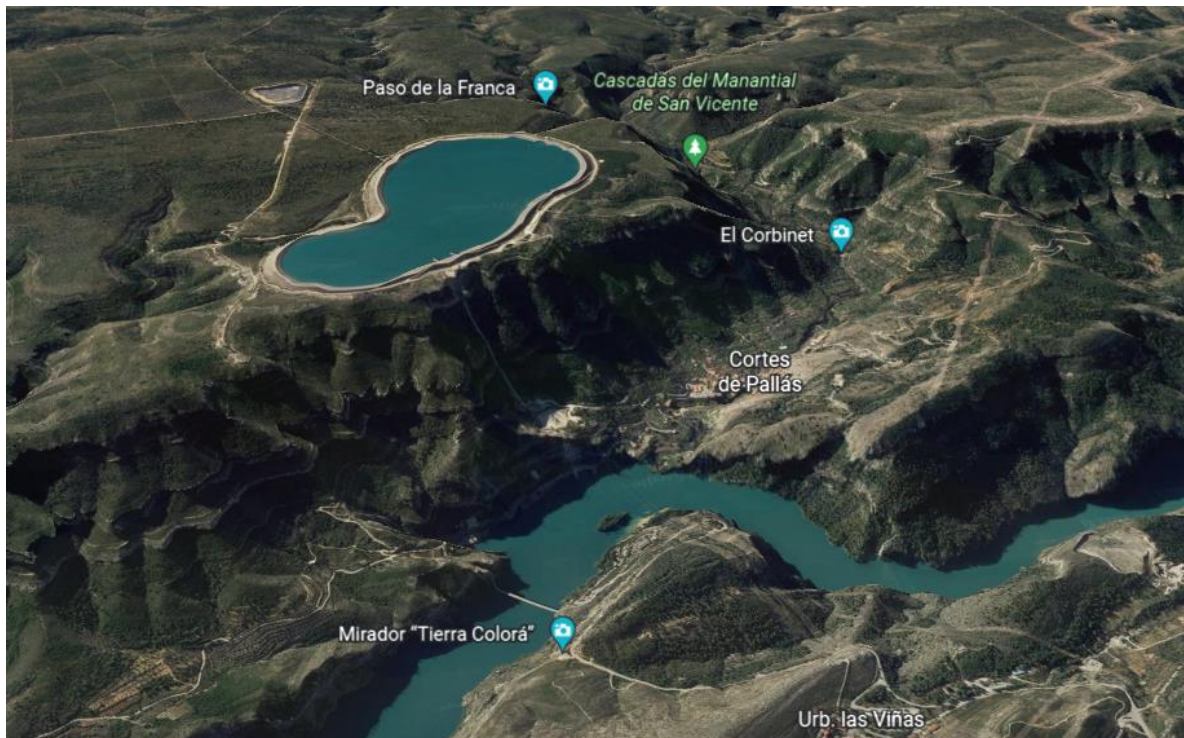


Figura 28: Ubicación de la central La Muela II. Fuente: Google Earth.



Figura 29: Composición de la central La Muela II. Fuente: Iberdrola Youtube Channel.

3.5 Centrales a bombeo usando agua de mar

Tal como se mencionó en capítulos anteriores, una de las principales ventajas del sistema PHS es el aprovechamiento del agua de mar como una fuente de recursos energéticos, pero se da la complejidad del uso del agua salada. Es por esto por lo que se tienen 2 opciones; hidroeléctricas a bombeo reacondicionadas que permitan el uso de agua salada o la desalinización de agua de mar.

3.5.1 Centrales a bombeo usando agua salada

Las hidroeléctricas a bombeo en base a agua salada de mar son parte de una nueva gama de hidroeléctricas donde las tecnologías utilizadas aún se encuentran en una fase prematura. La principal complejidad de este tipo de proyectos es la gran corrosión que provoca el agua salada a alta presión en las tuberías forzadas que conectan ambos reservorios, a lo que se añade la corrosión en turbinas y bombas. Esto debido a que los componentes son principalmente de acero (para que logren soportar las altas presiones del agua).

A la actualidad se conoce una central que entró en su etapa operativa, mientras que existen otros proyectos que aún se encuentran bajo estudios de factibilidad o en busca de financiamiento.

- **Central hidroeléctrica Yanbaru, Japón**

La central hidroeléctrica de Yanbaru corresponde a la única central a bombeo que se ha puesto en operación haciendo uso de agua salada. Fue desarrollada y construida por la empresa J-Power y puesta en operación en el año 1997. La central presentaba una capacidad instalada de 30 MW y distribuía energía a toda la isla de Okinawa, Japón. La central operó de manera correcta hasta 2010, y en 2014 se decide cerrar definitivamente debido a la baja demanda eléctrica de la isla, provocando que la planta ya no fuera rentable como negocio. Esta planta contaba con un reservorio superior de 564.000 m³ y usaba de reservorio inferior el océano Pacífico. Presentaba un desnivel de 150 mts aprox. y una distancia horizontal de 600 mts (relación H:D de 1:4) lo que entregaba un caudal aproximado de 26 m³/s. El sistema hidráulico de la central incluida las bombas/turbinas reversibles se encuentran en cavernas subterráneas. Las tuberías forzadas de la central eran de plástico reforzado con fibra para así evitar la corrosión, además de incluir una pintura anti polución impermeable para así evitar la adherencia de microorganismos. La bomba/turbina reversible estaba confeccionada con acero inoxidable austenítico (más resistente a la corrosión del agua). Cabe destacar que luego de 10 años de operación, al realizarse la mantención de los componentes hidráulicos, se observaron bajos signos de erosión del material y poca adhesión de biofouling (incrustación biológica) en el sistema.



Figura 30: Ubicación de la central Yanbaru, Japón. Fuente: Google Earth.

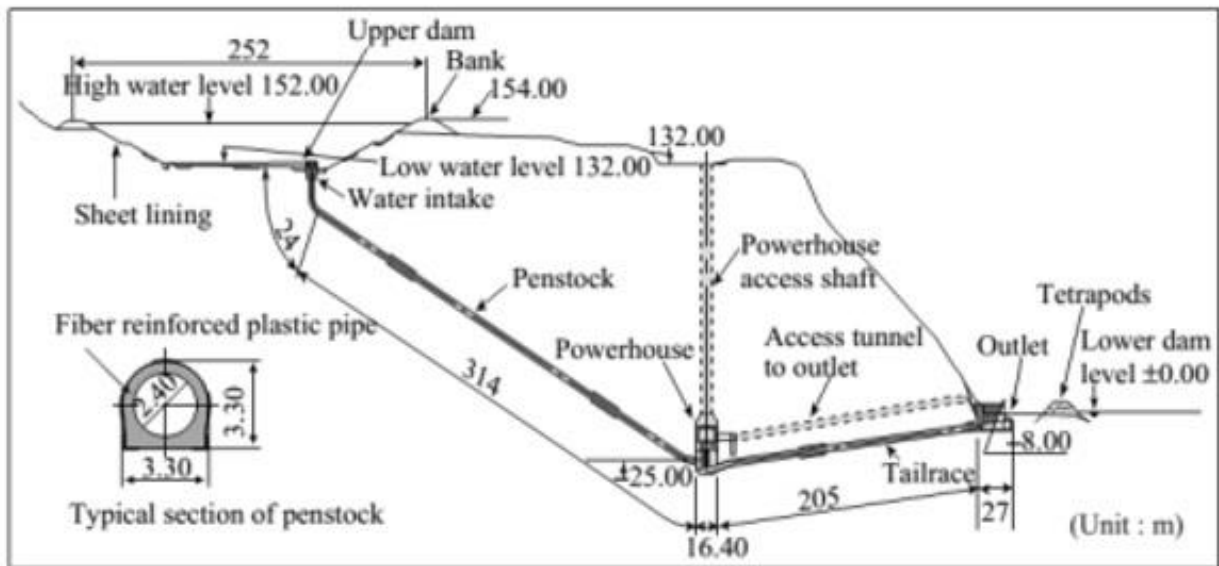


Figura 31: Esquema de la central Yanbaru, Japón. Fuente: Centro de Energía Universidad de Chile.

- **Central hidroeléctrica Hidrocaleras, España.**

La central Hidrocaleras es un proyecto hidroeléctrico que se basa en el uso de agua de mar. El emplazamiento del proyecto se encuentra ubicado cerca del pueblo de Castro Urdiales, Cantabria, España. Hidrocaleras consta del reservorio superior dado por un embalse artificial de 3,33 Hm³ y el cual se pretende construir en el terreno de una antigua mina de hierro de Mioño, contando así con un salto bruto de 250 metros, mientras que la longitud de la impulsión sería de 1200 metros (relación H:D de 1:4,8). Se estima que posea una potencia instalada de generación de 49 MW y una potencia de bombeo de 47 MW y una caudal de turbinado de 23 m³/s.

Actualmente el proyecto está en fase de tramitación y posee un coste de inversión de 85 millones de euros, donde el mayor inversor hoy es la empresa Cobra Infraestructuras Hidráulicas. [Cantabriaeconomica.com]

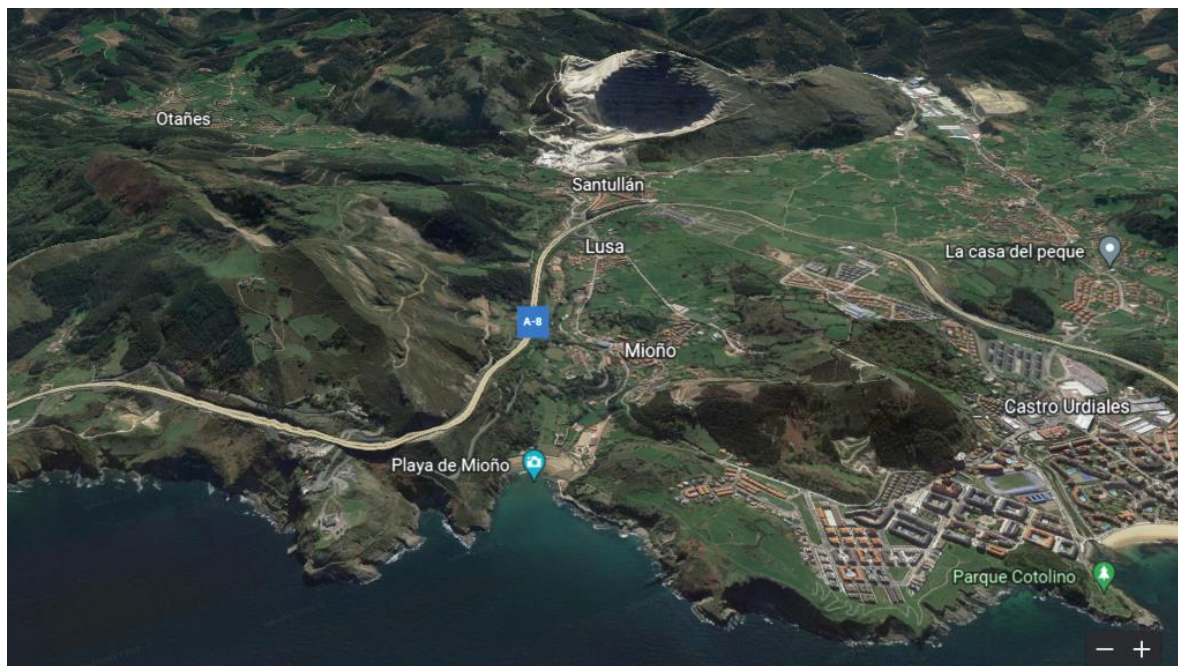


Figura 32: Ubicación del proyecto Hidrocaleras. Fuente: Google Earth.

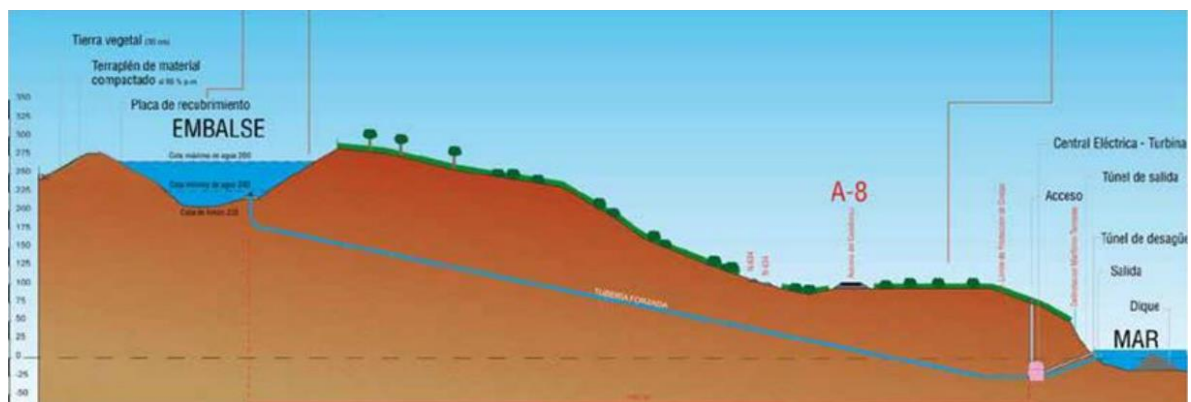


Figura 33: Esquema del proyecto Hidrocaleras. Fuente: Proyecto Hidrocaleras, Cobra Infraestructuras Hidráulicas.

- **Proyecto Valhalla o Espejo de Tarapacá, Chile**

El proyecto Valhalla corresponde a una central a bombeo utilizando agua de mar. El lugar donde se pretende emplazar dicha central es en el sector costero de Caleta San Marcos, 100 km. Al sur de la ciudad de Iquique, región de Tarapacá, Chile. Esta central tendrá una capacidad de 300 MW distribuidos en 3 turbinas reversibles tipo Francis bombeando un caudal aproximado de $45 \text{ m}^3/\text{s}$. Para el reservorio superior se consta de 2 partes, el reservorio oriente, de 166 hectáreas y el reservorio poniente de 208 hectáreas, contabilizando así un reservorio total de 54 Hm^3 , el cual además estará recubierto de una membrana bituminosa impermeable de espesor 2.5 mm. Los reservorios (y por ende su desnivel hasta la costa) están a 585 metros de altura y se estima que la distancia hasta

el mar es de 2500 metros (relación H:D de 1:4,3 aprox.). La central estará construida de forma subterránea.

Se estimaba que la construcción de la central iniciara en 2020. Actualmente se encuentra en busca de inversionistas, con un coste de inversión de 600 millones de dólares.

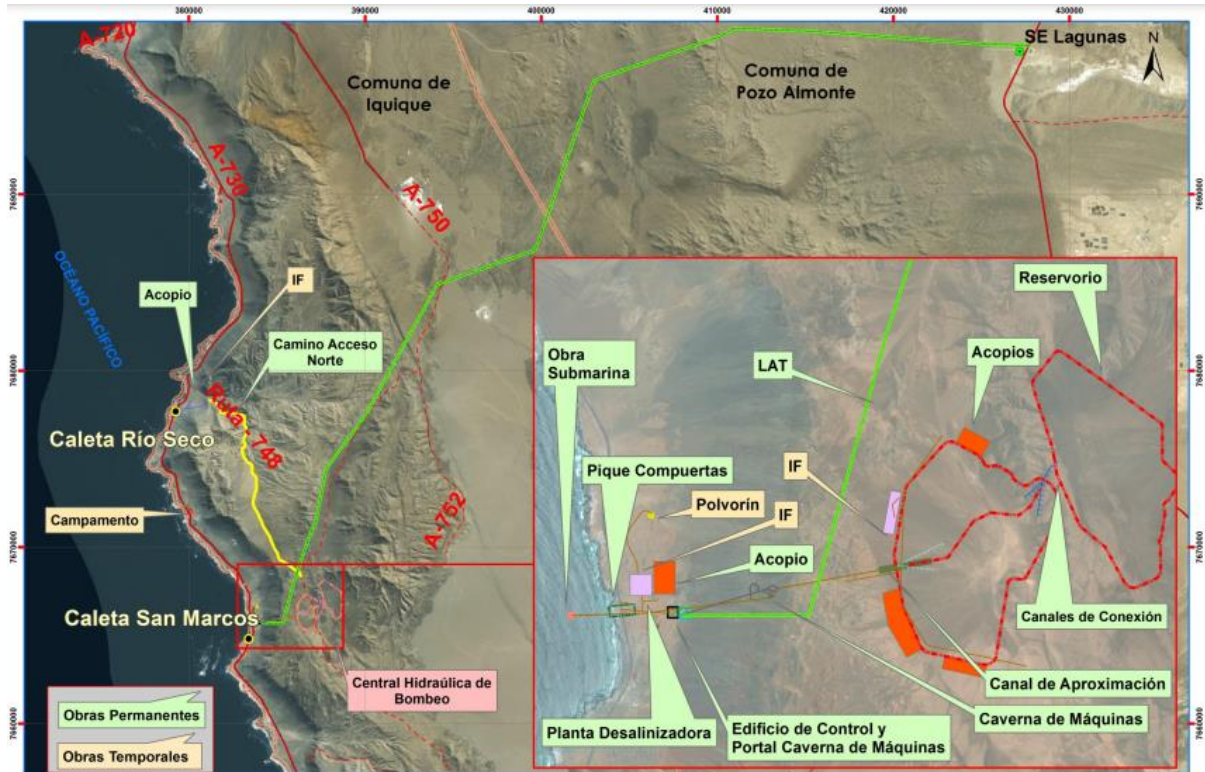


Figura 34: Ubicación del futuro proyecto Valhalla. Fuente: SEIA: Espejo de Tarapacá.

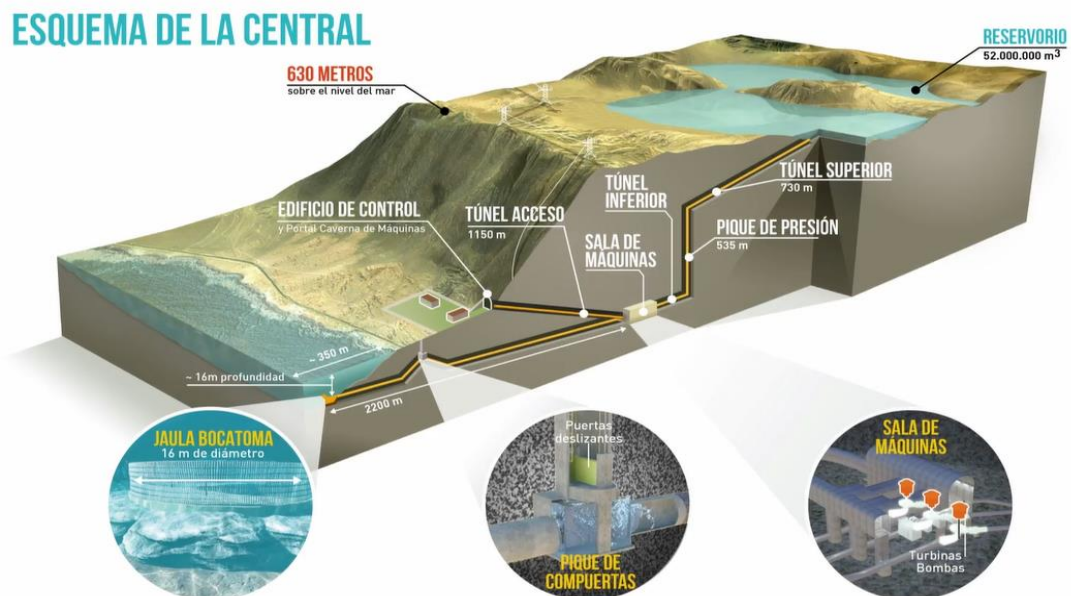


Figura 35: Esquema del proyecto Valhalla. Fuente: Valhalla.

3.5.2 Centrales a bombeo usando agua desalinizada

Este tipo de centrales no utiliza agua dulce ni salada, y agrega un proceso más al sistema de PHS para la generación eléctrica; la desalinización de agua. Actualmente no existen centrales a bombeo operativas que utilicen agua desalinizada para hidroeléctricas a bombeo, debido principalmente a lo costoso que suele ser este proceso. No obstante, existen proyectos en la actualidad que involucran sistemas de desalinización, donde se usa el agua para la generación de electricidad y para el abastecimiento hídrico de otros embalses utilizados para riego, sembradíos e incluso consumo humano.

- **Central hidroeléctrica Salto de Chira, España**

Esta central también llamada Central Hidroeléctrica Gran Canaria se presenta como un proyecto decisivo para fortalecer la lucha contra el cambio climático y la sostenibilidad de la isla de Gran Canaria. El proyecto busca mantener una combinación entre la desalación de agua de mar y el almacenamiento hidráulico. Este proyecto se emplaza entre el embalse de Chira (como reservorio superior) de una capacidad de 5,64 Hm³ y el embalse de Soria (como reservorio inferior) de 32,3 Hm³ de capacidad, ambos existentes gracias a la construcción de las presas Chira y Soria. Este proyecto busca desalinizar agua a un promedio anual de 2,7 Hm³ para el llenado de los embalses, generando un excedente de 700.000 m³ de agua la cuál será para abastecer al sector primario, es decir, consumo humano y agricultura. Además, se tiene como reserva para la lucha contra incendios, reforestación y contribuir a la lucha contra la desertificación de la isla de Gran Canaria. Dicha planta desalinizadora busca captar el agua desde la desembocadura del Barranco de Arguineguin, unos 17 km desde los reservorios. Por otro lado, la central hidroeléctrica, la cual se construirá de manera subterránea, será equipada con 6 turbinas Francis reversibles, logrando una capacidad instalada de 200 MW y asegurando el 36% de la demanda eléctrica de la isla en sus horas de mayor consumo. El desnivel existente entre ambos embalses es de 310 metros, mientras que la distancia horizontal es de 2300 metros aprox. (relación H:D de 1:7,4).



Figura 36: Ubicación del proyecto Salto de Chira. Fuente: Salto de Chira Dossier Informativo.

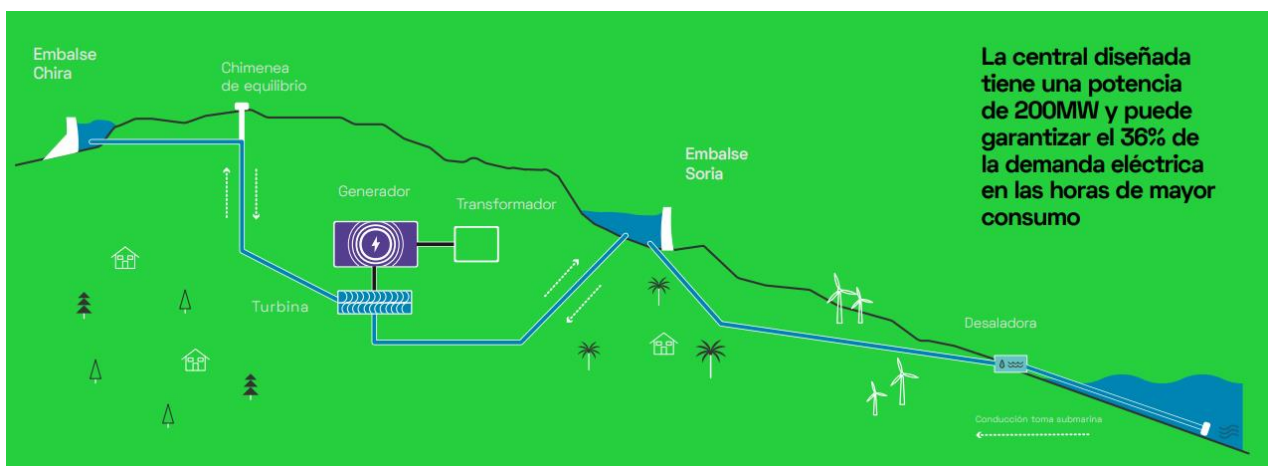


Figura 37: Esquema proyecto Salto de Chira. Fuente: Salto de Chira Dossier Informativo.

- **IPHROCES, Latinoamérica**

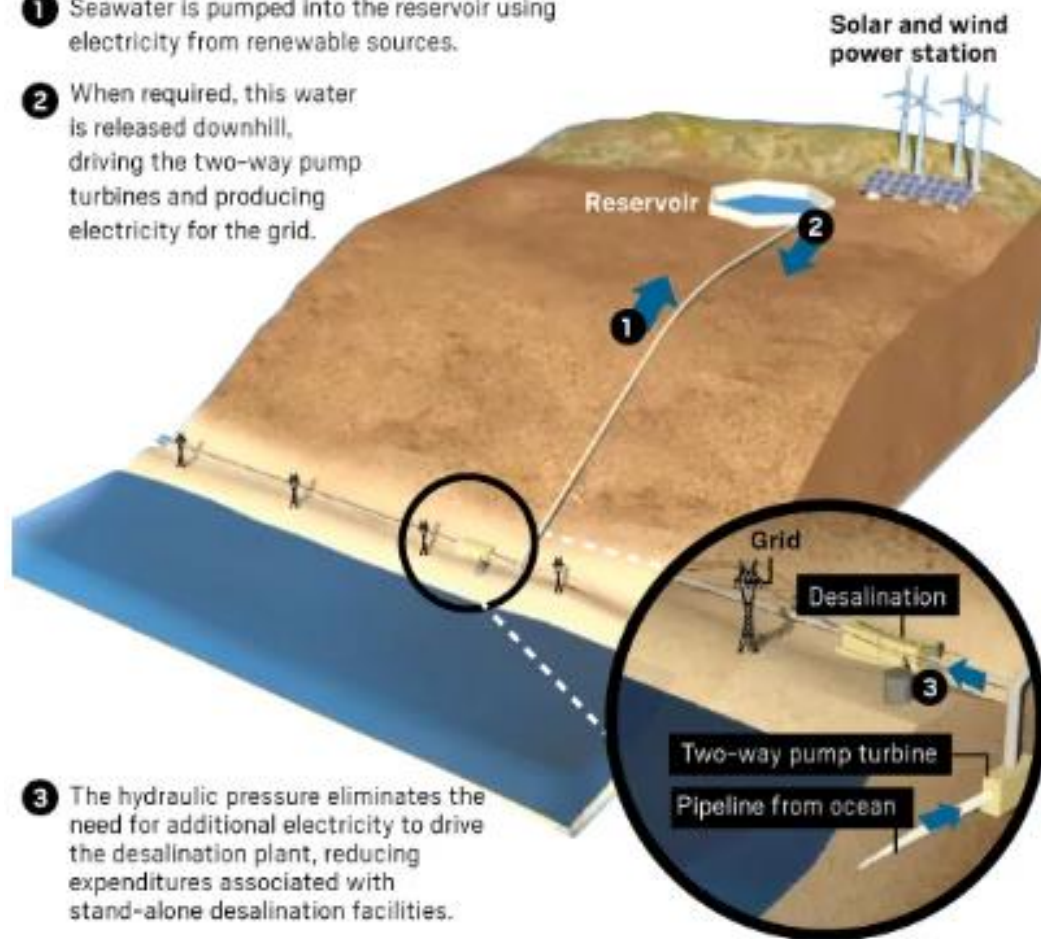
Este proyecto llevado a cabo por Oceanus Power & Water y EDF busca implementar los servicios de almacenamiento de energía y desalinización de agua dentro de la misma instalación. Además, se integra el uso de energía solar y eólica para alimentar las turbinas dobles durante las horas del día en que estas fuentes renovables son más abundantes. IPHROCES (Integrated Pumped Hydro Reverse Osmosis Clean Energy System) busca integrar 3 variables; producción de agua fresca, sistemas de almacenamiento energético y uso de energías limpias. Dicho proceso se basa en la elevación de agua de mar hacia un reservorio superior y mediante el gradiente hidráulico que se provoca al almacenar agua en altura, presurizar agua de mar e inyectarla en una planta de osmosis inversa y, por otra parte, aprovechando la caída de agua, hacer girar las turbinas generadoras de electricidad con el mismo esfuerzo. La salmuera que se genera de la planta

desalinizadora es inyectada de vuelta a la tubería que descarga parte del agua almacenada para que así exista una mayor dilución de sales y exista un bajo impacto ambiental. Cabe destacar que los componentes hidráulicos deben estar preparados para la corrosión y biofouling. Este tipo de proyecto aún está en su etapa inicial, teniendo a Chile como uno de los principales lugares de emplazamiento y que logre mitigar parte de la sequía en las regiones más afectadas y lograr un aporte a la red eléctrica nacional (Novoa, 2021).

A 'green' desalination and energy plant

Silicon Valley-based Oceanus Power & Water has developed a combination power-and-desalination plant that's touted as environment-friendly. Camp Pendleton is among locations they'd like to build.

- 1 Seawater is pumped into the reservoir using electricity from renewable sources.
- 2 When required, this water is released downhill, driving the two-way pump turbines and producing electricity for the grid.



Source: Oceanus Power & Water

Images from Oceanus Power & Water. Graphic by KURT SNIBBE, SCNG

Figura 38: Esquema de tecnología IPHROCES. Fuente: Oceanus Power & Water.

4 Desalinización de agua de mar

Para poder hablar de los procesos de desalinización de agua, es necesario comenzar con un contexto a nivel mundial y nacional sobre el uso del agua, características del agua de mar, fuentes de aprovechamiento de agua y escasez hídrica mundial y nacional. Estos antecedentes son parte clave para responder la pregunta ¿Por qué es necesario desalinizar el agua de mar?

Luego de introducir antecedentes y datos relevantes, se procede a desarrollar las experiencias relacionadas a la desalinización del agua (mundial y nacional), los procesos fisicoquímicos que esto conlleva y los distintos métodos de desalinización existentes en el mundo.

Finalmente, se procede a comentar sobre los impactos que produce la desalinización de agua de mar, las implicancias jurídicas y costos relacionados al proceso de desalinización.

De este capítulo se extraerán los antecedentes necesarios para abarcar el capítulo referente al diseño conceptual de la desalinizadora de agua necesaria para completar todo el proceso de generación eléctrica y abastecimiento hídrico.

4.1 Antecedentes

4.1.1 Contexto hídrico nacional e internacional

El componente más esencial para que exista el ser humano es el agua dulce. Dicho elemento es el que requiere la humanidad para el consumo, alimentación, industria y producción de energía. Es por esto por lo que el contexto actual supone una situación alarmante; en el mundo se está poniendo en riesgo la disponibilidad de este recurso, en otras palabras, se está acabando el agua dulce en el mundo.

Los factores que se involucran dentro de la escasez hídrica son bastantes, donde es posible englobarlos dentro de 3 grandes grupos:

- *Crecimiento demográfico*, lo que implica en una mayor demanda en el consumo humano de agua.
- *Mayor crecimiento económico* ligado al desarrollo de las industrias.
- *Procesos causados por el cambio climático* y que afectan significativamente el ciclo del agua, sistemas climáticos y patrones fluviales.

Hoy en día, la demanda actual de agua por persona ha aumentado significativamente. La población mundial consume 6 veces más agua que nuestros antepasados hace 100 años (UNESCO, 2020).

Los usos del agua son posible agruparlos en 5 categorías; agrícola, municipal, industrial, generación de energía y producción primaria de energía. Es dentro de estas 5 categorías que el uso agrícola destaca de sobremanera con respecto a los demás y la cuál va en tendencia al aumento debido a la alta demanda de alimentos y las economías basadas en la agricultura.

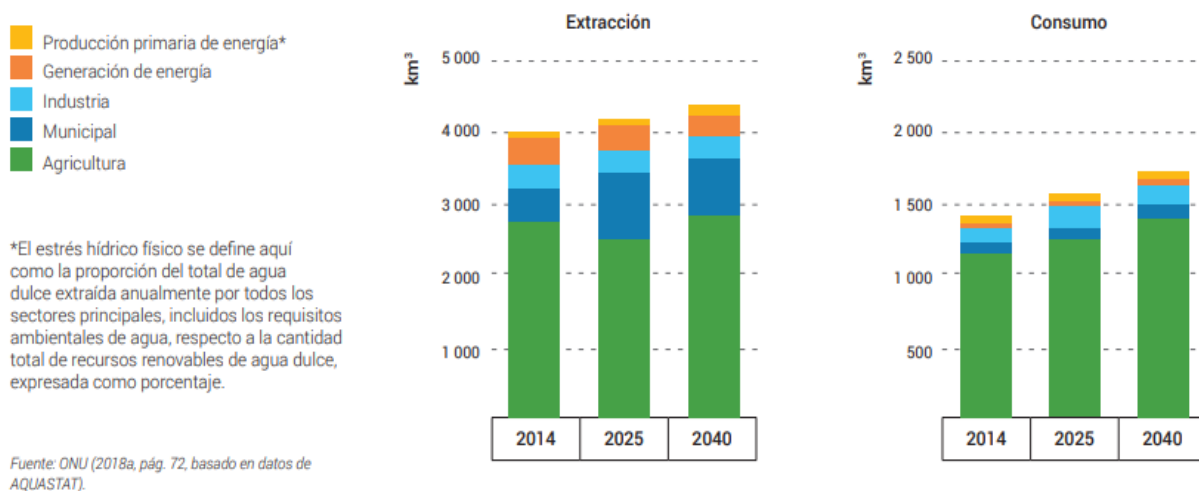


Figura 39: Demanda global de agua por sector. Fuente: ONU 2018, basado en datos de AQUASTAT.

En Chile, producto del crecimiento demográfico y económico, el consumo de agua del país ha aumentado en los últimos años, donde se estima una demanda total de agua de 380 mil millones de m³/año. Esta demanda se puede subclasificar según sea el tipo de uso: demanda consuntiva, no consuntiva y evapotranspirativa. Esta última corresponde a las necesidades de agua que tienen los cultivos para cumplir su ciclo de vida en la cual se hace uso exclusivo del agua de lluvia, sin intervención de riego artificial y corresponde al 56,4% de la demanda total de agua. Por otra parte, la demanda consuntiva y no consuntiva se catalogan como demandas extractivas de agua y corresponden al 2,9% y 40,7% respectivamente (Figuras 40 y 41). Dentro de cada tipo de uso, se destacan los usuarios de mayor demanda: el sector agrícola en la demanda de agua consuntiva, el sector acuícola en la demanda no consuntiva y la agricultura de secano en la demanda evapotranspirativa (Figuras 42 y 43) (Torres, 2020).

Tipo de Uso	Mm3/año	%
Demanda Consuntiva	10.908.729	2,9
Demanda No Consuntiva	154.763.063	40,7
Demanda Evapotranspirativa	214.286.687	56,4

Figura 40: Demanda de agua por tipo de uso. Fuente: BCN, MOP 2017.

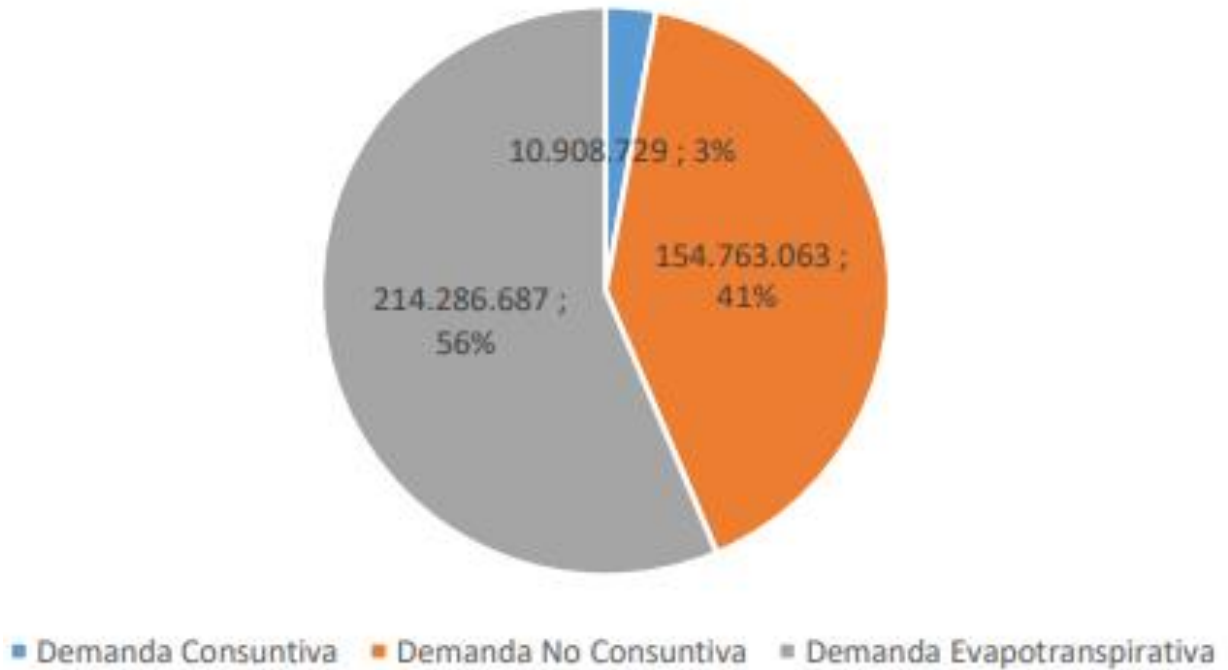


Figura 41: Demanda de agua por tipo de uso. Fuente: BCN, MOP 2017.

Tipo de usuario	Demanda de agua (Mm3/año)
Demanda Consuntiva	
Agua Potable Urbano	1.179.209
Agua Potable Rural	111.684
Agrícola	7.886.169
Pecuario	75.136
Minero	430.296
Industrial	730.853
Generación Eléctrica (C)	495.382
Demanda No Consuntiva	
Acuícola	89.015.537
Generación Eléctrica (NC)	65.747.526
Demanda Evapotranspirativa	
Secano	88.434.504
Forestal (Productivo)	28.082.668
Forestal (No Productivo)	97.769.515
Demanda Total	379.958.479

Figura 42: Demanda de agua por usuario en Chile. Fuente: BCN, MOP 2017.

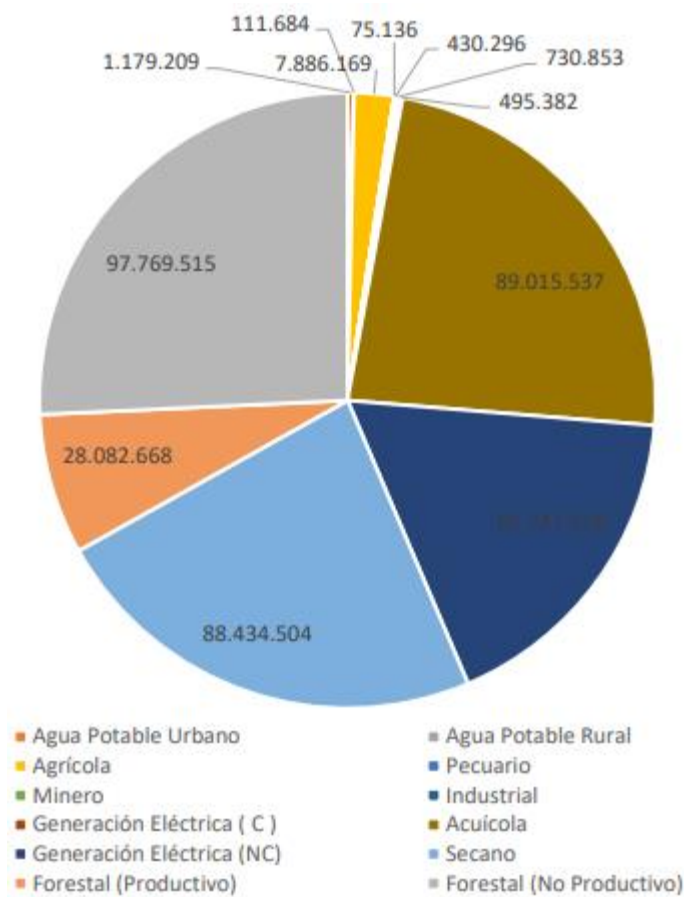


Figura 43: Demanda de agua por usuario en Chile. Fuente: BCN, MOP 2017.

Se estima que la demanda consuntiva de agua aumente en un 4,5% a 2030 y en un 9,7% a 2040, tal como se muestra en la Figura 44.

	2015	2030	2040
Demanda consuntiva de agua	10.909	11.404	11.969
(Millones de m ³ /año)			

Figura 44: Demanda consuntiva actual y proyectada en Chile. Fuente: Mesa Nacional del Agua 2020.

4.1.2 Situación global de la desalinización de agua

La desalinización de agua se presenta como una tecnología viable, confiable y sostenible a lo largo del tiempo para la obtención de agua potable, la cual se comienza a implementar de manera más global en la mitad del siglo XX. Dicha tecnología se da como alternativa para lograr un abastecimiento hídrico en todas sus aristas (consumo humano, agricultura, industrias, etc.) y que está siendo utilizada en varias regiones del mundo: Estados Unidos, China, India, Australia, Islas del Caribe, costas del Mediterráneo, Medio Oriente, África (países de alto poderío energético) y entre más lugares, pero que aún no se implementa a gran escala como es el caso de Chile. Actualmente son alrededor de

150 países los que dependen de la desalinización para abastecer parcialmente sus necesidades de agua donde destacan los países de Medio Oriente ya que son países ricos en recursos fósiles, pero escasos de fuentes de agua (UNESCO, 2013).

En la tabla 8 se presentan los países que poseen la mayor capacidad para desalar agua en el mundo en términos de millones de m³ al día de agua procesada. La capacidad total de desalación viene dada por la suma de agua de mar y agua salobre. Se entiende por agua salobre al agua que tiene una salinidad intermedia entre agua dulce y agua de mar y que puede producirse y encontrarse en estuarios, acuíferos salobres o por actividad humana.

Tabla 8: Ranking de países con mayor capacidad de desalinización. Fuente: GIZ 2017

País	Agua de mar (millones m³/día)	Capacidad total Agua salobre + agua de mar (millones m³/día)
1.- Arabia Saudita	8,7	12,0
2.- Emiratos Árabes Unidos	9,0	9,2
3.- Estados Unidos	0,8	5,7
4.- España	3,5	4,4
5.- China	1,9	3,7
6.- Kuwait	2,4	2,4
7.- Argelia	2,1	2,3
8.- Qatar	2,2	2,3
9.- Israel	1,8	1,9
10.- Australia	1,6	1,8

En la década de los 70, las desalinizadoras de agua eran mayormente de tipo térmicas con evaporadores de etapa flash múltiple (MSF) o de destilación de efecto múltiple (MED), con consumos energéticos superiores a 40 KWh/m³.

En los años 80, surgieron las plantas desalinizadoras de compresión a vapor (MVC) con consumos de 15 KWh/m³ y también las primeras plantas de osmosis inversa (OI), con consumos 10 KWh/m³. Hoy en días las innovaciones tecnológicas han implementado sistemas de recuperación de energía, disminuyendo su consumo hasta 3 KWh/m³ (Colomina, 2013).

Actualmente la osmosis inversa es el método de desalinización más utilizado debido a que es el de menor consumo y donde las tecnologías actuales se están enfocando en seguir reduciendo el consumo energético de las plantas tales como el desarrollo en procesos de desalinización que permitan utilizar energías renovables.

4.1.3 Desalinización en Chile

Chile según datos de la IDA³ es uno de los países pioneros en la desalinización de agua, con tecnologías artesanales a finales del siglo XIX como lo era la planta desalinizadora Las Salinas, Antofagasta, que utilizaba la evaporación como método.

Es para el año 1998 que se instauraron las primeras desalinizadoras modernas con tecnologías de osmosis inversa y el uso de electricidad. Un ejemplo es la planta desalinizadora Aguas del Altiplano, Arica, la cual extrae agua salobre del río Lluta y la desaliniza para producir agua dulce para el consumo humano. Dicha planta antiguamente tenía una producción de 200 lts/s, donde actualmente llega a los 412 lts/s (Reyes, 2017).

Posteriormente en el año 2003, se instala la primera planta desalinizadora de agua de mar en Chile, proyecto encargado por Aguas Antofagasta, con una producción de 850 lts/s y que abastece la demanda hídrica de consumo de la totalidad de habitantes de Mejillones y un 80% de la ciudad de Antofagasta. Así es como el uso de plantas desalinizadoras se fue ampliando y hoy en día, según un catastro del Ministerio de Obras Públicas, hay 24 plantas operativas y otras 22 como proyectos en desarrollo, las cuáles se ubican principalmente en el norte de Chile (AguasAntogasta, 2020).

Dentro del ámbito industrial y principalmente minero, la planta desalinizadora de mayor capacidad (y de mayor magnitud en Sudamérica) pertenece a Minera Escondida en Puerto Coloso, Antofagasta y que produce hasta 2500 lts/s, abasteciendo hasta el 15% de su demanda interna para la producción de cobre. Es dentro de este rubro que las tecnologías de desalinización son más imperantes debido a la necesidad hídrica de cubrir los procesos mineros y el agotamiento de fuentes de agua dulce en la zona. Es por esta misma razón que se concentra la mayor parte de la producción de agua desalinizada en las 4 primeras regiones de Chile.

³ International Desalination Association



Figura 45: Principales desaladoras mineras en Chile. Fuente: ALADYR 2019.

Cabe destacar que la desalinización de agua en Chile no solo se realiza a gran escala, sino también a mediana y pequeña escala. Este es el caso de pequeñas plantas desalinizadoras que se han implementado en caletas de pescadores para poblaciones entre 100 a 200 personas. Esas miniplantas permiten desligarse de la necesidad de camiones aljibes que suministraban agua a altos costos por un suministro permanente a costos convenientes y administrado por los mismos locatarios. A esto se suma que dichas plantas son alimentadas mediante energía solar en base a paneles fotovoltaicos (ALADYR, 2019).

Estas plantas poseen capacidades entre 4 a 22 m³/día según sea la necesidad de la población y se reparten desde la región de Atacama hasta la región de Los Lagos. Dicho proyecto es llevado a cabo por la empresa Vigaflo S.A.



Figura 46: Caletas con plantas desalinizadoras solares. Fuente: ALADYR 2019.

Es fundamental hacer una diferencia de acuerdo con el tamaño de la planta desalinizadora. Para efectos de análisis, una planta pequeña posee una capacidad de hasta 25 lps⁴, equivalente a 2160 m³/día. Entre 25 y 50 lps, se trata de una situación intermedia, más difícil de catalogar y parametrizar del punto de vista de plazos, permisos y complejidad de obras. Plantas desalinizadoras sobre 100 lps son consideradas grandes, las cuales se presentan como una solución a largo plazo y que toma años en implementar.

El uso de plantas desalinizadoras pequeñas posee grandes ventajas en comparación con las grandes desalinizadoras, esto debido a que no es considerada una obra de infraestructura, sino un conjunto de equipos que poseen un menor costo y dificultad de implementación y que, por ende, no deberían ser tratados como una gran obra, por lo tanto (ALADYR, 2019):

- Requiere un sistema simple de captación y devolución de agua de mar.
- No debería requerir permisos ambientales (SEIA) de la misma complejidad.
- Su impacto y área de implementación son muy reducidos, por lo que no debería requerir concesión marítima.

⁴ Lps: Litros por segundo.

En las Figuras 47 y 48 se presenta una tabla comparativa de diversos parámetros entre plantas desalinizadoras de distinta capacidad.

Producción de Agua Tratada (agua desalinizada potable o industrial u otro uso)			# Habitantes que Abastece		Precio exFab Desaladora (sólo equipamiento) (USD)	OPEX: Costo Producción x m3 (Con Operador) (USD)	Potencia Consumida (kWh)	Tiempo de Implementación (Meses)	Dimensiones aprox. Planta desaladora (sin auxiliares) (m2)
			50 l/d pp (emergencia)	150 l/d pp (estándar)					
(m3/día)	(m3/hora)	(l/s)	(# hab)	(# hab)					
10	0,4	0,1	200	67	65.000	1,46	1,7	3	25
100	4,2	1,2	2.000	667	200.000	0,99	17	6	50
500	20,8	5,8	10.000	3.333	498.000	0,57	73	6	100
1.000	41,7	11,6	20.000	6.667	596.400	0,55	138	6	150
2.000	83	23	40.000	13.333	871.200	0,54	267	6	200
8.640	360	100	172.800	57.600	9.000.000	0,47	1.080	24	5.000
43.200	1.800	500	864.000	288.000	45.000.000	0,47	5.400	60	14.000
86.400	3.600	1.000	1.728.000	576.000	90.000.000	0,46	10.800	72	20.000

Figura 47: Comparativa entre plantas desalinizadoras según capacidad. Fuente: ALADYR.

Producción de Agua Tratada (agua desalinizada potable o industrial u otro uso)			# Habitantes que Abastece		Recuperación (Producto / Alimentación) (%)	Cantidad de Agua Devuelta al Mar (l/s)	Salinidad Devolución (35.000 ppm en el Mar) (ppm)	Factor de Salinidad Devolución vs. Mar (veces)	Diámetro de la Cañería de la Devolución (Pulgadas)	Diámetro de la Cañería de la Devolución (mm)
			50 l/d pp (emergencia)	150 l/d pp (estándar)						
(m3/día)	(m3/hora)	(l/s)	(# hab)	(# hab)	% Recobro					
10	0,4	0,1	200	67	25%	0,3	46.667	1,3	0,6	15
100	4,2	1,2	2.000	667	40%	1,7	58.333	1,7	1,3	33
500	20,8	5,8	10.000	3.333	40%	8,7	58.333	1,7	2,9	75
1.000	41,7	11,6	20.000	6.667	42%	16,0	60.345	1,7	4,0	102
2.000	83	23	40.000	13.333	43%	30,7	61.404	1,8	5,5	141
8.640	360	100	172.800	57.600	45%	122	63.636	1,8	11,1	281
43.200	1.800	500	864.000	288.000	45%	611	63.636	1,8	24,7	628
86.400	3.600	1.000	1.728.000	576.000	45%	1.222	63.636	1,8	35,0	888

Figura 48: Comparativa entre plantas desalinizadoras según capacidad. Fuente: ALADYR.

4.2 Características del agua de mar

4.2.1 Composición del agua

El agua de mar, más allá de su composición química (2 átomos de hidrógeno y uno de oxígeno), presenta una gran cantidad de otro tipo de moléculas en diferentes concentraciones y que son principalmente minerales iónicos o sales. Estos componentes también llamados sales disueltas son los que explican la alta salinidad del agua de mar y que corresponden a un 3.5% del total del contenido del agua de mar. En la Tabla 9 se presenta la composición de sales disueltas en el agua de mar.

Tabla 9: Proporción de sales disueltas en agua de mar: Fuente: Pabón 2001.

Sales	Símbolo químico	Concentración [g/kg de agua de mar]	%
Cloruro de sodio	NaCl	19,35	77,75
Cloruro de magnesio	MgCl	10,76	10,87
Sulfato de magnesio	MgSO ₄	2,71	4,73
Sulfato de calcio	CaSO ₄	1,29	3,60
Sulfato de potasio	K ₂ SO ₄	0,41	2,46
Carbonato de calcio	CaCO ₃	0,38	0,34
Bromuro de magnesio	MgBr ₂	0,14	0,21
Total		35,00	100,00

4.2.2 Otros elementos

Aparte de las sales disueltas anteriormente mencionadas, el agua de mar posee una gran cantidad de otros elementos dentro de su composición como por ejemplo yodo, hierro, cobre, aluminio, sílice, estroncio, entre otros y que son considerados elementos raros. Además, se pueden hallar muchos gases disueltos tales como el dióxido de carbono y dióxido de nitrógeno a lo que se agregan ciertos fosfatos y sustancias orgánicas.

Dentro de las características del agua de mar, existe la capacidad de regulación que este posee y que permite mantener en proporciones constantes cada uno de los elementos anteriores (Castro, 1999). Estos procesos reguladores son:

- Factores de solubilidad que hacen precipitar algunas sales que aparecen en exceso y las incorporan a los sedimentos.
- Agitación y mezcla constante del agua debido a la circulación general de las masas de agua oceánicas como los son las corrientes.
- Actividad biológica de seres vivos que fijan selectivamente ciertas sales solubles (fosfatos y silicatos) y las transforman en insolubles (conchas marinas, exoesqueletos, etc.) y que se incorporan como sedimentos.

4.2.3 Salinidad

La salinidad del agua de mar se basa en sus concentraciones minerales y que son dependientes de varios factores como por ejemplo la biota marina de la zona o composición del fondo marino (tipos de rocas). Es por esto por lo que la salinidad puede variar mucho según la zona de estudio. Las concentraciones de sales disueltas se encuentran en mayor proporción en lugares cálidos como en regiones subtropicales y

latitudes medias, mientras que los valores de la concentración son menores en zonas cercanas a la Línea del Ecuador y en regiones polares (Castro, 1999). Los principales parámetros que afectan la salinidad son la evaporación, precipitación y mezcla de sales.

Para cuantificar la salinidad del agua, se tiene que la salinidad media del agua de mar es de aproximadamente 35.000 ppm, llegando hasta 42.000 ppm en mares más cálidos. En mares interiores (como el mar Mediterráneo o el mar Rojo) los contenidos de sales suelen ser mucho mayores, asemejándose a una salmuera, mientras que en mares septentrionales y meridionales su concentración es más reducida. Un ejemplo es el mar Báltico con concentraciones entre 5.000 y 7.500 ppm (Custodio&Llamas, 1996).

En términos de desalinización de agua, cuanto mayor sea la salinidad en la corriente que ingresa al sistema de desalinización, menor será el rendimiento del proceso, donde se debe tener en cuenta que este factor es intrínseco del agua de mar y de la zona donde es captada, por lo que no es un parámetro controlable.

4.2.4 pH

El pH del agua de mar cuantifica su nivel de acidez, el cual suele ser de tipo básico, es decir, con un pH mayor a 7 en la mayor parte de su extensión. Este valor es variable según su cercanía a la línea ecuatorial, donde se tienen valores de pH cercanos a 8. Para regiones más polares este valor va aumentando.

El equilibrio de alcalinización del pH en el agua de mar ocurre debido a dos causales: la disolución de CO₂ gaseoso que genera ácido carbónico, bicarbonato, carbonato y protones en diferentes cantidades y, por otro lado, la creación de los caparzones calcáreos de los moluscos, los cuáles segregan iones de calcio y que, junto con los carbonatos existentes en el agua, generan carbonato de calcio, un componente que tiene de efecto secundario el desplazamiento del pH a valores más básicos (Giménez, 2015).

Para la planta desalinizadora, si el pH del agua aumenta, el rechazo de las sales (se explica que es más adelante) también aumenta y, por ende, la concentración de la salmuera rechazada, dificultando el proceso de desalinización.

4.2.5 Temperatura

La temperatura es una de las características más inestable que posee el agua de mar ya que esta depende de la zona geográfica en cuestión, la profundidad y la época del año en que se realiza la medición. Cabe recalcar que la temperatura, junto con la salinidad, son las variables más relevantes a la hora de escoger un sistema de desalinización de agua.

Las aguas superficiales son las que tienen una temperatura más alta debido a la incidencia directa de los rayos solares. Es por esto mismo que la temperatura aumenta a medida que se está más cerca de la línea ecuatorial.

El proceso de extracción de agua para su posterior desalinización se suele hacer muy cercano a la superficie marina (entre 0 y 30 metros aprox.) y a pocos kilómetros de la

costa. Es por esto por lo que los datos relevantes son las temperaturas de las aguas superficiales. En la Tabla 10 se observan valores de temperatura de los principales océanos y mares del mundo.

Tabla 10: Temperaturas mínimas y máximas de los principales océanos y mares. Fuente: Fajardo 2018, Datos de National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA).

ZONA	TEMPERATURA (°C)	
	Mínima	Máxima
Mar Mediterráneo	11	28
Mar del Norte	-1,6	17
Océano Atlántico Central	10	27,5
Océano Atlántico Sur	10	27,5
Mar de Arabia	20	30
Océano Índico	11	30
Mares de Australia	11	29
Océano Pacífico	10	29,8

La temperatura también juega un rol importante en el rendimiento de una planta desalinizadora ya que el aumento de esta provoca una disminución en la viscosidad del flujo entrante, aumentando el permeado o agua desalada pero no favorece el intercambio de sales. Se estima que por grado Celsius el flujo de permeado aumenta en un 3%, mientras que la disminución del rechazo de sales es de un 6% (Colomina, 2013).

4.2.6 Densidad

La densidad del agua es un parámetro que a priori se considera invariable, pero esto no es así ya que es dependiente de la salinidad y temperatura del agua. Cuando se agregan sales (más específicamente iones) al agua pura o destilada a cierta temperatura, la masa del agua aumenta, incrementando también su densidad, alcanzando un máximo de densidad (de 1 g/cm³) a una temperatura de 4°C. Esto explica el por qué el agua de mar posee un mayor valor que el agua pura (Werlinger, 2004).

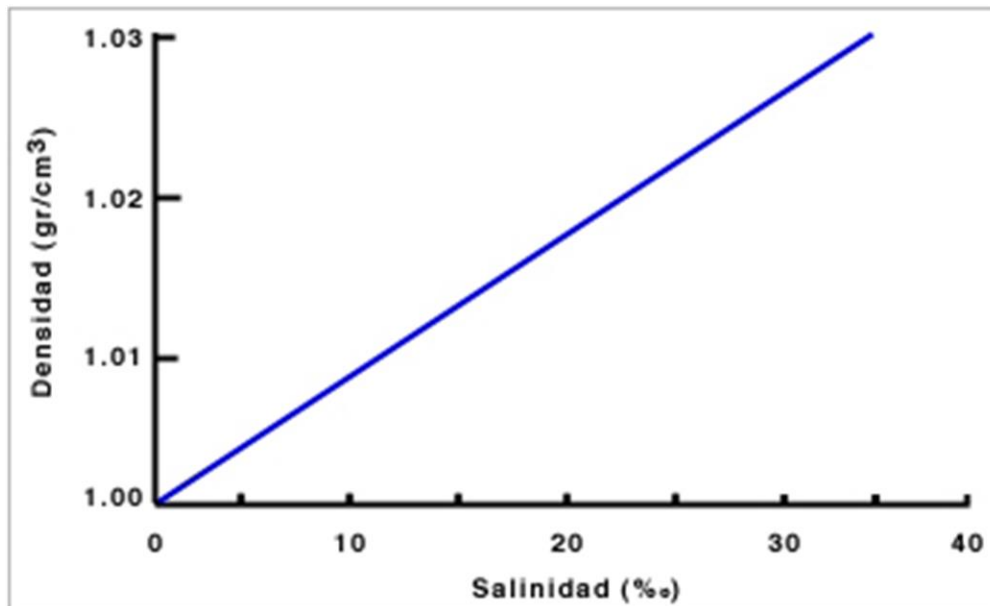


Figura 49: Variación de la densidad del agua según su salinidad. Fuente: Castro, Lagos & Farías 1999.

4.3 Proceso de desalinización del agua de mar

La desalinización de agua se define (según la IDA) como el proceso de eliminación de sales disueltas en el agua, produciendo así agua dulce a partir de agua de mar o agua salobre. Para entrar más en detalle en el procedimiento, la desalinización consta de ciertos métodos que se aplican a una disolución de agua para separar las sales. Dichos métodos son bastante variados, pero en todos los casos se obtiene como resultado agua que contenga sólidos disueltos que estén dentro de los parámetros establecidos para que pueda ser catalogada como potable. El proceso consta de un flujo de agua (marina o salobre) entrante que ingresa al sistema de desalinización, el cuál es accionado mediante una fuente energética (usualmente eléctrica o térmica) y entrega dos flujos de salida; uno que corresponde al permeado o agua apta para el consumo (con una concentración de sales mucho menor a la inicial), y otro correspondiente al vertido o salmuera, la cual contiene una concentración de sales mucho mayor a la del flujo de entrada.

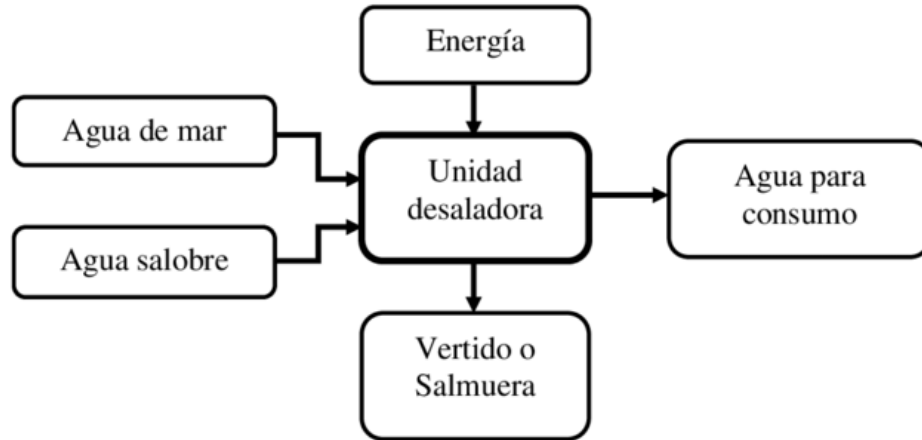


Figura 50: Esquema del proceso de desalinización. Fuente: Dévora-Isiordia.

Cabe mencionar que, dentro de la unidad desaladora o desalinizadora, se consideran varios procesos que permiten que el agua de mar sea apta para el consumo, esto debido a que la contaminación natural y humana de las aguas hace que sea indispensable realizar más fases de tratamiento, es por eso por lo que están los procesos de pre-tratamiento del agua, el proceso de separación de sales y un post-tratamiento, sobre los que se ahondará más adelante.

Sobre la fuente de energía que se aplica en la planta desalinizadora y tal como se menciona en el capítulo 4.1.2, el consumo energético de una planta es considerablemente mayor en comparación con la de plantas de tratamiento de aguas convencionales en términos de KWh/m^3 .⁵ Para estas últimas, su consumo ronda entre 0,1 y 1 KWh/m^3 (Aeas, 2013).

Para una planta desalinizadora, el consumo energético abarca casi el 70% del total los costos variables del proceso. Sin embargo, durante los últimos años, los esfuerzos tecnológicos para buscar reducir los costos han logrado optimizar el consumo, tal como se muestra en la Figura 51.

⁵ Consumo en kilovatios por hora requeridos por cada metro cúbico de agua tratada.

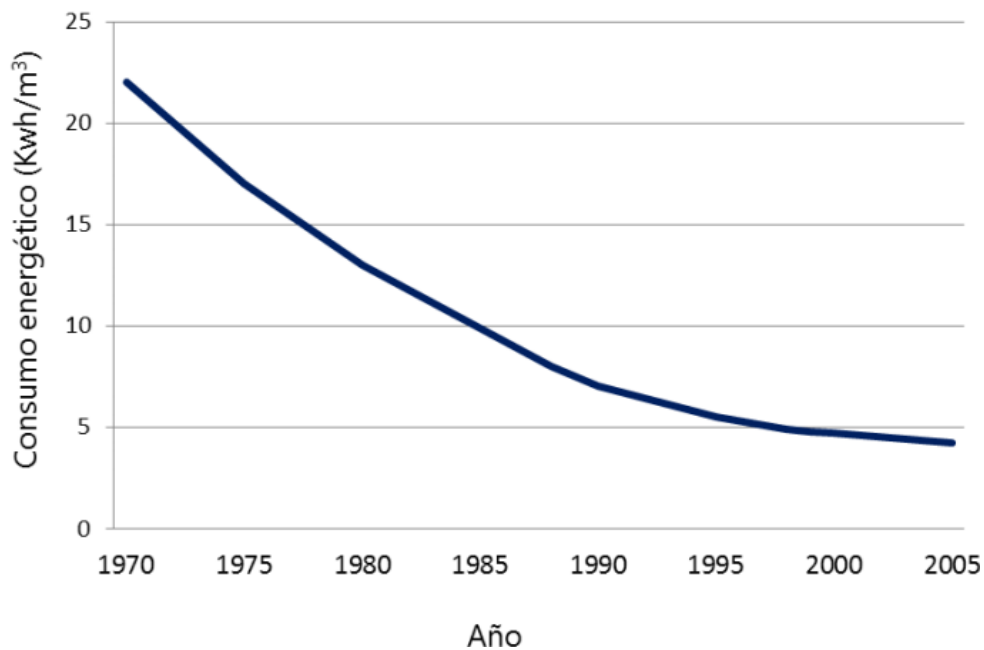


Figura 51: Evolución del consumo energético en la desalinización de agua (1970-2005). Fuente: Cabero 2015.

4.3.1 Captación del agua de mar

La captación o extracción y transporte del agua de mar hacia las instalaciones corresponden a la primera etapa de desalinización. Para este paso, existen 2 tipos de captación de agua; captación abierta y captación cerrada. Las obras de captación cerrada suelen ser pozos profundos, pozos playeros, drenes horizontales, entre otros, mientras que las obras de captación abierta suelen ser torres sumergidas, escolleras o captación superficial de agua. Para elegir cual tipo de captación es óptima para la planta desalinizadora se deben tener ciertos parámetros iniciales tales como el volumen de producción de agua desalada, calidad del agua de entrada, método de desalinización y caudal de agua de mar.

A grandes rasgos, se aconseja recurrir a una captación abierta cuando se está considerando una planta de media o gran capacidad para así asegurar siempre un caudal de agua. Si la planta está pensada para una baja capacidad se recomienda utilizar una captación cerrada (Nexum, 2020).

En la Tabla 11 se presentan las diferencias existentes entre ambos tipos de captación de agua de mar en base a parámetros técnicos.

Tabla 11: Comparativa entre captación abierta y cerrada. Fuente: Nexum 2020.

	CAPTACIÓN ABIERTA	CAPTACIÓN CERRADA
Homogeneidad en la calidad del agua	No	Si
Garantía de caudal incluido para posibles ampliaciones	Si	No
Apta para plantas de gran capacidad	Si	No
Mantenimiento	Bajo	Continuo
Filtración natural del terreno	No	Si
Mejor calidad del agua de entrada	No	Si
Temperaturas estables	No	Si
Contenido de oxígeno disuelto	Alto	Bajo
Vulnerabilidad vertidos contaminantes	Si	No
Variabilidad de la calidad	Si	No
Complejidad de ejecución de obra	Si	No
Inversión en pretratamiento	Mayor	Menor
Obra marina	Si	No
Coste	Alto	Menor
Tiempo de ejecución	Mayor	Menor
Inyección de coagulantes	Si	No
Dosificación anti incrustante	Mayor	Menor
Actividad orgánica y biológica	Grande	Mínima
Contenido en Fe, Mn, Al y Sílice	Bajo	Alto
Contaminación por nitratos y plaguicidas	Poco probable	Muy probable
Contacto con otros acuíferos	No	Probable
Contenido en solidos en suspensión	Alto y variable	Bajo

4.3.2 Pre-tratamiento

El pre-tratamiento es aquel que trata de adecuar el agua captada a las necesidades del proceso de desalinización mediante subprocesos agregados y que están ligados al método a utilizar en la planta. De aquí se pueden distinguir 3 tipos de tratamientos (Ideal, 2016):

- **Pre-tratamiento fisicoquímico:** acidificación, oxidación, desinfección, decantación, floculación, desgasificación, adsorción, antiincrustantes, entre más procesos que buscan disminuir la acumulación de sedimentos, sólidos suspendidos. Estos subprocesos se realizan para todo tipo de métodos de desalinización.
- **Pre-tratamiento para procesos de destilación/evaporación:** el objetivo es la eliminación de posibles precipitaciones de sales insolubles y gases no condensables que puedan reducir el coeficiente de transmisión de calor e influir negativamente en las condiciones de vacío por evaporación. Un subproceso es la desaireación para reducir la cantidad de CO₂, carbonatos y bicarbonatos, y antiespumantes que reducen la espuma en la evaporación mediante poliglicoles (Blumel, 2020).
- **Pre-tratamiento mediante membranas:** Se aplican tecnologías de micro (0.1 a 0.2 micras), ultra (0.1 a 0.001 micras), y nanofiltración (membranas de 1 nanómetro) para contrarrestar el nivel de ensuciamiento de las membranas (SDI), prolongar la vida útil de la membrana e introducir nuevos campos para la desalinización por osmosis inversa.

4.3.3 Métodos de desalinización

Existen variados métodos de desalinización que pueden clasificarse según sea su fuente energética, proceso fisicoquímico o diferenciación en el proceso de separación. Este último suele ser el más amplio y se clasifica según aquellos procesos que separan el agua de las sales y los que separan las sales de la solución de agua. Así se presenta en la tabla 12.

Tabla 12: Clasificación de los métodos de desalinización. Fuente: Delgado 2007.

Separación	Energía	Proceso	Método
Agua de sales	Térmica	Evaporación	Destilación de Etapa Flash Múltiple (MSF)
			Destilación de Efecto Múltiple (MED)
			Termocompresión de Vapor (TVC)
			Destilación Solar (DS)
		Cristalización	Congelación
			Formación de hidratos

		Filtración y evaporación	Destilación con membranas
	Mecánica	Evaporación	Compresión mecánica vapor (MVC)
		Filtración	Osmosis inversa (OI)
Sales de agua	Eléctrica	Filtración selectiva	Electrodialisis (ED)
	Química	Intercambio	Intercambio iónico

Dentro de los diferentes procesos de desalinización, se proceden a explicar brevemente los métodos más utilizados a nivel internacional, especificando de modo más riguroso el sistema de osmosis inversa (OI) debido a que es considerado el método óptimo para la desalinización de agua de mar, el más usado a escala industrial globalmente (tal como lo expone la Figura 52) y que, a priori, sería el método para utilizar para el diseño de la planta desalinizadora observable en el capítulo 7.6.

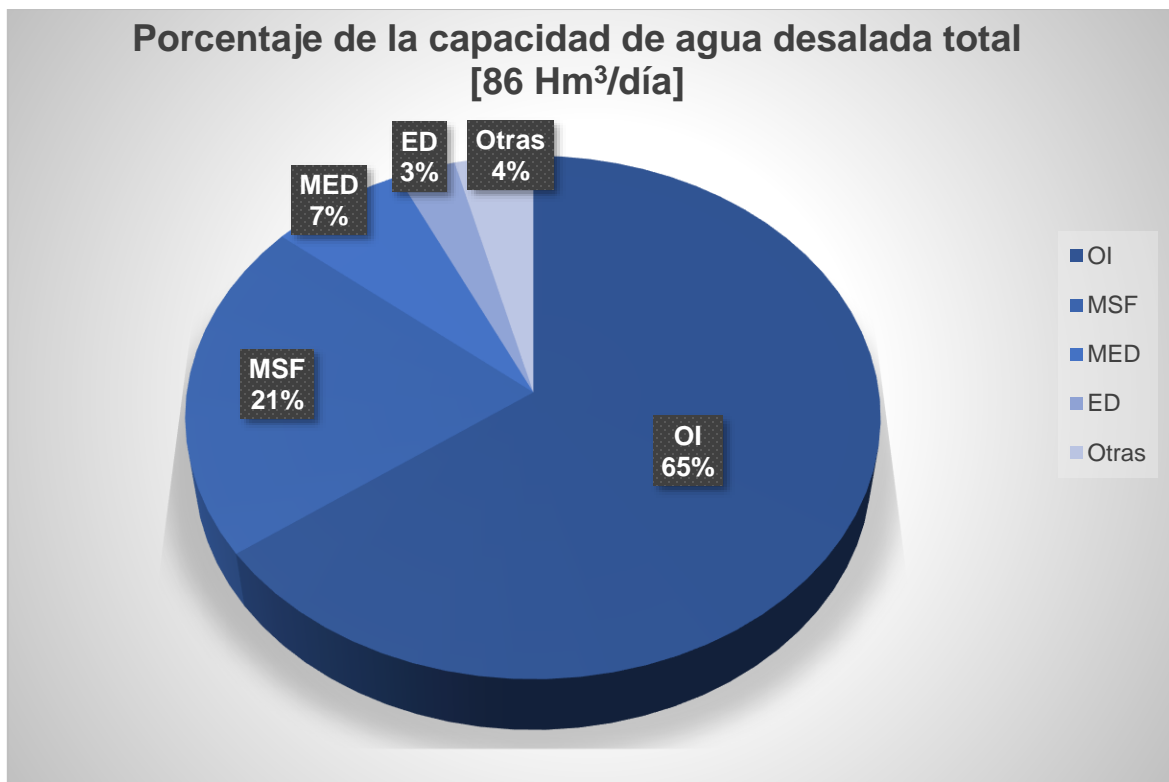


Figura 52: Capacidad de agua desalada según tipo de tecnología. Fuente: IDA Desalination Yearbook 2015-2016.

- Destilación de Etapa Flash Múltiple (MSF):** Consiste en la evaporación de agua de mar en cámaras o etapas a presión menor a la presión de saturación dada la temperatura del sistema. El agua es precalentada en cada etapa, condensando el vapor libre de sales, en otras palabras, el agua al entrar a la cámara (a menor presión), se provoca una expansión súbita del agua de mar, vaporizándose el agua

pura y depositando sales en el fondo. Usualmente se utilizan entre 15 a 25 cámaras secuenciales a presión y temperaturas decrecientes (Ortega, 2013). El proceso se ejemplifica en la Figura 53.

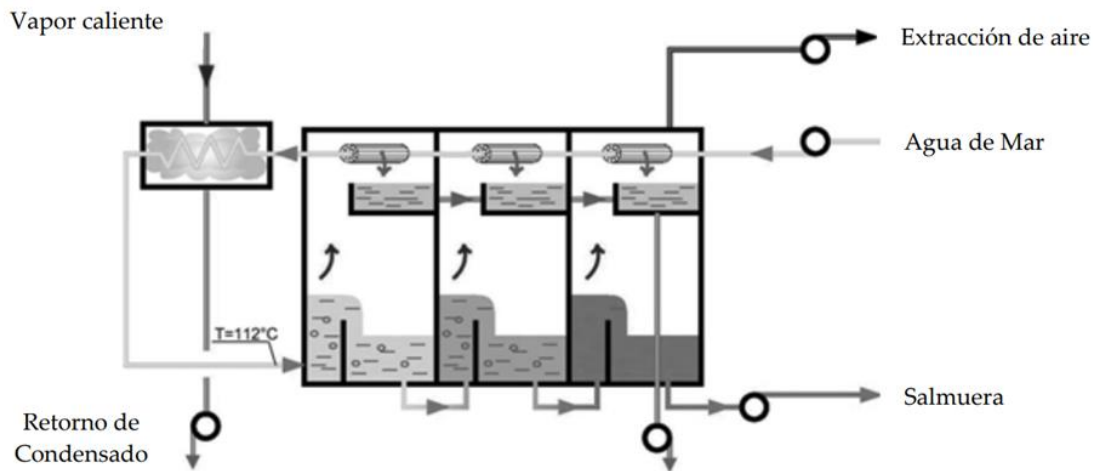


Figura 53: Proceso de destilación de Etapa Flash Múltiple (MSF). Fuente: Dévora 2012.

- **Destilación de Efecto Múltiple (MED):** Consiste en la evaporación de agua de mar mediante vasos o tubos sumergidos horizontales o verticales llamados efectos o evaporadores, donde el agua confinada se evapora gracias al vapor saturado que circula al interior de los tubos y que, mediante la sumersión, se permite la absorción de energía del vapor interno, causando que se condense para producir agua pura y provocando que el vapor migre hacia el siguiente efecto (Mahmoud, 2012). Este es uno de los métodos más antiguos utilizados a gran escala, sin embargo, presenta varios problemas en su operación. El proceso se observa en la Figura 54.

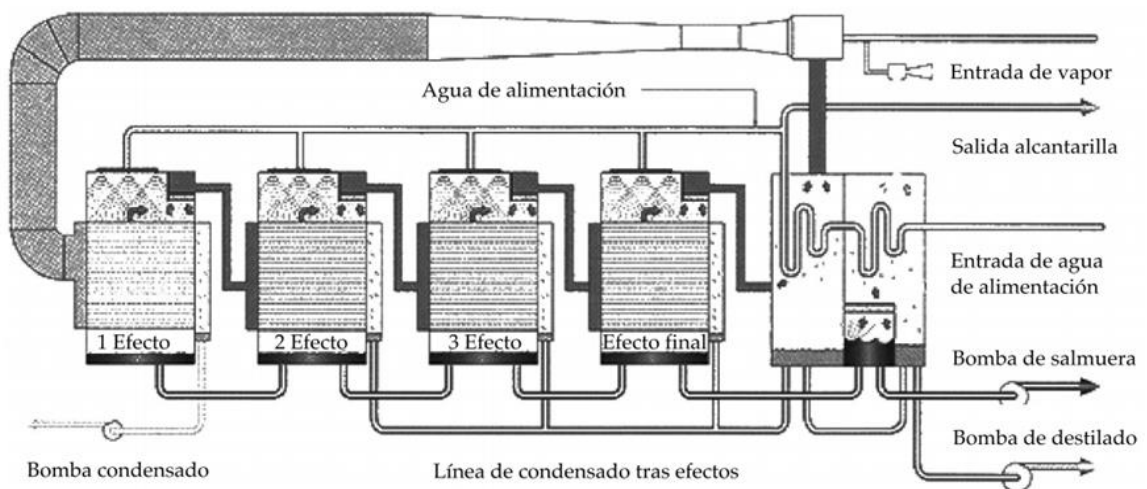


Figura 54: Proceso de Destilación de Efecto Múltiple (MED). Fuente: Dévora 2012.

- **Destilación por Compresión a Vapor (VC):** Este proceso consiste en evaporar el agua de mar mediante intercambiadores de calor, donde el calor necesario para llevar el agua de mar a ebullición se obtiene directamente del vapor que es removido del evaporador y reinyectado en la primera etapa luego de ser comprimido para elevar su temperatura de saturación. En otras palabras, el agua evaporada pasa por un compresor, catalogado como el requerimiento energético principal del sistema y el cuál es accionado mediante una fuente externa de energía. La compresión del vapor puede ser accionada mediante un compresor mecánico (MVC) o por un termocompresor (TVC). Este sistema se encarga de aumentar la presión en el lado del vapor y bajar la presión en el lado de la salmuera, disminuyendo su punto de ebullición (Blumel, 2020). El proceso se observa en la Figura 55.

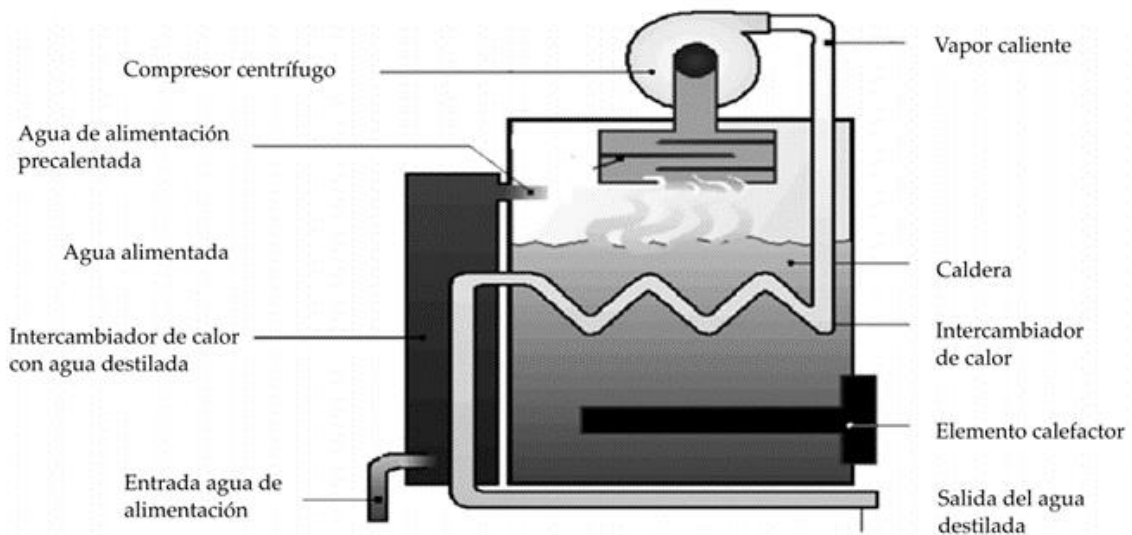


Figura 55: Proceso de Destilación por Compresión Mecánica de Vapor (MVC). Fuente: Dévora 2012.

- **Electrodialisis (ED):** Esta técnica se basa en el transporte de iones a través de membranas selectivas semipermeables bajo la acción de un campo eléctrico. La solución iónica (dada por el agua de mar) se disocia, donde los iones positivos (cationes) migran hacia el electrodo negativo (cátodo), mientras que los iones negativos (aniones) migran hacia el electrodo positivo (ánodo). Entre ambos electrodos se coloca la membrana que permite selectivamente el paso del Na^+ o del Cl^- , mientras que el agua que queda contenida al centro de la celda electrolítica se desaliniza progresivamente.

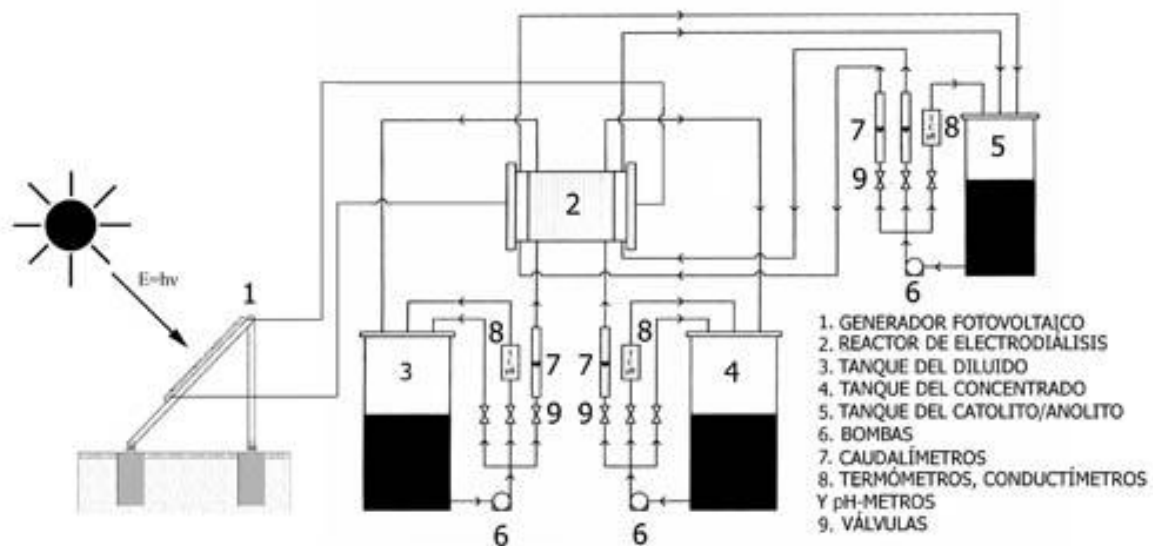


Figura 56: Proceso de Electrodialisis (ED) mediante el uso de fuente fotovoltaica. Fuente: Remtavares 2013.

- **Osmosis Inversa (OI):** Para comprender el uso de esta técnica es necesario comprender el proceso de osmosis, el cual involucra el principio de gradiente de concentración. La osmosis se explica como el fenómeno físico donde el flujo de un solvente (agua de mar) va desde un lado de menor concentración de solutos (sales disueltas) hacia uno de mayor concentración a través de una membrana semipermeable, hasta alcanzar el equilibrio. Visto como un sistema físico, el proceso se basa en tener 2 compartimentos separados por la membrana a presión atmosférica, uno con agua pura y el otro con una solución salina. Debido al gradiente de concentración, el agua pura pasa a través de la membrana, aumentando la presión en la solución salina hasta alcanzar la presión osmótica (equilibrio), momento en que el transporte de agua se detiene.

La osmosis inversa, tal como lo indica su nombre, busca el proceso inverso, es decir, aplicar una presión externa mayor a la presión osmótica para que el flujo del agua vaya desde la zona de mayor concentración de solutos hacia la de menor concentración.

Osmosis And Reverse Osmosis

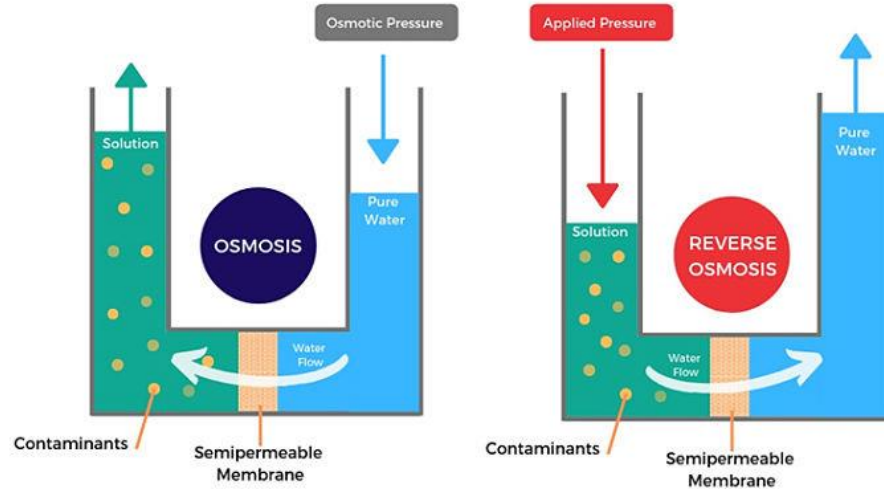


Figura 57: Osmosis y Osmosis Inversa. Fuente: IQR.

Dicha técnica involucra 2 requerimientos fundamentales, una membrana semipermeable y un sistema externo de presión. Las membranas se instalan en varias capas dentro de la planta y dependen de la cantidad de agua desalinizada que se desea producir en cierto periodo de tiempo. Estas suelen tener tamaños de poro entre 0.3 a 0.5 nm, logrando retener la mayor parte de las partículas (Claudio, 2018). El tipo de membrana más utilizado es la membrana en espiral, compuesto por una membrana, un espaciador y una guía, la cual posee una forma cilíndrica. La composición de la membrana se basa en 3 capas finas; la primera y de mayor porosidad que sirve de base, la segunda que es una capa intermedia micro porosa y la tercera que es una capa ultradelgada que está en contacto con el agua a desalar y que separará los flujos de permeado y rechazo (Villagrán, 2017). Por otro lado, la presión externa que se aplica al sistema depende directamente del grado de salinidad del agua de mar, donde la presión varía entre 55 a 82 bares (Cruz, 2006).

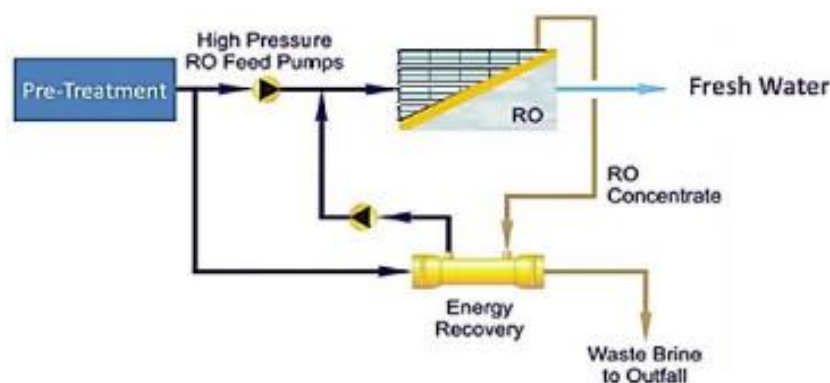


Figura 58: Proceso general de desalinización mediante Osmosis Inversa. Fuente: IDA Yearbook 2012-2013.

El proceso de osmosis inversa es el más utilizado a nivel mundial debido a que es el que consume comparativamente menos energía en la desalinización que las demás tecnologías, donde solo se requiere energía eléctrica (mecánica) para operar el sistema de bombeo que impulsa el agua a través de las membranas. A esto se suma que, al ser un proceso relativamente simple, las tecnologías se enfocan en buscar el abaratamiento de costos de este sistema. Un ejemplo de esto es la recuperación de energía, donde se aprovecha la presión que tiene la corriente de rechazo o salmuera. Existen diversos procesos, donde el más utilizado es el uso de una turbina Pelton que, a través de la presión y el caudal, se obtiene cierta cantidad de energía que puede ser aprovechada para el mismo ciclo para suministrarlos a los diversos componentes que los necesiten o utilizado como suministro extra a la red local de energía (Figura 59). Actualmente se están masificando los intercambiadores de presión debido a su alta eficiencia en el proceso de recuperación de energía (Figura 60) (Villagrán, 2017).

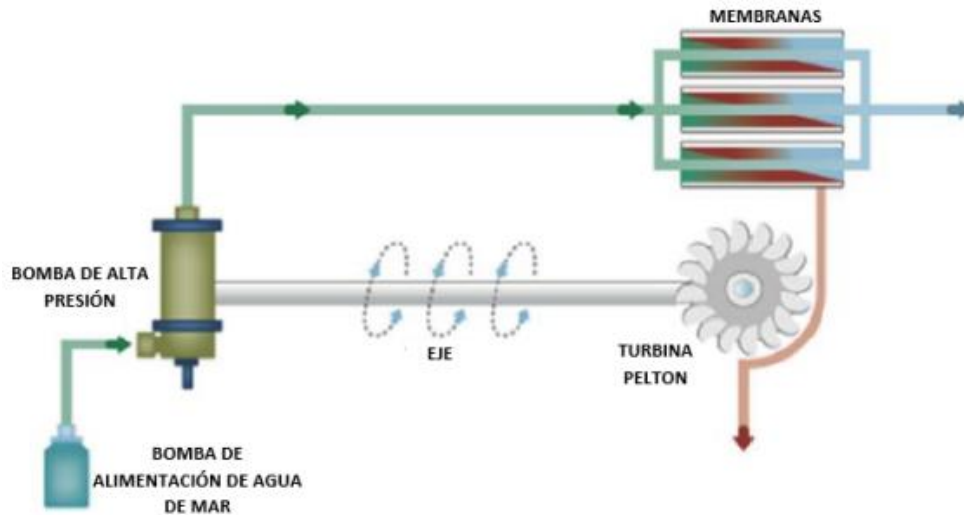


Figura 59: Recuperación de energía mediante turbina Pelton. Fuente: Villagrán 2017.



Figura 60: Intercambiador de presión. Fuente: Villagrán 2017.

Finalmente cabe destacar que los porcentajes de recuperación (producto/alimentación) en el caso de la osmosis inversa suelen ser de entre 40-50% para el agua de mar y entre 50%-80% para el agua salobre (ALADYR, 2019), y que dichos porcentajes dependen de las características anteriormente nombradas en el capítulo 4.2.

A priori se elegirá este método para el diseño de la planta desalinizadora, viendo más a detalle el tipo de planta y sus características en el capítulo 7.6.

4.3.4 Post-tratamiento

El post-tratamiento es el proceso que se realiza para que el agua ya desalinizada cumpla con los estándares de calidad establecidos según la normativa vigente de cada país. El post-tratamiento va a depender directamente del uso que se le dará al agua desalinizada, donde comúnmente suelen ser 3 tipos de usos; agua potable, agua para riego y agua para procesos industriales. El post-tratamiento también va a depender del método de desalinización aplicado, según sea uno térmico o de membrana. Para este último caso solo se considerará el post-tratamiento para el método de osmosis inversa.

- **Agua Potable:** El agua al ser desalinizada, queda con un bajo contenido de minerales en su composición, y es por esto por lo que se debe remineralizar, aumentando así la dureza del agua. Esta remineralización se hace adicionando carbonato cálcico y dióxido de carbono, o bien hidróxido cálcico y dióxido de carbono. También se suele añadir hidróxido de sodio o ácido clorhídrico para disminuir el pH final del agua y así neutralizarlo (pH +/- 7). Es requerido también que el agua pase por un proceso de desinfección, donde lo más común es añadir hipoclorito o cloro, para que se certifique que el agua cumpla con requerimientos para ser potable (usualmente entre 0,5 a 2 ppm) (Blumel, 2020).
- **Agua para riego:** El riego busca que el agua se base en un equilibrio entre el sodio, calcio y magnesio, para así asegurar una buena filtración del suelo. Para este caso es necesario la eliminación del boro ya que es considerado un elemento tóxico para las plantas y sembradíos, para esto, la solución ideal es el uso de una resina de intercambio iónico específica para la eliminación del boro y una posterior remineralización (Villagrán, 2017).
- **Agua para procesos:** Para este caso, los requerimientos vienen dados según el fabricante de la maquinaria que está haciendo uso del agua desalinizada, ya sea, dilución de agua, calderas, etc. Como ejemplo, en industrias donde se deba calentar o refrigerar agua, es necesario que el agua posea bajos niveles de mineralización para así evitar depósitos de sarro en las tuberías o corrosión por cloruro.

4.3.5 Vertido de salmuera

Dentro del proceso de desalinización, los índices de conversión de agua desalinizada suelen ser aproximadamente de 45%, mientras que el otro 55% corresponde al rechazo o salmuera, junto con ciertos contaminantes aportados como los coagulantes, floculante, aditivos y/o productos de la corrosión. La salmuera puede tener salinidades desde 38.000 ppm en plantas pequeñas, hasta 64.000 ppm en plantas de mayor tamaño, lo cual equivale de 1.09 a 1.82 veces la salinidad del agua de mar captada (ALADYR, 2019).

Este desecho se vuelve a descargar al mar mediante bombeo y uso de tuberías. Sin embargo, la salmuera no debe devolverse al mar directamente ya que genera grandes impactos medioambientales en la zona de descarga, los cuáles se abarcan en el capítulo 4.4.1, por lo que es necesario tener alternativas de mitigación.

En primer lugar, es necesario tratar el agua de rechazo para no enviar contaminantes nocivos que afecten la biodiversidad marina de la zona, esto se realiza mediante depuración. La salmuera se debe descargar mediante difusores que permitan que se disperse y diluya rápidamente en el volumen total del agua y debe hacerse alejado de ecosistemas delicados. Esto se logra haciendo un vertido mediante un emisario submarino colocando difusores en las tuberías de descarga a una determinada altura sobre el nivel del mar y con inclinaciones predeterminadas. Con esto, el flujo descargado recorrerá una forma de medio arco, logrando una gran dispersión y reduciendo su concentración en la región marina.

Otra técnica es la dilución previa del vertido de salmuera. Aquí la salmuera se retiene en un depósito donde se diluye la salmuera con agua a una proporción aprox. de 1:4. Una vez obtenida esta proporción, se devuelve la dilución al mar. Esta técnica requiere un grupo de bombeo adicional (con un costo energético asociado) y un depósito, por lo que suele ser más caro, pero suele ser la opción más viable (Nuevo, 2020).

4.4 Impactos de la desalinización de agua de mar

Una planta desalinizadora debe someterse a una evaluación ambiental como cualquier otro tipo de proyecto y que cumpla con la normativa ambiental vigente. A grandes rasgos, se debe cumplir que el proyecto sea ambientalmente sostenible y consiente de los impactos medioambientales de cada una de sus etapas.

La desalinización además debe ser muy rigurosa con sus procesos ya que, al igual que una forestal, se está explotando un recurso donde se alberga una gran diversidad de flora, fauna y procesos ecológicos. Las tecnologías de desalinización deben estar enfocadas en mitigar lo más posible el daño que pueda generarse al medioambiente, desarrollando opciones cada vez más amigables con el entorno.

4.4.1 Salmuera

La salmuera se considera el principal agente nocivo de las plantas desalinizadoras que afecta a los organismos marinos. Estos se encuentran en equilibrio osmótico con el medio que los rodea, por lo que un aumento en la concentración de sales durante un tiempo prolongado afecta las células de los organismos, provocando la deshidratación de este. Según estudios de la Universidad de Sydney (2019), las descargas hipersalinas desarrollan un papel importante en el desarrollo de la vida acuática, alterando ciertas especies marinas y donde la fluctuación de salinidad juega dos roles opuestos; por una parte, puede ser beneficioso para organismos como mariscos o en aumentar la riqueza de cierto tipo de peces y por otra, la disminución de especies invertebrados debido a una disminución de alimento alrededor de arrecifes.

La sensibilidad ante incrementos de salinidad varía según la especie, tal es el caso de la Posidonia Oceánica, consideradas una de las especies más sensibles a los cambios de concentración. Esta planta, la cual crece en praderas marinas en el Mar Mediterráneo cumple funciones como retener sedimentos, proteger la línea costera y ser hábitat para algunos organismos marinos (Nuevo, 2020).

Cabe mencionar que los efectos que pueden generarse por la descarga de salmuera responden a la calidad, cantidad y frecuencia del rechazo de salmuera, además de las condiciones propias del mar donde se realice la obra de desalinización.

Para la solución de esta problemática, se realizan rigurosos estudios a la zona de impacto como reconocimiento bionómico, alteración de salinidad, programas de vigilancia y protocolos de corrección, además de aplicar umbrales de tolerancia para ciertos hábitats.

Hoy en día se están estudiando alternativas de mitigación de este impacto para que la dilución del agua sea lo menos dañina posible. Algunos ejemplos son la dilución antes de la expulsión mezclándola con aguas procedentes de ríos, canalizaciones o salidas de refrigeración de centrales, o también reconvertir la salmuera para que esta tenga un valor positivo en el mercado, tal es el caso de involucrar procesos de electrólisis directa para producir hidróxido de sodio y ácido clorhídrico a partir de la salmuera, lo cual permite un alternativa directa dentro del mismo proceso de desalinización ya que dichos compuestos son utilizados en las etapas de pre y post tratamiento, permitiendo una recuperación de recursos y disminución de la salmuera (Chandler, 2019). Otra alternativa interesante es el uso de estanques de evaporación para el tratamiento de la salmuera para extraer como subproducto sal comercial, aunque esta todavía no es factible económicamente (Pinto, 2021). Un último ejemplo en estudio es el uso de la salmuera para la acuicultura ya que se ha demostrado que la salmuera genera un aumento en la biomasa en cierto tipo de peces, así como en la producción del suplemento dietético espirulina (AsiaPacífico, 2021).

4.4.2 Temperatura

El vertido de salmuera también puede generar un aumento en la temperatura de las aguas circundantes a la zona de rechazo, afectando a los ecosistemas existentes. Esta temperatura varía sustancialmente según el método de desalinización. Para métodos térmicos, la salmuera emitida suele tener entre 10 a 15°C más que la temperatura del agua captada. Por otro lado, los métodos que utilizan membranas vierten su salmuera a temperaturas no mayores que 2°C del agua captada. Igualmente, dependiendo de las características del mar, esta alza de temperatura suele ser disipada rápidamente (Baeza, 2019).

4.4.3 Obras de captación de agua de mar

Cuando se extrae agua de mar mediante bombeo, es probable que también se impulsen organismos del ecosistema circundante tales como plancton, crustáceos, huevos, etc. Esto puede afectar corrientes marinas y especies mayores. Las medidas de mitigación vienen ligadas a estudios marinos que concluyan con la ubicación de las tomas de agua en zonas donde no se afecte el bioma de la zona, adaptar velocidades bajas para reducir la captura accidental de especies, hacer pozos de filtración para reducir la entrada de especies, entre otras (Fajardo, 2018).

4.4.4 Ruido

Al igual que cualquier otro proyecto, la construcción y operación de una planta de desalinización genera aumento en los niveles de ruido. No obstante, el ruido en la mayoría de los casos no excede el límite máximo “normalmente aceptable” de 65 dB, por lo que no es necesario contemplar medidas para estos casos (Fajardo, 2018).

5 Abastecimiento hídrico

En Chile, principalmente en la zona norte y centro del país, la disponibilidad del recurso hídrico se está haciendo cada vez más escasa, representando un riesgo cada vez más latente para la población. Es por esto que el gobierno de Chile ha impulsado distintas propuestas para mitigar este peligro (quedando expuesto como ejemplo el capítulo 2.3.3: Plan Sequía).

Esta sequía se puede ver plasmada en los embalses existentes a lo largo de país. La Dirección General de Aguas (DGA) es la encargada de monitorear estos embalses, de los cuales 12% son para agua potable, 64% para riego, 16% para generación eléctrica y 8% es mixta (generación y riego). La DGA anuncia mediante un informe hidrometeorológico semanal sobre el estado actual de los embalses. Al día 30 de mayo se tienen acumulados 4.089 millones de m³, donde a la misma fecha del año anterior había 3.404 millones de m³, reflejando un superávit de 20% con respecto al año 2021 (DGA, 2022). Sin embargo, existen 11 embalses cuyo volumen actual es menor al 20% de su capacidad, tal como lo expone la Figura 61.

EMBALSE	REGIÓN	CUENCA	CAPACIDAD	PROMEDIO HISTÓRICO MENSUAL	30 de Mayo 2022	VOLUMEN ACTUAL VS CAPACIDAD (1)	Abril 2022	Mayo 2021	USO PRINCIPAL
Conchi	Antofagasta	Loa	22	16	15,3	70%	14,6	14,6	Riego
Lautaro	Atacama	Copiapó	26	9	1,3	5%	0,6	5,8	Riego
Santa Juana	Atacama	Huasco	166	119	74,0	45%	74,5	95,8	Riego
*La Laguna	Coquimbo	Elqui	38	27	20,4	54%	20,3	28,2	Riego
*Puclaro	Coquimbo	Elqui	209	133	49,8	24%	52,6	91,5	Riego
*Recoleta	Coquimbo	Limarí	86	56	9,6	11%	10,1	27,4	Riego
*La Paloma	Coquimbo	Limarí	750	369	84,5	11%	84,1	188,4	Riego
*Cogotí	Coquimbo	Limarí	156	58	0,0	0%	0,0	12,6	Riego
Culimo	Coquimbo	Quilimarí	10	1,6	1,8	18%	1,9	2,5	Riego
El Bato	Coquimbo	Choapa	26	17	1,4	5%	1,2	1,7	Riego
Corrales	Coquimbo	Choapa	50	29	1,0	2%	1,4	3,1	Riego
Aromos	Valparaíso	Aconcagua	35	21	7,4	21%	9,0	2,8	Agua Potable
*Peñuelas	Valparaíso	Peñuelas	95	13	0,0	0%	0,0	0,5	Agua Potable
El Yeso	Metropolitana	Maipo	220	196	145,9	66%	147,9	171,6	Agua Potable
Convento Viejo	O'Higgins	Rapel	237	127	157,2	66%	119,7	134,0	Riego
Rapel	O'Higgins	Rapel	695	454	538,9	78%	512,1	397,8	Generación
Colbún	Maule	Maule	1544	808	1078,4	70%	932,0	558,9	Generación
Lag. Maule	Maule	Maule	1420	628	275,9	19%	270,0	368,2	Generación y Riego
Bullileo	Maule	Maule	60	1,4	14,8	25%	7,3	2,5	Riego
Digua	Maule	Maule	225	14	51,1	23%	18,1	28,9	Riego
*Tutuvén	Maule	Maule	22	1,9	1,4	6%	1,0	1,7	Riego
Coihueco	Ñuble	Itata	29	2,6	12,0	41%	4,5	6,9	Riego
Lago Laja	Biobío	Biobío	5582	1523	682,8	12%	646,9	769,8	Generación y Riego
Ralco	Biobío	Biobío	1174	457	788,6	67%	801,1	414,0	Generación
Pangué	Biobío	Biobío	83	70	75,6	91%	78,8	74,4	Generación

Figura 61: Volúmenes almacenados en los embalses [en millones de m³]. Fuente: DGA.

De esta información destaca la cuenca del Limarí, Quilimarí y Choapa, región de Coquimbo, ya que se expone que todos sus embalses presentan una capacidad menor al 20% de su total, incluso exponiendo que embalses como el Cogotí, agotaron toda su reserva de agua (0%). A esto se agrega que la provincia de Limarí y Choapa presentan un déficit de un 94,4% y 93,8% respectivamente (GobiernoRegionalCoquimbo, 2019).

Es debido a las razones anteriores que este trabajo se enfoca principalmente en mitigar los efectos de la escasez hídrica en la región de Coquimbo, siendo las zonas de mayor enfoque, las provincias de Limarí y Choapa.

5.1 Recurso hídrico

El recurso hídrico desde el cual se desea abastecer a la población es a través de sistemas de bombeo que capten el agua desalada proveniente desde la planta desalinizadora y que está almacenada en los reservorios, ya sea el inferior o superior, según se dé la configuración de la central hidroeléctrica, teniendo en cuenta que, si se extrae agua desde el reservorio superior, se tiene un potencial gravitacional añadido al flujo.

Se espera que este bombeo también se pueda ejecutar en base a energías renovables no convencionales y permita abastecer a la población que, a priori, se busca realizar en base a dos casos:

- **Abastecimiento a embalses de la zona:** Para este caso, primero es necesario enfocarse en los embalses que se desee abastecer, teniendo en perspectiva los embalses Recoleta, La Paloma, Cogotí, Culimo, El Bato y Corrales. Para definir el embalse, se debe tener primero el emplazamiento de las obras mayores de la planta desalinizadora y la hidroeléctrica, verificando la factibilidad del bombeo según sea la distancia entre el proyecto y el embalse, incluso considerando tener el embalse mismo como uno de los reservorios. Es necesario mencionar que estos embalses tienen como uso principal el riego y que, actualmente se está considerando el uso para garantizar el consumo humano, combinándose con el uso hídrico para la agricultura.
- **Abastecimiento directo a las comunidades:** Para este otro caso, el agua bombeada acabaría en las fuentes de abastecimiento directo para el consumo humano, es decir, se introduciría como un aporte a los sistemas de agua potable rural (APR) de la localidad en cuestión. Esto puede reflejarse de dos maneras; haciendo un aporte a los puntos de captación de agua, usualmente dado por pozos o haciendo un aporte directo a los estanques de almacenamiento de agua potable o sistemas colectivos. Para el primer caso solo se busca tener un sistema de bombeo ya que el sistema APR se encarga de potabilizar el agua para su posterior consumo. Por otro lado, si se aporta directamente al estanque, es necesario realizarle un proceso de potabilización al agua, regulado por el tratamiento que utilice cada APR. Se debe mencionar que sea cual sea el caso, el abastecimiento aportará directamente a la localidad rural por lo que sería una contribución hídrica focalizada a localidades que, en primer lugar, se encuentren cerca de la zona de emplazamiento, y en segundo, que posean un marcado déficit de agua.

6 Centrales objetivo

Tal como se expuso en el capítulo 3.2, el primer gran desafío para una central a bombeo es encontrar la ubicación geográfica natural que contenga grandes desniveles a corta distancia. Este es el punto primordial para la construcción de cualquier hidroeléctrica con sistema PHS. A esto se agrega la necesidad de un terreno acorde al emplazamiento de la planta desalinizadora, donde su tamaño dependerá de la capacidad de agua desalinizada a requerir y que, a su vez, dependerá del tamaño de la localidad a la cual se le suministrará el recurso hídrico.

6.1 Zona de emplazamiento

La zona de emplazamiento de ambas plantas (desalinizadora e hidroeléctrica) se delimita a la IV región de Coquimbo (tal como se expone en los objetivos, capítulo 1.2) y zonas circundantes. Para la elección de cada posible zona, se consideran los siguientes criterios:

- **Condición geográfica favorable:** Catalogado como el factor esencial para que una hidroeléctrica a bombeo funcione. Esto debe considerar una geografía natural particular donde se tengan 2 zonas suficientemente amplias para la ubicación de los reservorios (naturales o artificiales) y que se encuentren a grandes desniveles a una distancia relativamente corta, considerando una relación H:D de 1:20 (lo expuesto en el capítulo 3.3.2).
- **Ubicación estratégica:** La ubicación de las centrales en primer lugar debe considerarse cercana a la línea costera para así no dificultar de sobremanera el bombeo desde la planta desalinizadora a la hidroeléctrica. También se debe considerar cercanía a alguno de los embalses anteriormente nombrados o en su defecto, a zonas que contengan áreas hídricas (lagos, lagunas, esteros, etc.), también se debe considerar una ubicación cercana a comunidades rurales con déficit de agua a las cuáles sea posible abastecer. Además, se debe considerar cercanía a las líneas de transmisión eléctrica.
- **Accesibilidad:** Las zonas a designar también deben considerar la existencia de caminos que permitan acceder hacia los reservorios y plantas con el objetivo de desarrollar sin mayor dificultad las obras mayores de ingeniería.
- **Cercanía a fuentes ERNC:** Como un último criterio, se deben considerar sectores cercanos a desarrollos de fuentes solares y eólicas actualmente operativas para así lograr promover el uso de energías renovables de la zona y permitir la disminución de costos operacionales de ambas centrales.

Las obras mayores contemplan los siguientes colores; circunferencias u óvalos amarillos son los reservorios, rectángulos amarillos son las plantas desalinizadoras, en azul las tuberías forzadas que van entre reservorios, en morado las tuberías captadoras de agua salada y en naranja las tuberías que van desde la desalinizadora al reservorio inferior.

Para la búsqueda de las zonas que contengan las características geográficas adecuadas, se utiliza la herramienta Google Earth Pro. Para esto, se hizo una inspección en zonas costeras, cercanas a la Cordillera de la Costa y en lugares cercanos a embalses que estuvieran delimitados entre la región de Valparaíso (desde el embalse Peñuelas) y la zona sur de la región de Atacama (ciudad de Huasco), enfocándose principalmente en zonas geográficas que tuvieran concavidades naturales para la ubicación de reservorios. Realizando esta búsqueda se consideraron las siguientes zonas:

6.1.1 Huentelauquén – Puerto Oscuro

La zona de emplazamiento se encuentra ubicada cerca de Caleta Puerto Manso, a 10 km al norte de la localidad de Huentelauquén en la comuna de Canela, región de Coquimbo (Figuras 62 y 63). En esta zona se considera un cerro que es parte de la Cordillera de Talinay, lugar donde se pretende ubicar el reservorio superior. Para la central hidroeléctrica se debe considerar obligatoriamente que las tuberías forzadas sean subterráneas ya que para conectar ambos reservorios se debe atravesar la ruta 5 norte.

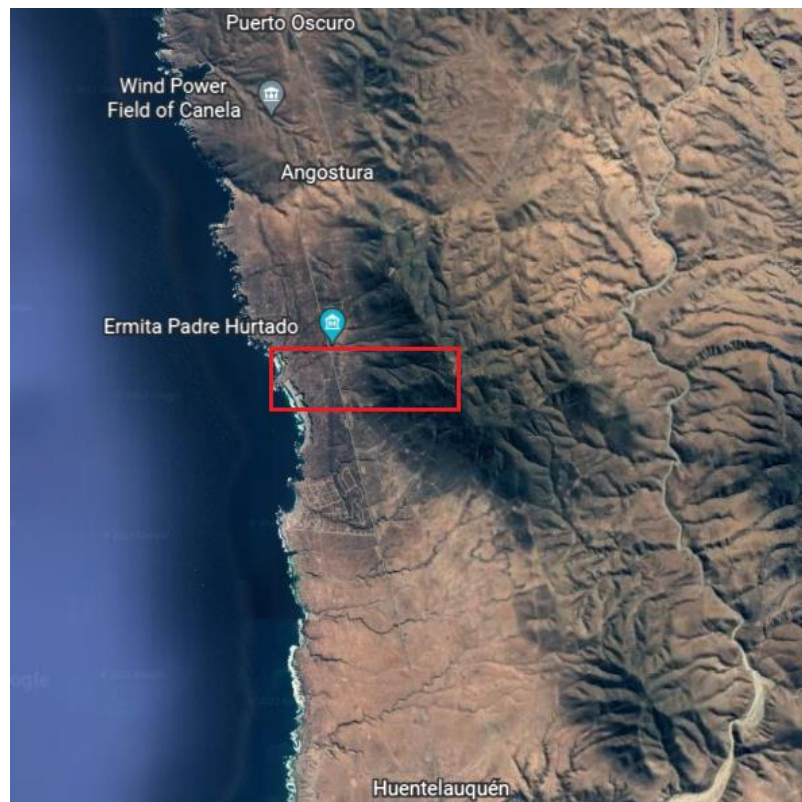


Figura 62: Ubicación central en Huentelauquén. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 63: Vista en planta de central en Huentelauquén. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

Para el caso del reservorio superior, se consideran 2 posibles lugares funcionales para la colocación de embalses, donde en ambos se debe realizar la construcción de una presa para lograr almacenar agua. El reservorio inferior y la planta desalinizadora se encontrarían ubicadas cercanas a la línea costera donde el terreno es más llano y se permitiría una mejor captación de agua de mar.



Figura 64: Reservorios superiores (1 y 2), reservorio inferior (óvalo inferior) y planta desalinizadora (rectángulo). Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

Ambos reservorios poseen aspectos que involucran ventajas y desventajas uno respecto al otro, las cuales se enumeran más adelante. Cabe mencionar que la ubicación y tamaño de la planta desalinizadora y el reservorio inferior son variables, donde a este último se le debe construir una obra civil completa para embalsar agua, pudiendo considerarse la alternativa de usar un depósito prefabricado.



Figura 65: Reservorio superior 1. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 66: Reservorio superior 2. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 67: Reservorio inferior y planta desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

A continuación, en la Tabla 13 se presentan los detalles técnicos necesarios para diseñar las obras mayores de la hidroeléctrica y la desalinizadora, donde se debe enfatizar que todos los parámetros son estimados y pueden ser muy variables. Además, se contabilizan las ventajas y desventajas generales del proyecto y particulares para cada reservorio.

Tabla 13: Parámetros central en Huentelauquén. Fuente: Elaboración propia.

	Reservorio superior 1	Reservorio superior 2	Reservorio inferior	Planta desalinizadora
Perímetro [m]	1.900	3.600	3.650	2.480
Diámetro [m]	600	900 (corto) – 1.300 (largo)	820 (corto) – 1.300 (largo)	-
Metros sobre el nivel del mar [m]	500 – 720	600 – 700	70 – 120	90
Área [m ²]	280.000	950.000	950.000	Max 380.000
Distancia reservorio superior – inferior [m]	2.000	4.200	-	-
Distancia captación de agua [m]	-	-	-	350
Volumen [m ³]	7.000.000 – 12.000.000	22.000.000 – 27.000.000	30.000.000 – 40.000.000	-
Relación H:D	1:5 – 1:5,3	1:7,5 – 1:8,4	-	-

Ventajas

- Fácil acceso desde ruta 5 norte.
- Cercanía a la línea costera.
- Cercanía al estero La Canela, el cual se une al río Choapa, principal cauce usado para riego en la localidad de Huentelauquén.
- Cercanía a la red de transmisión eléctrica.

Desventajas

- Grandes costos en la construcción de los reservorios superior e inferior.
- Dificultad en el emplazamiento debido a la intersección de tuberías forzadas y la autopista.
- El emplazamiento de los reservorios (principalmente el superior 1) se presenta en una zona de riesgo.
- Cercanía al humedal Salinas en Huentelauquén, zona designada como sitio Ramsar (protegido internacionalmente).
- Afectación a flora y fauna autóctona.
- Afectación en playas turísticas como Playa Agua Dulce o la Ermita Padre Hurtado.
- Lejanía de parques solares o eólicos.

6.1.2 Embalse Corrales

La zona de emplazamiento de la central hidroeléctrica se encuentra ubicada en la comuna de Salamanca en la provincia de Choapa, región de Coquimbo (Figura 68). Esta central contemplaría el uso del embalse Corrales ubicado a 30 km de la ciudad de Salamanca como reservorio inferior, mientras que se tienen tres posibles lugares para la ubicación del reservorio superior, dos por el lado norte del embalse y uno por el lado sur (Figuras 69 y 70).

La central hidroeléctrica estaría ubicada hacia el interior, teniendo que ubicar la planta desalinizadora cercana a la línea costera, en la ciudad de Los Vilos y bombear el agua a través del Estero Pupío, colindando con el Tranque El Mauro. Este bombeo considera una distancia aproximada de 65 km (Figura 71).



Figura 68: Ubicación de la central en Corrales. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 69: Ubicación de los 3 posibles reservorios superiores y el embalse Corrales. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 70: Ubicación de los reservorios, embalses y tuberías. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 71: Bombeo desde la planta desalinizadora hasta el embalse. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

Los reservorios superiores deben utilizar presas para mantener el agua debido a su gran variación de altitud, considerando el semiperímetro de menor altitud de la circunferencia. También se debe mencionar que existe la dependencia de la capacidad actual del embalse Corrales para la colocación de las tuberías forzadas, especialmente para el reservorio 3 que se ubica en la zona de menor profundidad.



Figura 72: Embalse Corrales usado como reservorio inferior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 73: Reservorio superior 1. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 74: Reservorio superior 2. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 75: Reservorio superior 3. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 76: Planta Desalinizadora en Los Vilos. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

En la Tabla 14 se presentan los detalles técnicos necesarios para diseñar las obras mayores de la hidroeléctrica y la desalinizadora. Las ventajas y desventajas del emplazamiento de esta central se presentan a continuación de la tabla.

Tabla 14: Parámetro central en Corrales. Fuente: Elaboración propia.

	Reservorio superior 1	Reservorio superior 2	Reservorio superior 3	Reservorio inferior (Embalse)	Planta desalinizadora
Perímetro [m]	4.000	2.500	2.700	9.500 (2018)	2.450
Diámetro [m]	1.100 – 1.200	750	700 (corto) – 900 (largo)	-	-
Metros sobre el nivel del mar [m]	1.100 – 1.200	1.000 – 1.100	1.100 – 1.200	700 (2018)	40
Área [m ²]	1.150.000 – 1.160.000	480.000	540.000	1.900.000 (2018)	Max 360.000

Distancia reservorio superior – inferior [m]	4.400	2.300	2.300	-	-
Distancia captación de agua [m]	-	-	-	-	720
Volumen [m ³]	20.000.000 – 30.000.000	20.000.000 – 30.000.000	12.000.000 – 17.000.000	Máximo: 50.000.000 Promedio Histórico: 38.000.000 Actual (2022): 1.000.000	-
Relación H:D	1:7,5 – 1:8,8	1:5,8 – 1:7,6	1:4,6 – 1:5,8	-	-

Ventajas

- Uso de un reservorio inferior ya implementado.
- Aporte directo desde la planta desalinizadora al embalse para aguas de riego.
- Acceso directo desde ruta D-847 (Camino Embalse Corrales) o D-861 (Camino Salamanca – Coirón).
- Reservorio 2 y 3 no afectan localidades cercanas en caso de colapso.

Desventajas

- Lejanía desde la línea costera, dificultando el proceso de bombeo desde la desalinizadora hasta el embalse.
- Terrenos montañosos que hacen difícil el acceso a vehículos mayores.
- Reservorio 1 presenta zona de riesgo en caso de colapso.
- Lejanía de parques eólicos o solares.
- Lejanía de la red de transmisión eléctrica.
- Afectación por el emplazamiento de la planta desalinizadora, principalmente a la fauna marina.
- Cercanía al Santuario de la Naturaleza Laguna Conchalí, considerado sitio Ramsar.

6.1.3 Embalse Culimo

Esta central se encuentra ubicada en la comuna Los Vilos, provincia de Choapa, región de Coquimbo (Figura 77). El emplazamiento considera el uso del Embalse Culimo como reservorio inferior, el cual se encuentra en la cuenca del río Quilimarí, a unos 5.5 km de la localidad de Tilama. Para el reservorio superior se considera una ubicación relativamente llana dentro del cordón montañoso, al noroeste del embalse.

La planta desalinizadora se ubicaría en la zona costera de la ciudad de Quilimarí, abarcando una impulsión de unos 33 km hasta el embalse a lo largo de la cuenca del río Quilimarí (Figura 78).



Figura 77: Ubicación de la central en Culimo. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

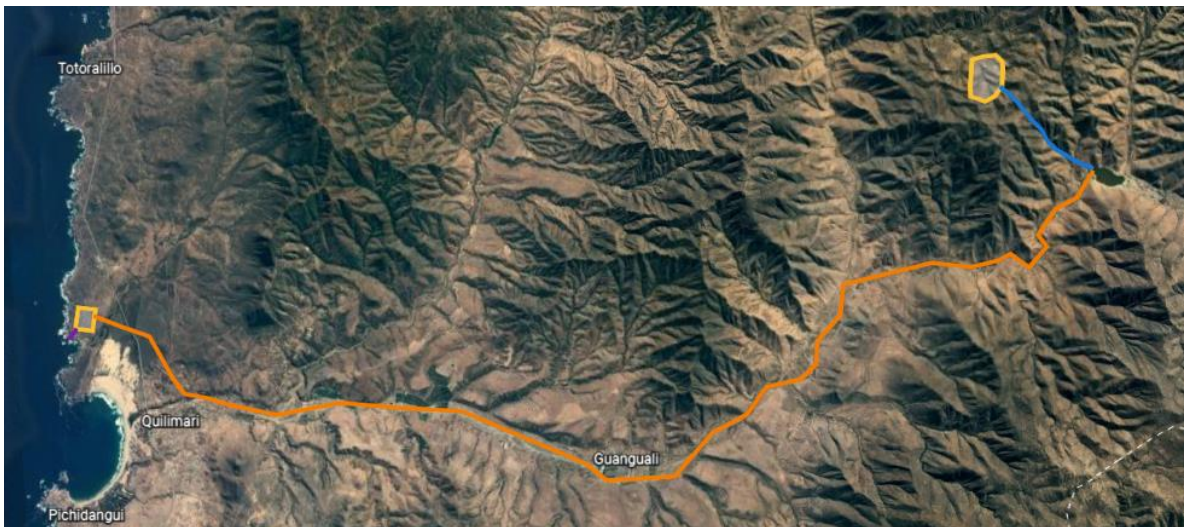


Figura 78: Bombeo desde la planta desalinizadora hasta el embalse. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

El reservorio superior considera una parte del llano superior del cordón montañoso (ya que si no quedaría demasiado grande), por lo que es necesario la construcción de muros de contención que abarquen la mitad del perímetro (parte superior izquierda). Con respecto al reservorio inferior, este queda delimitado por la capacidad actual del Embalse Culimo que, según la Figura 61, se encuentra en el 18% de su capacidad.

La tubería forzada de caída se emplaza al interior de un valle formado naturalmente que cae hasta la zona del embalse donde está la presa. Se deben considerar zonas subterráneas en la parte cercana al embalse y al reservorio superior para la tubería, observable en las Figuras 79, 80 y 81.

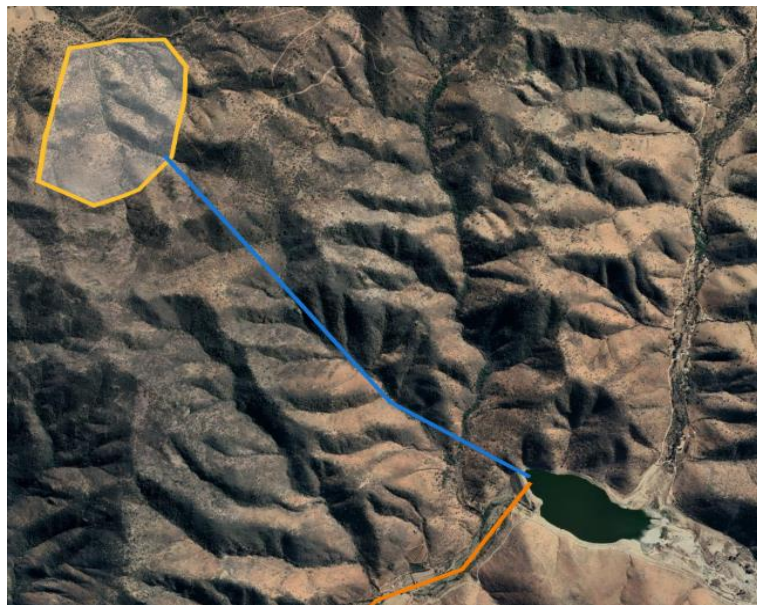


Figura 79: Vista en planta reservorio superior e inferior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 80: Reservorio superior e inferior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

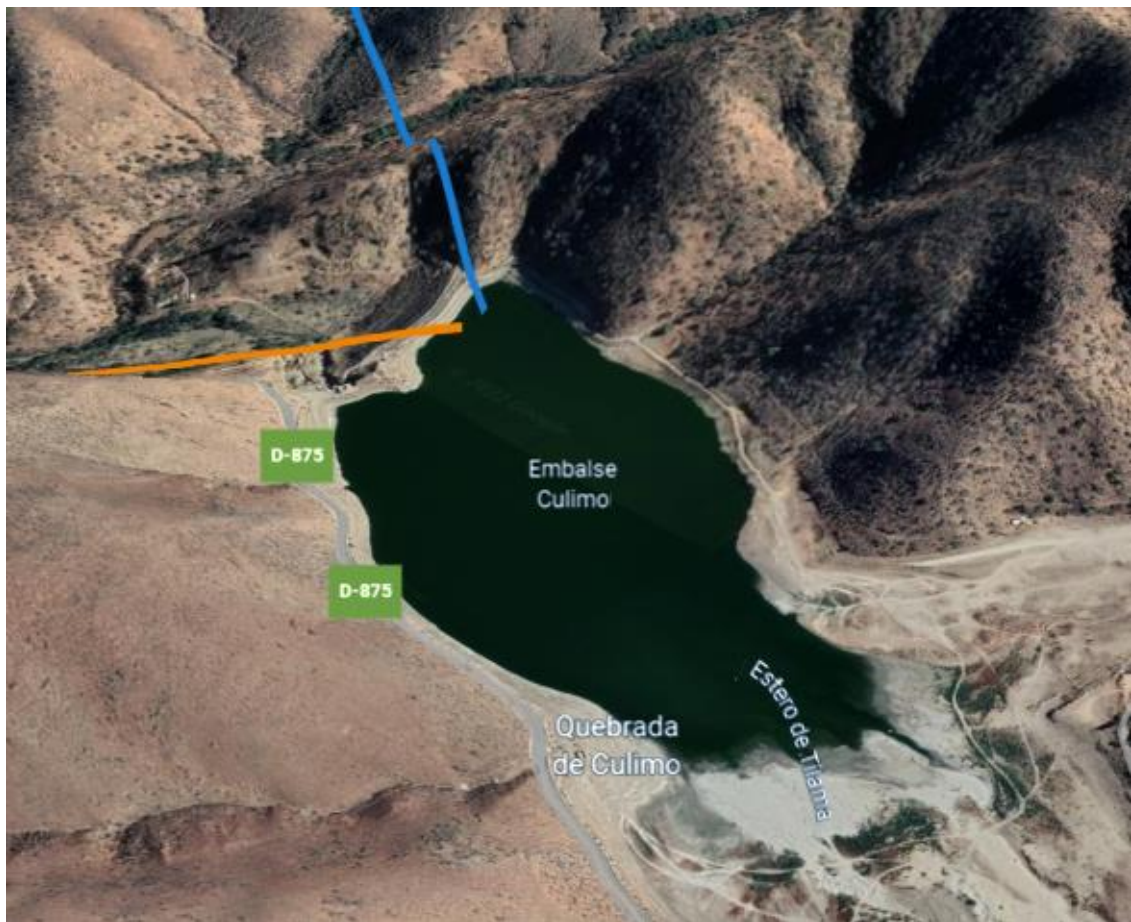


Figura 81: Embalse Culimo como reservorio inferior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

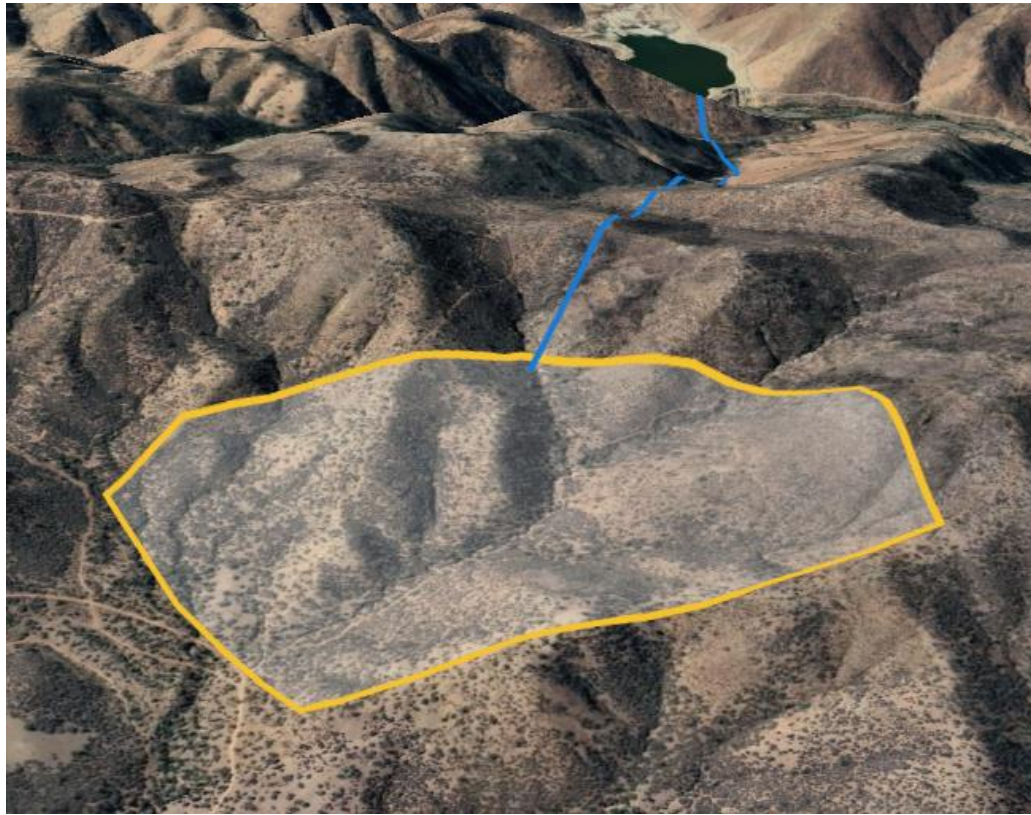


Figura 82: Reservorio superior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

Por otro lado, la planta desalinizadora se encontraría ubicada en la zona norte de la ciudad de Quilimarí, a unos 2,5 km aproximadamente.



Figura 83: Planta desalinizadora en Quilimarí. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

Tabla 15: Parámetros central en Culimo. Fuente: Elaboración propia.

	Reservorio superior	Reservorio inferior (Embalse)	Planta desalinizadora
Perímetro [m]	3.500	2.400 (2020)	2.100
Diámetro [m]	820 (corto) – 1.200 (largo)	-	-
Metros sobre el nivel del mar [m]	800 – 900	360 (2020)	30
Área [m ²]	870.000	312.000 (2020)	Max 275.000
Distancia reservorio superior – inferior [m]	3.450	-	-
Distancia captación de agua [m]	-	-	350
Volumen [m ³]	20.000.000 – 30.000.000	Máximo: 10.000.000 Promedio Histórico: 4.300.000 Actual (2022): 1.800.000	-
Relación H:D	1:6,4 – 1:7,8	-	-

Ventajas

- Uso de un reservorio inferior ya implementado.
- Aporte directo desde la planta desalinizadora al embalse para aguas de riego.
- Emplazamiento del reservorio superior ubicado en zona de poco riesgo.
- Reservorio superior ubicado en superficie plana, facilitando la construcción de presas para el almacenamiento de agua.
- Cercanía a localidades con bajo recurso hídrico como Tilama.

Desventajas

- Lejanía desde la línea costera, dificultando el proceso de bombeo desde la desalinizadora hasta el embalse.
- Terrenos montañosos que hacen difícil el acceso a vehículos mayores para el reservorio superior.

- Lejanía de parques eólicos o solares.
- Lejanía de la red de transmisión eléctrica.
- Afectación por el emplazamiento de la planta desalinizadora, principalmente a la fauna marina.
- Afectación a sitios arqueológicos en la Quebrada de Culimo.

6.1.4 Talinay 1

Esta central se ubica en la comuna de Ovalle, provincia de Limarí, región de Coquimbo (Figura 84). El reservorio superior se encuentra ubicado en la parte oeste del cerro Talinay, a unos 4 km de la zona de Talinay Bajo, mientras que el reservorio inferior y planta desalinizadora se encuentran cercanos a la línea costera. Esta central está dentro del mismo Parque Eólico Talinay, emplazada en una zona donde no interfiera con los aerogeneradores.

Para este caso, los reservorios deben construirse casi completamente al no involucrar una cuenca que cree un reservorio natural, por lo que se puede considerar la excavación o el uso de un depósito artificial prefabricado, tal como se observa en la Figura 86.

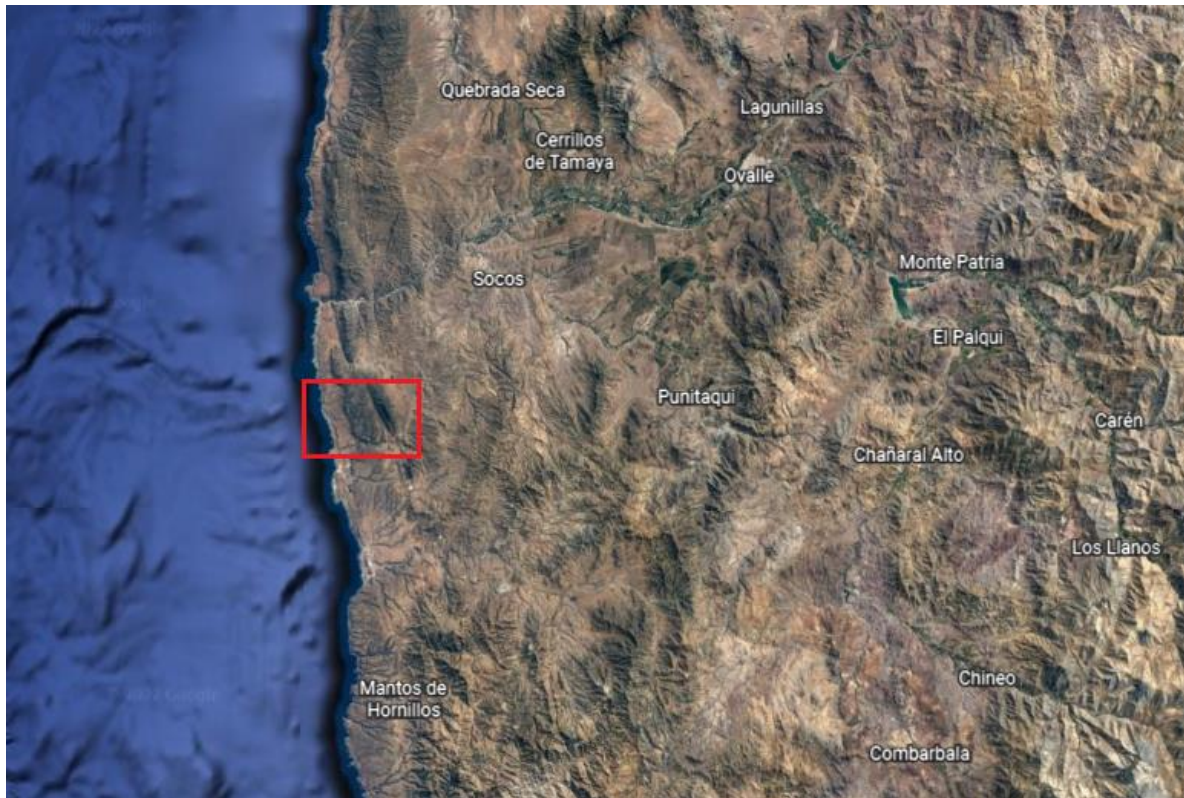


Figura 84: Ubicación centrales 1 y 2 en Talinay. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 85: Vista en planta reservorio superior, inferior (circunferencias) y planta desalinizadora (rectángulo). Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

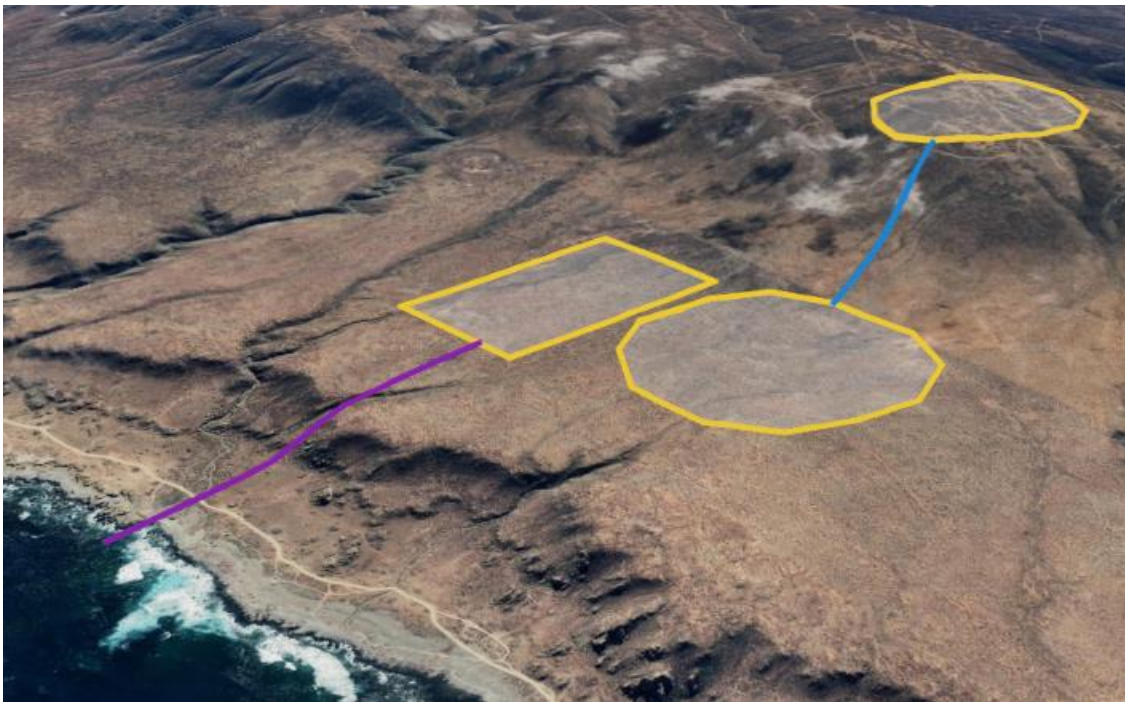


Figura 86: Reservorio superior, inferior y desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 87: Reservorio inferior y planta desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

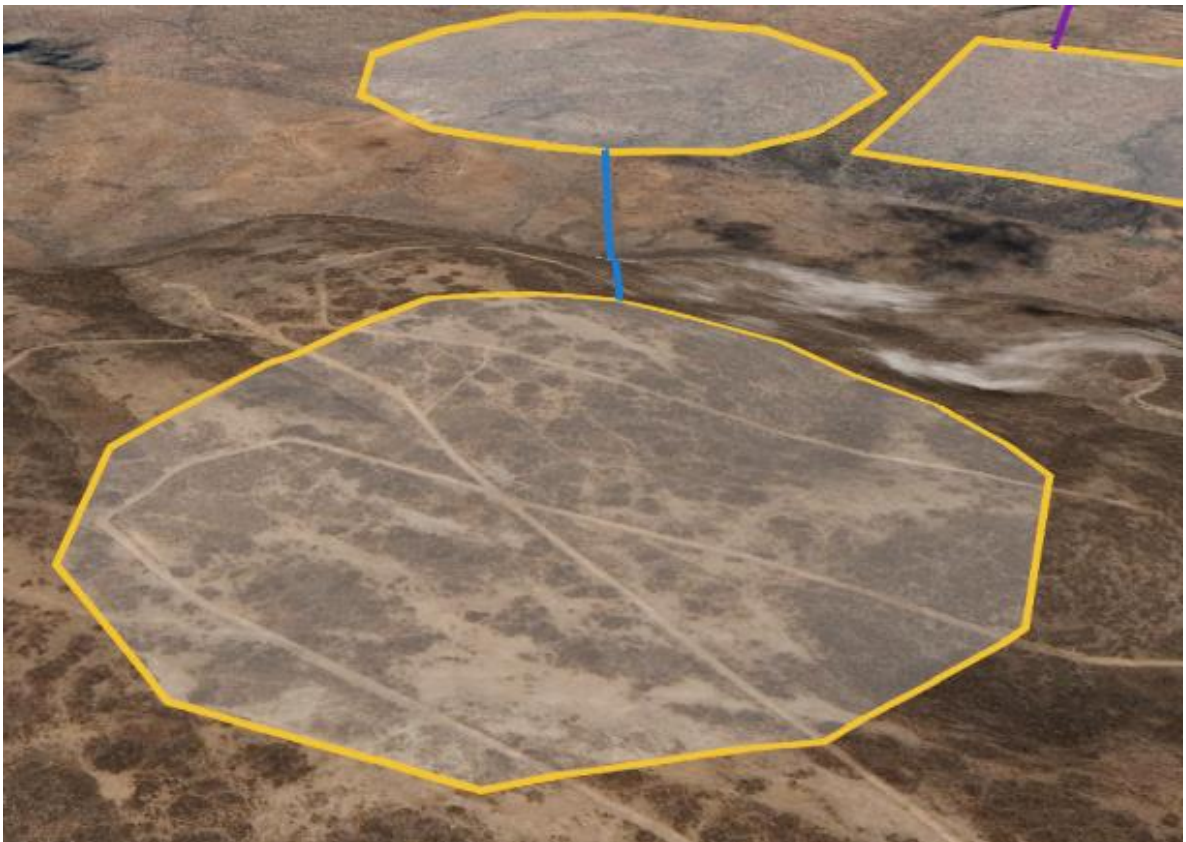


Figura 88: Reservorio superior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

Tabla 16: Parámetros central Talinay 1. Fuente: Elaboración propia.

	Reservorio superior	Reservorio inferior	Planta desalinizadora
Perímetro [m]	2.000	2.350	2.300
Diámetro [m]	650	760	-
Metros sobre el nivel del mar [m]	350	120 – 140	120 – 140
Área [m ²]	330.000	430.000	Max 300.000
Distancia reservorio superior – inferior [m]	950	-	-
Distancia captación de agua [m]	-	-	1.050
Volumen [m ³]	5.000.000 – 10.000.000	5.000.000 – 10.000.000	-
Relación H:D	1:4,1 – 1:4,5	-	-

Ventajas

- Fácil acceso desde ruta 5 norte, por Talinay Bajo.
- Cercanía a la línea costera.
- Zona relativamente llana, facilitando la construcción de obras civiles.
- Emplazamiento directo en un parque eólico, lugar de obtención de recursos ERNC.
- Cercanía a la red de transmisión eléctrica.

Desventajas

- Grandes costos en la construcción de los reservorios superior e inferior.
- Lejanía de localidades rurales con necesidades hídricas.
- Afectación a fauna, principalmente marina debido a la desalinizadora.
- Salto o caída bruta relativamente baja (200 mts).
- Zona de riesgo ante tsunamis.
- Uso de territorio privado referido al Parque Eólico Talinay, propiedad de Enel Green Power.

6.1.5 Talinay 2

Esta central involucra la misma zona de emplazamiento que Talinay 1 (Figura 84), ubicándose a 2,5 km al norte de la central Talinay 1. Acá también se debe considerar la construcción completa del reservorio inferior. No obstante, se considera una concavidad natural para el reservorio superior, teniendo que construir parcialmente un muro de contención para este. Cabe mencionar que las dimensiones del reservorio inferior y la planta desalinizadora son variables, dejando parámetros estándar para el lugar.

Esta zona sigue abarcando parte del Parque Eólico Talinay, dejando la distancia para que no se interfieran con los aerogeneradores.



Figura 89: Vista en planta de reservorios y desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 90: Reservorios y desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 91: Reservorio inferior y planta desalinizadora. Fuente: Elaboración propia Google Earth.



Figura 92: Reservorio superior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

Tabla 17: Parámetros central Talinay 2. Fuente: Elaboración propia.

	Reservorio superior	Reservorio inferior	Planta desalinizadora
Perímetro [m]	1.600	1.800	2.300
Diámetro [m]	500	530	-
Metros sobre el nivel del mar [m]	350 – 380	130 – 150	110 – 130
Área [m ²]	200.000	240.000	Max 300.000
Distancia reservorio superior – inferior [m]	1.450	-	-
Distancia captación de agua [m]	-	-	1.050
Volumen [m ³]	5.000.000 – 10.000.000	15.000.000 – 20.000.000	-
Relación H:D	1:5,8 – 1:6,9	-	-

Ventajas

- Fácil acceso desde ruta 5 norte, por Talinay Bajo.
- Cercanía a la línea costera.
- Zona relativamente llana, facilitando la construcción de obras civiles.
- Emplazamiento directo en un parque eólico, lugar de obtención de recursos ERNC.
- Cercanía a la red de transmisión eléctrica.

Desventajas

- Grandes costos en la construcción de los reservorios superior e inferior.
- Lejanía de localidades rurales con necesidades hídricas.
- Afectación a fauna, principalmente marina debido a la desalinizadora.
- Salto o caída bruta relativamente baja (200 mts).
- Zona de riesgo ante tsunamis.
- Uso de territorio privado referido al Parque Eólico Talinay, propiedad de Enel Green Power.

6.1.6 Chungungo 1

Esta central se ubica en la caleta pesquera de Chungungo, en la comuna de La Higuera, provincia de Elqui, región de Coquimbo, a unos 65 km al norte de la ciudad de La Serena (Figura 93). La central hidroeléctrica considera el recinto de la antigua mina de hierro (hoy en desuso) El Tofo. El reservorio superior se ubica en la concavidad artificial de la mina en si (Figura 95), mientras que el reservorio inferior se coloca a los pies del cerro donde está la mina, abarcando una zona que ya posee una deposición de líquidos (Figura 98), y se agrega la cercanía (2 km al este del reservorio inferior) a la planta solar El Pelicano, observable en la Figura 94.

La planta desalinizadora, por su lado, abarcaría un terreno en la misma localidad de Chungungo (Figura 96), realizando la captación de agua fuera de la zona de la caleta y de la antigua dársena Cruz Grande para así afectar lo menos posible a la pesca artesanal e impulsándola 6.550 metros a través del recinto de la mina hasta el reservorio inferior.

Se debe hacer el alcance que la planta desalinizadora se encuentra a unos 30 km al sur de Reserva Nacional Pingüino de Humboldt, sitio resguardado por la Conaf, por lo que se deben extremar recursos para afectar lo menos posible al ecosistema colindante.

Esta central, además se muestra como una alternativa en base a energías renovables al proyecto termoeléctrico Barrancones, el cual se piensa emplazar 4 km al norte de la caleta, en la zona de Chungungo Viejo.

Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada

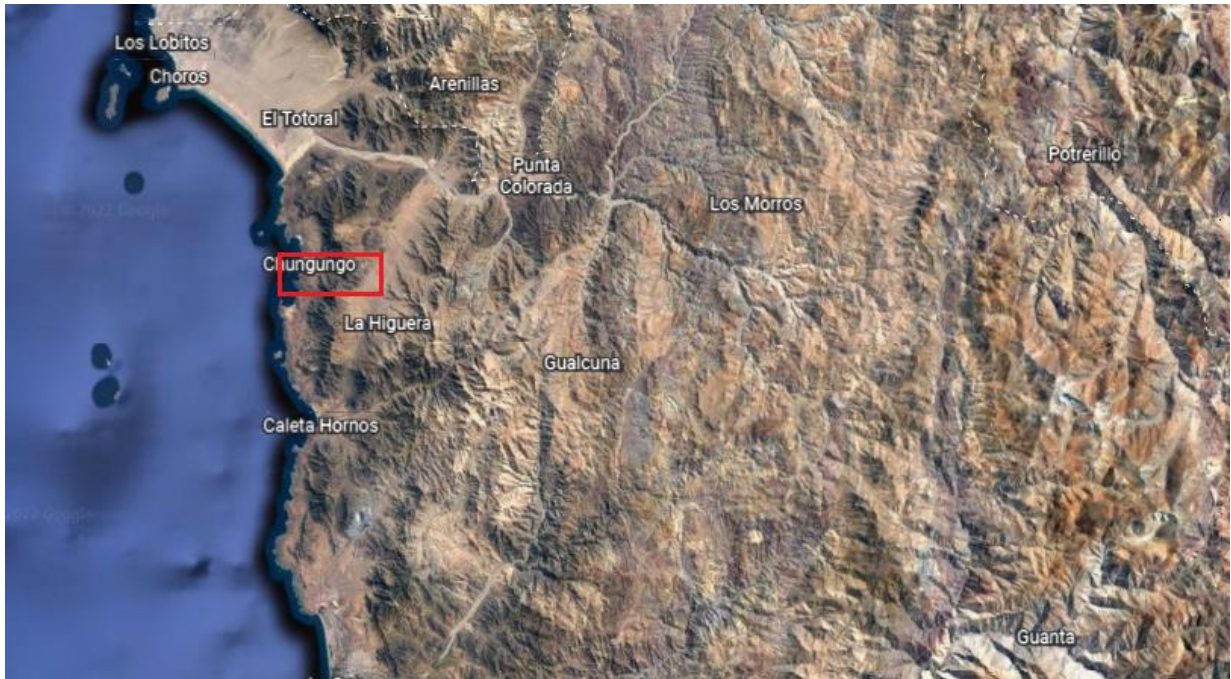


Figura 93: Ubicación central en Chungungo. Fuente: Elaboración propia obtenida Google Earth.



Figura 94: Vista en planta de la central. Reservorios y desalinizadora (amarillo), tubería forzada de caída (azul), tubería de impulsión (naranja) y tubería de captación (morado). Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 95: Reservorios y planta desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

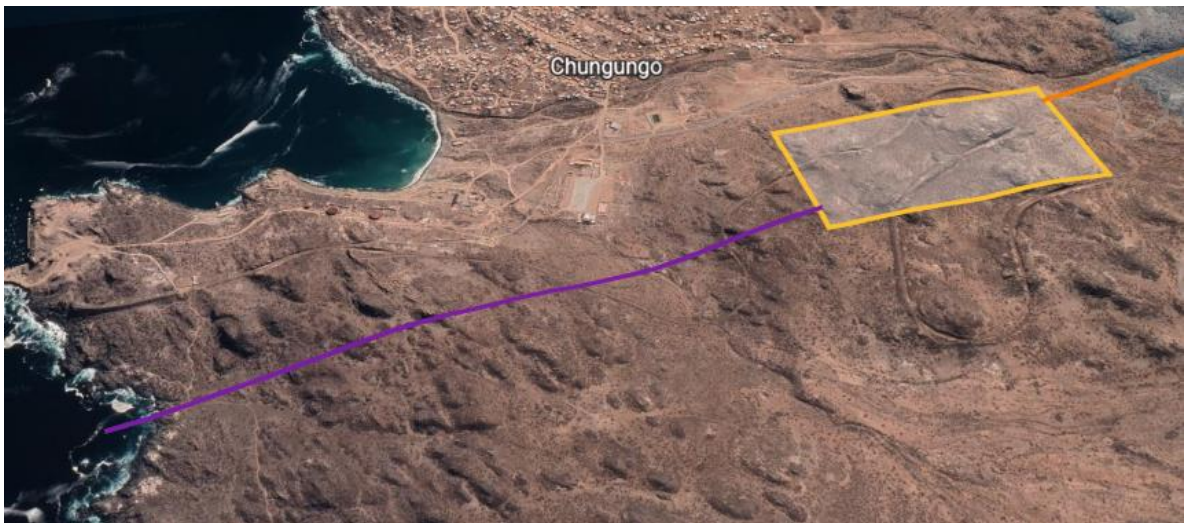


Figura 96: Planta desalinizadora y captación de agua. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 97: Reservorio superior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 98: Reservorio inferior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

	Reservorio superior	Reservorio inferior	Planta desalinizadora
Perímetro [m]	1.620	2.130	2.090
Diámetro [m]	280 (corto) – 680 (largo)	520 (corto) – 720 (largo)	-
Metros sobre el nivel del mar [m]	610 – 670	370	100
Área [m ²]	150.000	330.000	Max 250.000
Distancia reservorio superior – inferior [m]	1.180	-	-
Distancia captación de agua [m]	-	-	1.600
Volumen [m ³]	2.000.000 – 4.000.000	5.000.000 – 7.000.000	-
Relación H:D	1:4,2 – 1:4,9	-	-

Ventajas

- Uso de reservorio inferior y superior ya creados.
- Cercanía a la línea costera.
- Distancia entre reservorios relativamente corta.
- Cercanía a localidades para abastecimiento como Chungungo o La Higuera.
- Cercanía a plantas de energía solar (El Pelicano y El Sauce).
- Cercanía a la red de transmisión eléctrica.
- Acceso directo desde ruta 5 norte a los reservorios.
- Proyecto como alternativa sustentable al proyecto termoeléctrico Barrancones (en base a carbón).

Desventajas

- Afectación a la flora y fauna, principalmente marina debido a la planta desalinizadora.
- Cercanía a la Reserva Nacional Pingüino de Humboldt, zona resguardada por la Conaf.
- Zona de posible riesgo de tsunamis.
- Uso de recinto privado (abandonado) propiedad de la Compañía Minera del Pacífico.

6.1.7 Chungungo 2

Esta central se ubica 5 km al norte de la central Chungungo 1, considerando la zona de Chungungo Viejo (Figura 99). Esta zona se encuentra un poco más aislada de la localidad misma de Chungungo, aunque se ve afectada de manera más directa la caleta pesquera debido a la desalinizadora. El emplazamiento, además, se acerca más hacia la Reserva Nacional Pingüino de Humboldt, teniendo que extremar más recursos para evitar afectar la fauna de la zona.

El reservorio inferior considera un terreno llano donde se debe realizar excavación (en el caso de usar un reservorio seminatural) o hacer uso de un depósito prefabricado (Figura 101). Por otra parte, el reservorio superior si considera una concavidad natural en altura (Figura 103), teniendo que asegurar el almacenamiento mediante muros de contención.

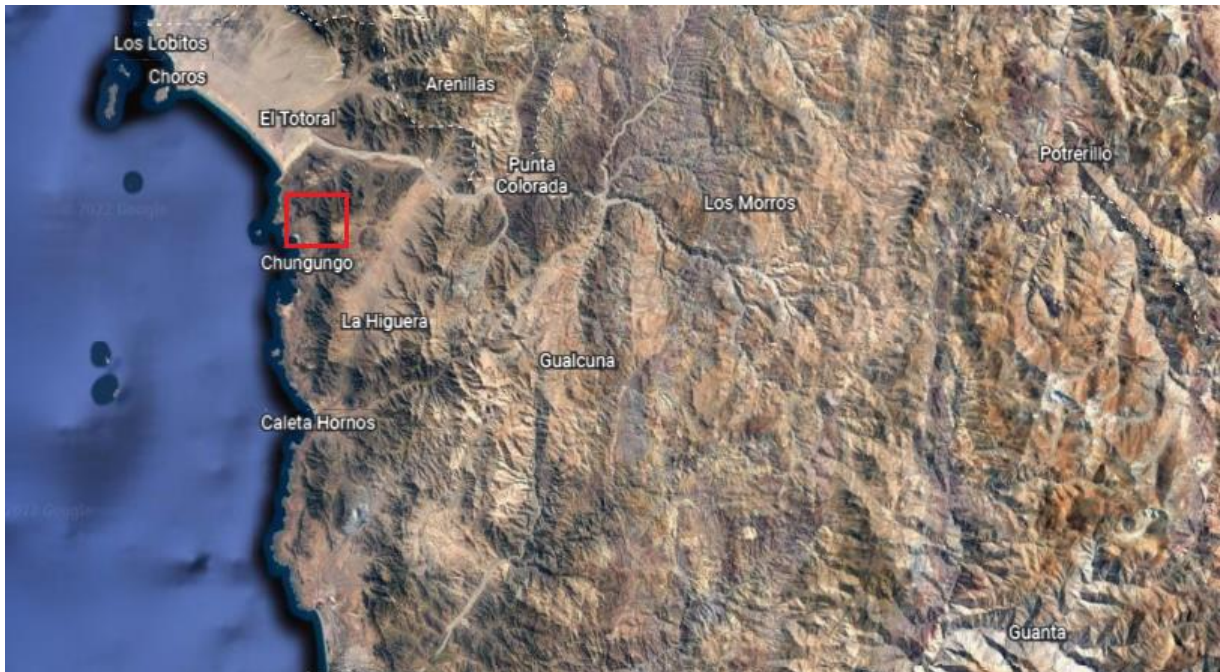


Figura 99: Ubicación central en Chungungo 2. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 100: Vista en planta de los reservorios, desalinizadora y tuberías. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 101: Reservorios y planta desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 102: Vista lateral de la caída bruta entre reservorios. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

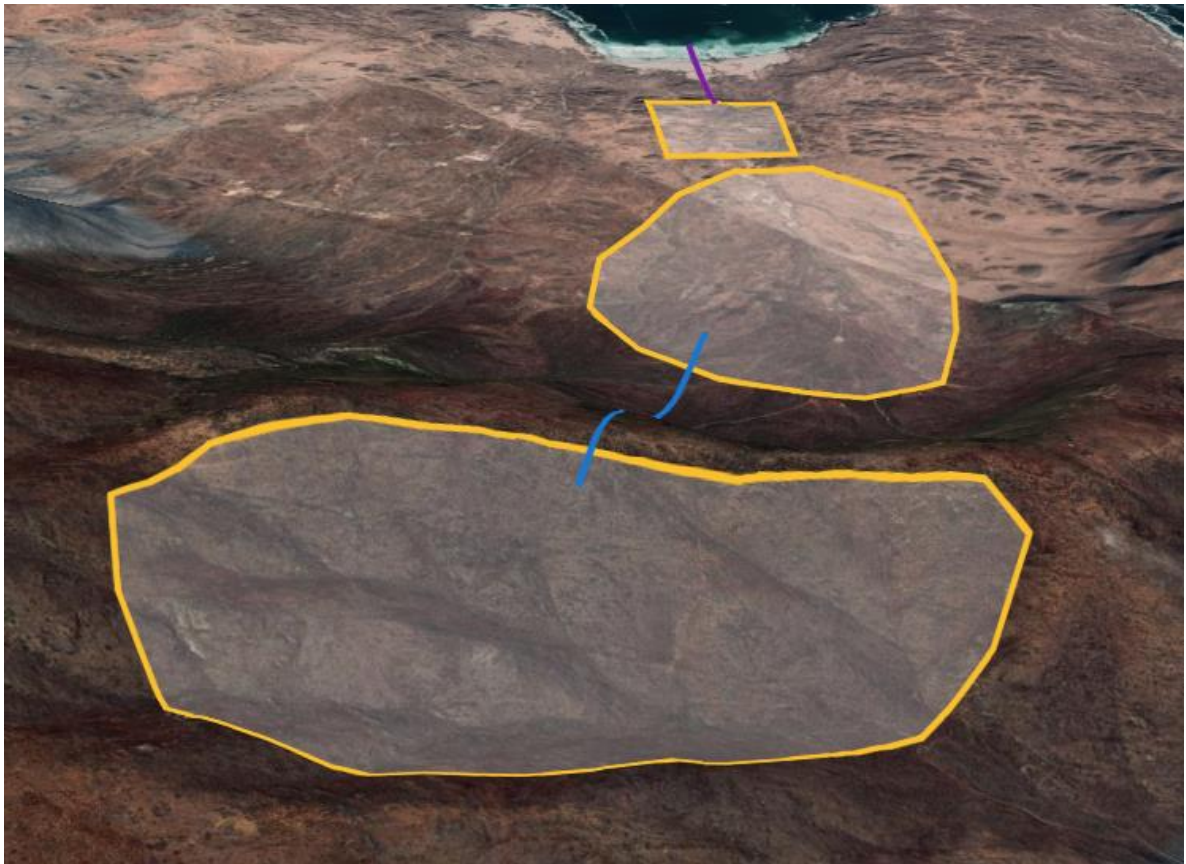


Figura 103: Vista hacia el mar de los reservorios y la desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

	Reservorio superior	Reservorio inferior	Planta desalinizadora
Perímetro [m]	4.060	4.250	2.070
Diámetro [m]	800 (corto) – 1.600 (largo)	1.000 (corto) – 1.600 (largo)	-
Metros sobre el nivel del mar [m]	550 – 750	140 – 220	100
Área [m ²]	1.070.000	1.250.000	Max 260.000
Distancia reservorio superior – inferior [m]	1.150	-	-
Distancia captación de agua [m]	-	-	750
Volumen [m ³]	30.000.000 – 50.000.000	20.000.000 – 40.000.000	-
Relación H:D	1:2,8 – 1:3,5	-	-

Ventajas

- Cercanía a la línea costera.
- Relación H:D muy favorable.
- Cercanía a localidades para abastecimiento como Chungungo o La Higuera.
- Cercanía a plantas de energía solar (El Pelicano y El Sauce).
- Cercanía a la red de transmisión eléctrica.
- Fácil acceso desde ruta 5 norte a los reservorios.
- Proyecto como alternativa sustentable al proyecto termoeléctrico Barrancones (en base a carbón).

Desventajas

- Afectación a la flora y fauna, principalmente marina debido a la planta desalinizadora.
- Cercanía a la Reserva Nacional Pingüino de Humboldt, zona resguardada por la Conaf.
- Zona de posible riesgo de tsunami.
- Mayores costos en adaptación para los reservorios.

6.1.8 Huasco

Esta central se ubica en la comuna y provincia de Huasco, región de Atacama, a unos 7 km al sur de la ciudad de Huasco en la línea costera (Figura 104 y 105). Esta central, a pesar de no estar en la región de Coquimbo, se considera igualmente debido a su buena ubicación y al referirse a un proyecto que se muestre como una alternativa sustentable en el aporte a la generación eléctrica usando energía renovable y que disminuya el uso de energías no renovables para generación tal como lo es la termoeléctrica Guacolda basada en carbón y coque de petróleo y que se ubica en la misma ciudad de Huasco.

El reservorio superior considera una concavidad en altura ubicada en la zona montañosa costera (Figura 109). Este debe involucrar muros de contención al menos en la mitad del perímetro del reservorio.

El reservorio inferior y la desalinizadora se encuentran a los pies del sector montañoso, donde el reservorio inferior se emplaza en la zona costera, teniendo que construirlos en base a excavaciones y movimiento de tierra, además de integrar un muro que proteja al reservorio ante crecidas de agua. Por otro lado, la desalinizadora se edifica en la zona rocosa de la costa otorgando más estabilidad a la construcción (Figura 108). Se debe mencionar que esta zona posee una pendiente aproximada entre 11 y 14%.



Figura 104: Ubicación central en Huasco. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 105: Vista en planta zona de emplazamiento central. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 106: Reservorio inferior, superior y desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 107: Desnivel y tubería de caída entre reservorios. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 108: Reservorio inferior y desalinizadora. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.



Figura 109: Reservorio superior. Fuente: Elaboración propia obtenida de Google Earth.

Tabla 18: Parámetros central en Huasco. Fuente: Elaboración propia

	Reservorio superior	Reservorio inferior	Planta desalinizadora
Perímetro [m]	2.620	2.300	1.150
Diámetro [m]	-	550 (corto) – 750 (largo)	-
Metros sobre el nivel del mar [m]	550	100 – 110	35 – 70
Área [m ²]	320.000	380.000	Max 81.000
Distancia reservorio superior – inferior [m]	1.200	-	-
Distancia captación de agua [m]	-	-	220

Volumen [m ³]	3.000.000 – 5.000.000	12.000.000 – 15.000.000	-
Relación H:D	1:2,6	-	-

Ventajas

- Reemplazo en base a energía renovable de termoeléctrica Guacolda.
- Relación H:D muy favorable.
- Cercanía a la línea costera.
- Cercanía a localidades de la zona (Huasco, Freirina y alrededores).

Desventajas

- Fundaciones del reservorio inferior y planta desalinizadora basadas en suelo malo para edificar (arenoso).
- Zona de posible riesgo de tsunamis.
- Mayores costos en adaptación para los reservorios (construcción de muros y movimiento de tierra).
- Afectación a flora y fauna, principalmente marina debido a la desalinizadora.
- Lejanía de la red de transmisión eléctrica.
- Lejanía de parques eólicos o solares.

7 Diseño de las centrales

En el presente capítulo se exponen los parámetros del diseño conceptual para cada central objetivo, los parámetros de operación, bases de cálculo y diseño de los principales componentes de las hidroeléctricas y plantas desalinizadoras.

7.1 Escenario de operación

Este subcapítulo define los horarios en los cuales las centrales hidroeléctricas operan en base a sus 2 modos; generación (subsistema turbina/generador) o bombeo (bombas), y desalinización de agua. Este escenario de operación se define en base a un análisis comparativo entre la demanda eléctrica horaria y la generación eléctrica en base a energías renovables no convencionales, principalmente energía eólica y solar. A esta comparativa se incluye la generación de fuentes hidroeléctricas debido a que el aporte de las centrales PHS se agregaría a este ítem.

Los datos para el análisis son obtenidos de la página del coordinador eléctrico nacional, considerando como ventana de estudio de 2019 a 2022 para la demanda sistémica real eléctrica y de 2021 a 2022 la generación eléctrica, ambas del SEN. Además, para visualizar la comparativa, se utilizan los meses de enero y junio, los cuales presentan las mayores diferencias horarias en términos de generación.

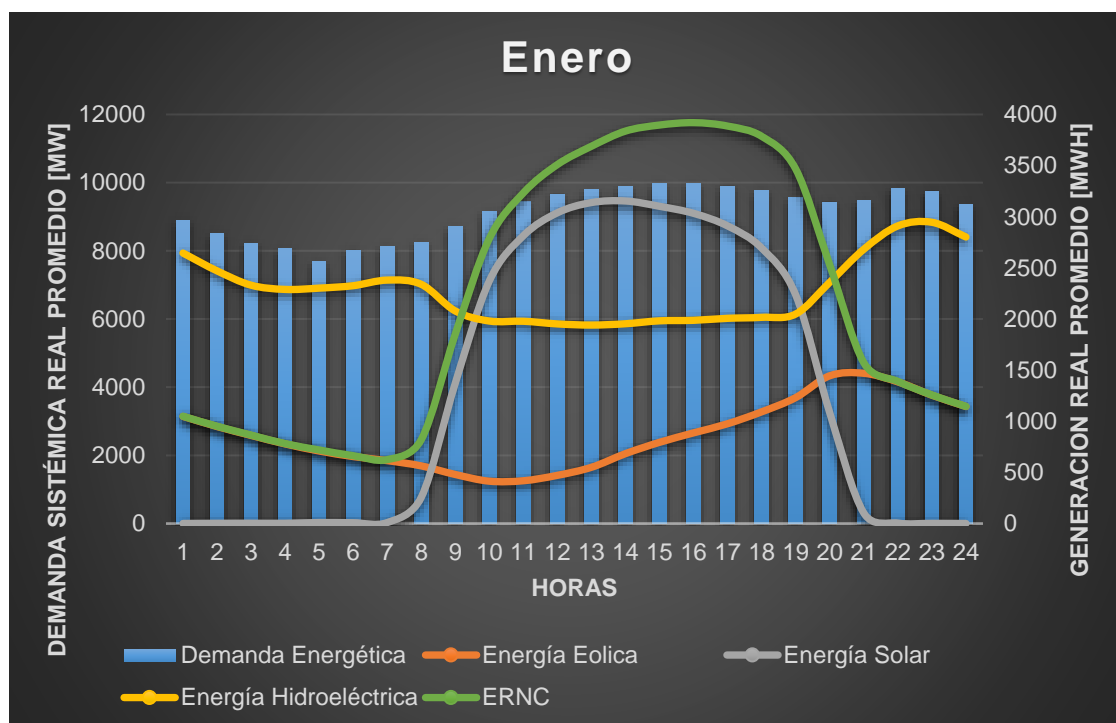


Figura 110: Generación en base a ERNC y demanda eléctrica del SEN para el mes de enero.
Fuente: Elaboración propia.

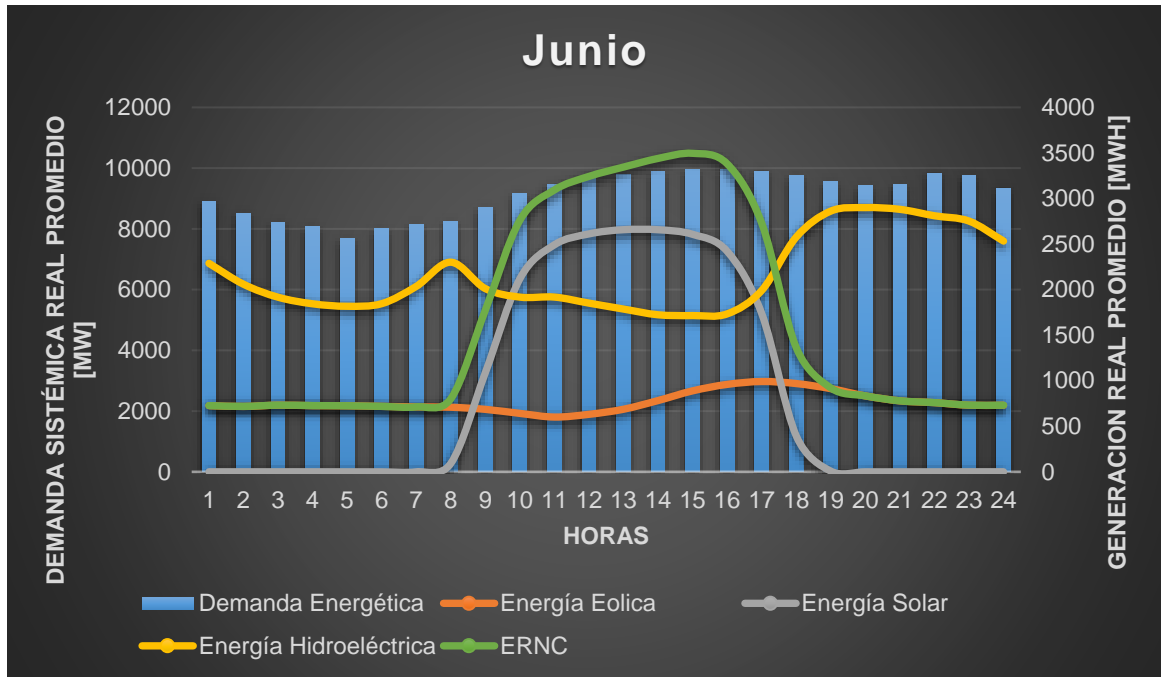


Figura 111: Generación en base a ERNC y demanda eléctrica del SEN para el mes de junio. Fuente: Elaboración propia.

En las Figuras 110 y 111 se observan los gráficos elaborados con los datos anteriormente nombrados y donde se observan las brechas horarias máximas de generación en base a energía eólica y solar, y que serán los periodos en los que entraría en operación el bombeo de las centrales objetivo. Para el caso del mes de enero se tiene que el peak de generación es entre las 8 y 21 horas, mientras que para el mes de junio es entre las 8 y 19 horas. Se opta por considerar que el horario de bombeo va desde las 8 a las 20 horas considerando un periodo de 12 horas, mientras que en el otro periodo de 12 horas es considerado para la generación eléctrica. Para el caso de la planta desalinizadora, a priori se considera igualmente la brecha horaria entre 8 y 20 horas para el suministro hídrico de las localidades con déficit de agua. No obstante, se debe tener en cuenta otro tipo de variables, expuestas en el capítulo 7.3.

Cabe considerar que estos horarios son referenciales y que los horarios reales de generación y bombeo están sujetos a variables en base a los requerimientos de la red, disponibilidad de energías sobrantes de otro tipo de centrales convencionales, disponibilidad de recursos y capacidad de la planta desalinizadora.

7.2 Parámetros de diseño; Hidroeléctrica

7.2.1 Cálculo de volúmenes de reservorios y muros de contención

A continuación, se exponen los parámetros con los cuales se determinan los caudales de diseño y potencias máximas instaladas de cada central. Para esto el primer parámetro a calcular son los volúmenes máximos de cada reservorio (superior e inferior).

El área y perímetro de los reservorios vienen dados por la herramienta Google Earth Pro (capítulo 6.1). Los reservorios creados se guardan (por separado) en archivos kmz. Estos archivos son cargados por la herramienta Global Mapper, la cual consiste en un software SIG que permite visualizar el terreno del archivo de datos cargado, ejecutado mediante Microsoft Windows. En dicho programa se utiliza la herramienta de análisis para generar contornos y que permite visualizar las curvas de nivel del terreno. Este análisis se realiza cargando curvas de nivel cada 10 metros. Esto permite obtener un reservorio más riguroso con su emplazamiento al observar cual puede ser la mayor cota del agua en el reservorio. También permite definir en que zona se colocaría una presa para almacenar el agua y que no escurra por algún desnivel de la zona.

Una vez obtenidos los reservorios con las curvas de nivel añadidas, se procede a cargar los archivos en el programa AutoCAD. Esto se realiza para obtener el área de cada curva en particular. Posteriormente, con el área de cada curva (en m²) se estima el volumen de los reservorios utilizando la fórmula del volumen de un cono truncado, dada por:

$$\text{Volumen Cono Truncado} = \frac{h}{3} \cdot (S_1 + S_2 + \sqrt{S_1 \cdot S_2})$$

Donde h corresponde a la altura entre curvas de nivel (10 mts), S_1 corresponde al área mayor y S_2 al área menor. Esta fórmula se aplica para cada reservorio creado. Cabe mencionar que esta fórmula considera que el área del manto entre las áreas de las curvas es uniforme, lo cual en la realidad no es así, además, no se está considerando movimientos de tierra directos para la creación de reservorios. No obstante, se considera que la estimación realizada permite obtener resultados mediamente correctos.

Los reservorios quedan definidos en base a sus curvas de nivel y muros de contención. Estos se observan en el Anexo A, en donde las curvas de nivel en celeste corresponden a las áreas que estarán cubiertas por el agua y las líneas de blanco son las zonas donde se ubicarían los muros de contención.

Haciendo uso de AutoCAD también se estiman las longitudes y áreas de los muros de contención, basándose en la curva de nivel superior y la distancia hasta la curva de nivel en que se encuentra el muro (Tabla 25).

Los volúmenes obtenidos corresponden al total máximo que pueden almacenar cada reservorio, a los cuales se debe descontar el volumen de evaporación de agua.

El volumen de evaporación se obtiene a partir de los datos de evaporación presentes en la página de la dirección meteorológica de Chile METEOCHILE. Esta entidad entrega datos basados en estaciones de evaporación y que entrega valores de la tasa de evaporación diarios. Los datos extraídos corresponden a la información de la estación Cerro Moreno en Antofagasta, con un periodo de análisis entre 2012 y 2017. Los datos extraídos entregan valores promedio de la tasa de evaporación para cada año, entregando un valor máximo de 7 mm/día para los meses de verano y 3 mm/día para los meses de invierno. Dado el nivel conceptual del diseño de los reservorios, el volumen de evaporación considera los valores más conservadores, dados por el máximo de 7 mm/día. Esto se justifica ya que cada año la media de temperaturas máximas y radiación solar aumenta, siendo el último año de datos el 2017.

Para la obtención de volúmenes de evaporación, los mm diarios corresponden a 1 litro por m² evaporado. Con esto, se obtiene la evaporación en base al área de los reservorios. Tomando los datos, se convierte el caudal evaporado de lts/día a m³/día y se fija como el volumen perdido que se debe restituir en el día. Finalmente, el volumen de los reservorios se obtiene como:

$$\text{Volumen de Agua de Reservorios} = \text{Volumen Total} - \text{Volumen Evaporación}$$

Los datos obtenidos se observan en la Tabla 20.

7.2.2 Cálculo de desniveles entre reservorios

El desnivel entre los reservorios superior e inferior de cada central se obtienen directamente de Google Earth Pro, el cual posee una herramienta que permite obtener los perfiles de elevación de una ruta a escoger. Para este caso, la ruta corresponde al camino que en teoría recorre a tubería forzada para generación y bombeo entre reservorios. A dichos perfiles se les dibuja una tubería forzada esquemática que permite visualizar el desnivel. Estos se observan en el Anexo A. Para cada central, además, se tiene un desnivel máximo (que corresponde a desnivel que se tiene cuando el reservorio superior está a su máxima capacidad) y mínimo (reservorio superior en su mínima capacidad). El desnivel es calculado como:

$$\text{Desnivel máximo } (h_{max}) = \text{Altura max. res. superior} - \text{Altura media res. inferior}$$

$$\text{Desnivel mínimo } (h_{min}) = \text{Altura min. res. superior} - \text{Altura media res. inferior}$$

Los datos obtenidos se observan en la Tabla 20.

7.2.3 Caudales y potencias máximas

Para el diseño de los caudales y potencias máximas, en primer lugar, se utilizan los datos de entrada conforme a la recopilación y cálculo de información presentada en los capítulos anteriores:

Tabla 19: Constantes para el cálculo de caudales y potencias.

g [m/s ²]	9,8
Tiempo de carga y descarga [hrs]	12
Tiempo de carga y descarga [seg]	43200
Densidad agua ρ_{agua} [kg/m ³]	1000
Tasa Evaporación [mm/día]	7

En base a los datos anteriores y los datos calculados en los capítulos 7.2.1 y 7.2.2, se obtiene el caudal máximo para cada central como:

$$\text{Caudal máximo } Q \left[\frac{m^3}{s} \right] = \frac{\text{Volumen de Agua de Reservorios } [m^3]}{\text{Tiempo de carga y descarga } [s]}$$

Mientras que la potencia máxima de generación y bombeo para cada central queda expresada como:

$$\text{Potencia máxima nominal } [W] = \rho_{agua} \cdot g \cdot h_{max} \cdot Q \cdot \mu$$

Donde los datos ρ_{agua} , g y el tiempo de carga y descarga son constantes para todas las centrales, y el volumen y desnivel máximos son variables según cada central. El valor de μ corresponde a la eficiencia que posee la central según sea su modo de generación o bombeo. Para estos valores se adopta el 90% para la generación y 75% para el bombeo. Si bien la eficiencia de una turbina o bomba son relativos y dependen de varios factores, al considerarse un diseño conceptual, se utilizan valores máximo-comparativos de distintas tablas de rendimiento o eficiencia para turbinas hidráulicas y motobombas (ASIng) (Grundfos). A estos valores de potencia se les considera un $\pm 5\%$ con respecto a las pérdidas singulares y friccionales y que están relacionadas con la velocidad del flujo en la tubería, la cual también es relativa debido a las configuraciones que se adopten dentro del diseño de la central.

Los valores de caudales y potencias se observan en la Tabla 21. Cabe mencionar que los datos calculados son referentes a cada reservorio superior con respecto a su reservorio inferior.

Tabla 20: Volúmenes y desniveles máximos.

	Volumen máximo [m3]	Volumen total con evaporación [m3]	Altura max reservorio [msnm]	Altura min reservorio [msnm]	Desnivel max [m]	Desnivel min [m]
Huentelauquen Res Superior 1	9.017.985	9.016.009	650	480	570	400
Huentelauquen Res Superior 2	27.328.533	27.321.824	670	540	590	460
Huentelauquen Res Inferior	40.443.756	40.437.185	120	40	-	-
Corrales Res Superior 1	25.273.948	25.265.790	1.100	980	360	240
Corrales Res Superior 2	26.071.957	26.068.583	1.090	940	350	200
Corrales Res Superior 3	14.209.925	14.208.992	1.110	960	370	220
Corrales Res Inferior (Embalse)	1.000.000	987.400	750	730	-	-
Culimo Res Superior	26.954.503	26.948.373	890	810	520	440
Culimo Res Inferior (Embalse)	1.800.000	17.97.760	380	360	-	-
Talinay 1 Res Superior	7.005.034	7.002.677	390	340	260	210
Talinay 1 Res Inferior	5.879.031	5.876.021	140	120	-	-
Talinay 2 Res Superior	7.884.915	7.883.562	420	330	280	190
Talinay 2 Res Inferior	1.820.123	1.818.492	150	130	-	-
Chungungo 1 Res Superior	2.574.544	2.573.491	660	610	285	235
Chungungo 1 Res Inferior	5.806.046	5.803.737	390	360	-	-
Chungungo 2 Res Superior	44.951.742	44.944.193	620	460	455	295
Chungungo 2 Res Inferior	34.585.015	34.576.292	210	120	-	-
Huasco Res Superior	4.994.571	4.992.331	550	480	435	365
Huasco Res Inferior	14.727.765	14.725.089	170	60	-	-

Tabla 21: Caudales y potencias máximas.

	Generación			Bombeo		
	Caudal máximo generación [m3/s]	Potencia suministrada nominal [MW]	Potencia suministrada real [MW]	Caudal bomb. [m3/s]	Potencia en bombeo nominal [MW]	Potencia en bombeo real [MW]
Huentelauquen Res Superior 1	208,70	1.165,82	990,95	-	3.669,30	2.935,44
Huentelauquen Res Superior 2	632,45	3.657,82	3.108,30	-	4.219,70	3.376,76
Huentelauquen Res Inferior	-	-	-	936,05	-	-
Corrales Res Superior 1	584,86	2.063,37	1.753,87	-	53,76	43,01
Corrales Res Superior 2	603,44	2.069,80	1.759,33	-	44,80	35,84
Corrales Res Superior 3	328,91	1.192,63	1.013,74	-	49,28	39,42
Corrales Res Inferior (Embalse)	-	-	-	22,86	-	-
Culimo Res Superior	623,80	3.178,91	2.702,07	-	179,44	143,55
Culimo Res Inferior (Embalse)	-	-	-	41,61	-	-
Talinay 1 Res Superior	162,10	413,03	351,07	-	279,93	223,94
Talinay 1 Res Inferior	-	-	-	136,02	-	-
Talinay 2 Res Superior	182,49	500,75	425,64	-	78,38	62,70
Talinay 2 Res Inferior	-	-	-	42,09	-	-
Chungungo 1 Res Superior	59,57	166,38	141,43	-	309,40	247,52
Chungungo 1 Res Inferior	-	-	-	134,35	-	-
Chungungo 2 Res Superior	1040,37	4639,03	3.943,18	-	2.313,89	1.851,11
Chungungo 2 Res Inferior	-	-	-	800,38	-	-
Huasco Res Superior	115,56	492,65	418,75	-	1.219,25	975,40
Huasco Res Inferior	-	-	-	340,86	-	-

Ante los datos calculados anteriormente se deben hacer varias acotaciones, las cuales consideran correcciones en subcapítulos posteriores:

- Los caudales y potencias están basados en los volúmenes máximos de cada reservorio, sin tener en cuenta factores externos que afecten dichos volúmenes, además de que se debe considerar un margen de seguridad en el llenado de cada reservorio, ya que, si este no se considera, ante una lluvia, temblor u otro evento atmosférico-terrestre, los reservorios se rebalsarían. Se debe considerar lo mismo en las alturas máximas.
- Los caudales están basados directamente en el tiempo de vaciado completo (generación) y llenado completo (bombeo) de los reservorios, la cual es una variable que considera muchos factores, por lo que los caudales pueden variar considerablemente según sea la configuración operativa de las centrales.
- Para el caso de los embalses, es muy relativo el volumen ya que se utilizan los valores de volumen actuales para el embalse Corrales y Culimo, donde se debe tener en consideración un aporte base de la planta desalinizadora. Por lo mismo se tienen bajos caudales y potencias de bombeo.
- Hay caudales que, en base a lo anterior, es inviable que se puedan generar, por ejemplo, el caso de Chungungo 2 que considera un caudal de más de 1000 m³/s. Es por esto por lo que se deben admitir ciertos límites en los caudales de diseño. Estos límites tienen como referencia los valores de la Tabla 22. Se debe señalar que los caudales de las centrales Ralco, Pehuenche y Bath County (mayor PHS en el mundo) se colocan solo como ejemplos de caudales de diseño de grandes hidroeléctricas. Para corregir esto, se acotan los valores de los volúmenes de agua dispuestos para la generación y bombeo para así obtener caudales que se encuentren dentro de los límites establecidos en la Tabla 22, observables en el capítulo 7.3.2.

Tabla 22: Límites en consideración para el diseño de caudales.

Caudales de Diseño [m ³ /s]	
45	Valhalla
26	Yanbaru e Hidrocaleras
54	Salto de Chira
74	Máximo centrales objetivo modo generación tesis Daniel Salinas
88	Máximo centrales objetivo modo bombeo tesis Daniel Salinas
53	Mínimo centrales objetivo modo generación tesis Daniel Salinas
62	Mínimo centrales objetivo modo bombeo tesis Daniel Salinas
450	Ralco
300	Pehuenche
850	Bath County

7.3 Parámetros de diseño; Desalinizadora

7.3.1 Tamaño y capacidad de planta

Las dimensiones y capacidad de desalinización de las plantas para las centrales objetivo vienen dadas por los siguientes parámetros:

- Tamaño de la población objetivo a suministrar agua.
- Dotación de agua por persona.
- Lugar e infraestructura de almacenamiento de agua.
- Capacidad del sistema hidráulico (tuberías de captación y suministro).
- Marco regulatorio y concesiones para la desalinización de agua de mar.

Si bien el llenado de los reservorios en base a agua desalinizada es un factor para considerar, no es un parámetro fundamental que afecte en la capacidad de la planta. Esto se justifica ya que el tiempo de llenado de los reservorios puede ser muy variable debido a que el uso de agua es no consuntivo (a excepción de los reservorios-embalses). Este periodo de llenado se considera entre el inicio de operación de la planta desalinizadora y el inicio de operación para el suministro hídrico. Este periodo de llenado se calculará más adelante.

Para el cálculo de la producción de agua necesaria para el suministro hídrico, se estima un consumo medio de agua por persona al día entre 125-200 litros. Como una estimación promedio de consumo, se considera una dotación de 150 litros por persona al día. Así, la producción de agua se calcula como:

$$\text{Caudal de producción} \left[\frac{\text{lbs}}{\text{día}} \right] = \text{Dotación} \left[\frac{\text{lbs}}{\text{hab}} \right] \cdot \text{Número de habitantes}$$

En la Tabla 23 se presentan las principales localidades a las que se suministraría agua potable, junto con su tamaño poblacional (según Censo 2017) y el caudal de producción de la planta desalinizadora. Además, se agrega la distancia estimada desde la planta desalinizadora hasta la localidad.

Tabla 23: Localidades para suministro hídrico y producción de agua.

Centrales objetivo	Localidades	Distancia a planta desalinizadora [km]	Tamaño de la población [-]	Caudal de producción [Lts/día]	Caudal de producción [m ³ /día]
Huentelauquen-Puerto Oscuro	Huentelauquen	11,7	1.290	193.500	193,5
	Canela Baja	18,6	1.744	261.600	261,6
Corrales	Los Vilos	1,2	10.966	1.644.900	1.644,9
	Caimanes	39,7 (camino al embalse Corrales)	628	94.200	94,2
	Chillepín	84,6 (17,4 km desde embalse Corrales)	1696	254.400	254,4
	Salamanca	72,9 (16,3 km desde embalse Corrales)	13.520	2.028.000	2028,0
Culimo	Quilimarí	4,0	667	100.050	100,05
	Pichidangui	8,4	1.226	183.900	183,9
	Guangualí	15,6	273	40.950	40,95
Talinay 1	Peña Blanca	14,0	100	15.000	15,0
Talinay 2	Peña Blanca	16,0	100	15.000	15,0
Chungungo 1	Chungungo	0,5	373	55.950	55,95
	La Higuera	11,8	1.251	187.650	187,65
	Caleta Hornos	20,0	585	87.750	87,75
	El Trapiche	21,7	288	43.200	43,2
	Punta Colorada	31,5	249	37.350	37,35
	Punta Choros	29,6	325	48.750	48,75
Chungungo 2	Chungungo	4,3	373	55.950	55,95
	La Higuera	15,4	1.251	187.650	187,65
	Caleta Hornos	29,4	585	87.750	87,75
	El Trapiche	19,7	327	49.050	49,05
	Punta Colorada	29,6	249	37.350	37,35
	Punta Choros	23,0	325	48.750	48,75
Huasco	Huasco	8,5	7.113	1.066.950	1.066,95
	Freirina	23,4	3.469	520.350	520,35

En base a los datos observados en la Tabla 23, se escoge un valor medio de 2000 m³/día para la producción de agua. Esto se justifica según la necesidad hídrica de las localidades sumadas en base a las zonas de emplazamiento. Se debe señalar que a las centrales Huentelauquen y Huasco es posible agregar ciudades grandes como Illapel y Vallenar respectivamente, pero estas se descartan debido a su lejanía de la central y planta desalinizadora (sobre 50 km).

No obstante, este valor, a pesar de satisfacer las necesidades de agua de las localidades, no satisface los parámetros volumétricos de los reservorios ya que, tomando de ejemplo un

reservorio de 5 Hm³, tomaría 6,8 años en llenarlo al máximo. Es por esto por lo que se debe diseñar una planta desalinizadora de una capacidad mucho mayor.

Para esto se toma de referencia un reservorio de 5 Hm³ y un tiempo máximo estimado de llenado de 1 año, considerando 12 horas al día de producción. De esta manera se tiene:

$$\frac{5.000.000 \text{ m}^3}{1 \text{ año}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \cdot \frac{1 \text{ día}}{12 \text{ horas}} \cdot \frac{1 \text{ hora}}{3600 \text{ segundos}} = 0,317 \frac{\text{m}^3}{\text{seg}}$$

De esta manera se obtiene que la planta desalinizadora debe tener una capacidad aproximada de 317 lts/seg o 13.700 m³/12 hrs. Cabe destacar que la planta desalinizadora si se expone a su máxima capacidad (24 horas al día) alcanza una capacidad de 27.390 m³/día.

7.3.2 Viabilidad de las centrales objetivo

Realizando un análisis comparativo entre ambos valores, es posible identificar cuál de las centrales objetivo son consideradas totalmente inviables y por tanto descartables, tomando como parámetro los 3 puntos esenciales de esta tesis ya cuantificados:

- Volumen de los reservorios y potencia máxima de las centrales.
- Capacidad de producción de la planta desalinizadora.
- Tamaño poblacional de habitantes para el suministro hídrico.

Dentro de los 3 puntos anteriormente mencionados, se debe considerar que el volumen de reservorios, la potencia máxima y la capacidad de producción de agua pueden ser variables en cuanto a optimización de los recursos. Sin embargo, el tamaño poblacional para el suministro se considera un dato fijo, por lo que se toma como punto inicial para la verificación de la viabilidad de la instalación de una planta desalinizadora. Esto toma implicancia también en el tipo de planta desalinizadora a instalar con respecto al tamaño y que se detallan en el capítulo 4.1.3, lo cual repercute en variables a considerar en capítulos posteriores.

Observando las Tablas 20, 21 y 23, es posible descartar directamente las centrales Huentelauquen, Talinay 1 y 2. Esto debido a que es inviable la instalación de una planta desalinizadora que cumpla con el tamaño poblacional de abastecimiento hídrico (muy bajo) y a la vez con el llenado de reservorios. A esto se suma la desconexión con respecto a la potencia de generación y potencia eléctricas necesaria para el bombeo. Finalmente, se agrega el hecho que son las centrales con zonas de emplazamiento más complejas y, a priori, de mayor costo inicial. Las centrales Chungungo 1 y 2 a pesar de tener baja población a suministrar, serían varias las localidades beneficiadas, además consideran reservorios seminaturales (mina El Tofo) que permiten minimizar costos en términos de reservorios. Huasco posee una cantidad más considerable para el abastecimiento hídrico, sin embargo, en términos de potencia eléctrica no hay conexión entre lo generado y lo bombeado, por lo que se debe recalcular y reanalizar una configuración que permita su viabilidad.

Si bien la central Culimo también posee baja cantidad de habitantes para el suministro, el agua desalinizada tiene como finalidad (al igual que Corrales) introducir un caudal fijo hacia un embalse de riego ya creado. Esto implica que el agua se considera un aporte a las aguas de riego de la zona y se deben realizar más análisis en base a si es posible reconvertir estos embalses de riego en embalses mixtos o multipropósito (riego y abastecimiento humano).

Realizando un estudio de casos en donde se varía el volumen máximo de cada reservorio, se obtiene que uno de los casos óptimos para la generación eléctrica es considerar reservorios de 2 Hm³ en cada una de las centrales. Al imponer reservorios de esta capacidad se obtiene la Tabla 24. Los caudales de diseño para este caso son entre 46,1 a 46,3 m³/s, siendo congruentes con los valores límite de las Tabla 22.

Tabla 24: Centrales objetivo-condicionadas según volumen.

	Volumen total con evaporación [m3]	Potencia suministrada real [MW]	Potencia en bombeo real [MW]
Huentelauquen Res Superior 1	1.998.023	219,60	144,71
Huentelauquen Res Superior 2	1.993.291	226,77	166,41
Huentelauquen Res Inferior	1.993.429	-	-
Corrales Res Superior 1	1.991.842	138,27	86,56
Corrales Res Superior 2	1.996.626	134,75	72,14
Corrales Res Superior 3	1.999.067	142,62	79,35
Corrales Res Inferior (Embalse)	1.987.400	-	-
Culimo Res Superior	1.993.870	199,92	159,52
Culimo Res Inferior (Embalse)	1.997.760	-	-
Talinay 1 Res Superior	1.997.644	100,15	76,11
Talinay 1 Res Inferior	1.996.989	-	-
Talinay 2 Res Superior	1.998.646	107,91	68,91
Talinay 2 Res Inferior	1.998.368	-	-
Chungungo 1 Res Superior	1.998.948	109,85	85,20
Chungungo 1 Res Inferior	1.997.691	-	-
Chungungo 2 Res Superior	1.992.451	174,81	106,61
Chungungo 2 Res Inferior	1.991.277	-	-
Huasco Res Superior	1.997.760	167,57	132,30
Huasco Res Inferior	1.997.324	-	-

Se observa de la Tabla 24 que la potencia suministrada o de generación es mayor que la potencia necesaria para el bombeo, siendo este punto clave para que las centrales objetivo sean viables y permitan ser un aporte a la matriz energética.

Un último punto clave es que, al condicionar la capacidad de los reservorios, se condiciona también la de suministro hídrico y, por tanto, la capacidad productiva de una desalinizadora. Para el llenado de los reservorios, es posible hacer uso de desalinizadoras con una capacidad

de 2000 m³/día. Esto se considera bastante relevante ya que una planta de 2000 m³/día o 23 lps es considerada como una desalinizadora pequeña, lo cual reduce enormemente la complejidad del sistema global (capítulo 4.1.3). Igualmente se debe señalar que el tiempo de llenado de los reservorios se alarga considerablemente al reducir la capacidad de producción de agua, sin embargo, si se considera el uso de 3 plantas de 2000 m³/día, el llenado de los reservorios de 2 Hm³ se realizaría en 11 meses. Luego de este periodo, las plantas desalinizadoras se enfocarían en restituir los volúmenes evaporados en cada reservorio y en abastecer los APRs de las localidades aledañas descritas en la Tabla 23.

7.4 Reservorios

Los reservorios (superior e inferior) son los que cumplen la función de acumulación de energía potencial hidráulica. Estos poseen 2 estructuras principales; la presa que cumple la función de barrera para que no escape el agua almacenada, y la cavidad natural que permite la acumulación de agua basada en la topografía de la zona. Dentro de las centrales objetivo hay reservorios (principalmente inferiores) en los que no fue posible identificar cavidades naturales para el almacenamiento y, por tanto, solo se considera un reservorio basado en un depósito, similar a un tanque de almacenamiento de agua potable y movimiento de tierra.

La presa que se procede a utilizar dentro de los reservorios, se barajan varios métodos y materialidades (presas de tierra, roca-tierra, hormigón convencional, HCR, tablestacas, etc.) donde finalmente se escoge el hormigón compactado con rodillo o HCR. El uso de HCR en la construcción de presas corresponde al material y técnica más eficiente usada en Chile para centrales hidroeléctricas, y por lo que actualmente se tiene vasta experiencia en el ámbito y es considerada una solución rápida, segura y a bajo costo para la creación de embalses. Para el uso de esta técnica constructiva se toma de referencia la construcción de la presa de la hidroeléctrica Ralco. Dentro de este proyecto se realizan análisis estructurales que permiten definir la geometría óptima y garantizar estabilidad y resistencia frente a las sollicitaciones de carga existentes (peso propio, empuje hidrostático, subpresiones, acciones sísmicas y térmicas, entre otras). La construcción con HCR considera la división de la presa en distintos bloques que son compactados mediante capas, donde se debe igualmente evaluar la interacción entre los bloques sucesivos, rocas de fundación y agua embalsada. También se deben considerar estudios de las características de la zona para determinar la disponibilidad de materiales pétreos y áridos para la producción de HCR. En la Figura 112 se presentan las dosificaciones del HCR y mortero de junta usada en la presa de Ralco (Uribe, 2018).

Proporciones de las mezclas en kg/m ³		
Materiales	HCR Presa	Mortero
Grava 1 ½"	629	-
Gravilla ¾"	548	-
Arena Gruesa	479	1062
Arena fina	276	453
Filler	115/85/60	-
Cemento	95/116/133	280
Puzolana	40/49/57	120
Agua libre	145	320
Densidad	2396	2235
Trabajabilidad (tiempo Vebe o asentamiento cono)	15 s	26-28 cm

Figura 112: Dosificación HCR y mortero de junta. Fuente: Uribe, Ingendesa.

El diseño de las presas de las centrales objetivo considera 3 parámetros principales; alto, largo y pendiente del talud. El diseño de la presa Ralco consideró un parámetro vertical aguas arriba y escalonado aguas abajo con una pendiente de 0,8:1 (horizontal/vertical). Los parámetros aguas arriba suelen ser verticales, aunque en zonas de alta sismicidad pueden ser inclinados. Parámetros aguas abajo son variables entre 0,6:1 a 0,8:1. En zonas de alta sismicidad el plano inclinado se prolonga hasta el coronamiento (Rocco, 2019). En la Figura 113 se observa la geometría de una presa HCR. Para el caso de los reservorios se considera una pendiente de diseño de 0,8:1 (horizontal/vertical) con un plano inclinado hasta el coronamiento para todas las centrales objetivo.

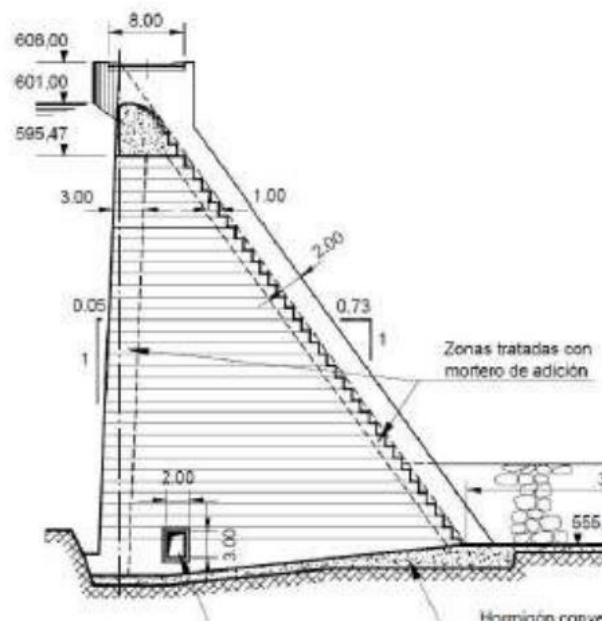


Figura 113: Geometría y dimensiones presa HCR. Fuente: Rocco.

Referente al alto y largo de los muros de la presa, estos se obtienen al realizarse el cálculo de volúmenes de reservorios (capítulo 7.2.1), estimando el largo en base a la última curva de nivel del agua o también expresado como la altura donde se encuentra el espejo de agua cuando la central está a su máxima capacidad. La altura máxima se obtiene como la diferencia entre la altura del espejo de agua (o máxima curva de nivel) y la mínima curva de nivel que integra el reservorio. Además, se realiza el cálculo del área total de la presa, basándose en un método de integración discreta de área de rectángulos y triángulos cada 10 metros (distancia entre curvas de nivel) o cuando el muro cambiaba de dirección. Para estimar el volumen de hormigón necesario, se considera la mitad del ancho basal de la presa.

Se debe señalar que esta técnica fue utilizada para todos los reservorios, incluyendo a los que se consideran como depósitos (reservorios inferiores Huentelauquen, Talinay 1 y Talinay 2). Para estos últimos se pueden barajar otro tipo de ideas más eficientes y baratas que el uso de HCR ya que las dimensiones elegidas para estos fueron arbitrarias, permitiendo ser más eficientes en cuanto al tamaño (diámetro y altura) y barajando otro tipo de materialidad tales como hormigón armado, tablestacas o depósitos prefabricado de acero. Las dimensiones de las presas se presentan en la Tabla 25.

Tabla 25: Dimensiones de presas en centrales objetivo.

	Largo Presa [m]	Altura máxima presa [m]	Área Presa [m ²]	Ancho medio Presa [m]	Volumen Presa [m ³]
Huentelauquen Res Superior 1	795	170	67.278	68	2.287.452
Huentelauquen Res Superior 2	623	120	44.330	48	1.063.920
Huentelauquen Res Inferior	3620	90	139.493	36	2.510.874
Corrales Res Superior 1	1182	120	68.839	48	1.652.136
Corrales Res Superior 2	1055	150	87.742	60	2.632.260
Corrales Res Superior 3	684	150	51.302	60	1.539.060
Corrales Res Inferior (Embalse)	-	-	-	-	-
Culimo Res Superior	553	80	22.108	32	353.728
Culimo Res Inferior (Embalse)	-	-	-	-	-
Talinay 1 Res Superior	2067	60	59.685	24	716.220
Talinay 1 Res Inferior	2361	20	47.220	8	188.880
Talinay 2 Res Superior	1050	100	39.872	40	797.440
Talinay 2 Res Inferior	1755	25	26.325	10	131.625
Chungungo 1 Res Superior	795	50	8.306	20	83.060
Chungungo 1 Res Inferior	1762	30	34.937	12	209.622
Chungungo 2 Res Superior	1250	170	109.774	68	3.732.316
Chungungo 2 Res Inferior	2330	90	110.850	36	1.995.300
Huasco Res Superior	420	70	15.740	28	220.360
Huasco Res Inferior	1753	110	120.590	44	2.652.980

Con respecto al material a utilizar para impermeabilizar los reservorios, se hizo una investigación sobre el uso de geomembranas en embalses, tranques, canales y depósitos agrícolas en Chile, concluyendo que el material que más se suele utilizar y comercializar son las geomembranas de polietileno de alta densidad o HDPE, el cual presenta alta resistencia a componentes químicos y sales, resistencia a rayos UV, reducción de la expansión lineal, alto coeficiente de fricción, alta flexibilidad y electro conductividad para la detección de fugas. A este sistema de impermeabilización se le agrega un sistema de refuerzo de suelos o taludes conformado por una malla biaxial de polipropileno extruido o geogrilla de refuerzo.

7.5 Sistema hidráulico de la hidroeléctrica

El sistema hidráulico, tal como se menciona en el capítulo 3.3.16 corresponde a 2 subsistemas; el de turbina/generador (produce energía eléctrica) y el de la electrobomba (consume energía eléctrica para el bombeo). Este sistema es la base de las centrales hidroeléctricas objetivo y, si bien, todas las hidroeléctricas funcionan en base a turbinas generadoras, los sistemas tipo 2 y tipo 3 (capítulo 3.3.16) son los importantes e innovadores dentro de una central a bombeo y que, a su vez, son el foco en la búsqueda y recopilación de información para las centrales objetivo.

La información y detalles técnicos del sistema hidráulico de una hidroeléctrica a bombeo se obtienen de diversas fuentes, una de ellas es la central hidroeléctrica de Entracque ubicada en Piamonte, Italia. El equipamiento y maquinaria del sistema hidráulico que utiliza el cabezal Chiotas (uno de los 2 reservorios superiores tipo embalse) corresponden a 8 del tipo reversible multietapa. Aguas arriba de cada cabezal hay 2 válvulas esféricas, mientras que aguas abajo hay una compuerta corredera. Las maquinas reversibles tienen 4 etapas, donde solo se admite el funcionamiento a pleno rendimiento. Se prevé la puesta en marcha de las unidades en bombeo con el sistema back to back (BTB), con cualquiera de las unidades, incluyendo la unidad Rovina (segundo reservorio superior tipo embalse). Cuando las válvulas están cerradas, el agua caliente se descarga en un circuito adecuado y adaptado. Las principales características de las máquinas reversibles son:

Tabla 26: Características maquinaria reversible embalse Chiotas, Hidroeléctrica Entracque. Fuente: ENEL Green Power.

Generación		Bombeo	
H max	1048 m	H min	955 m
Q max	16 m ³ /s	Q max	15 m ³ /s
Pr max	148 MW	Pa	155 MW
n	600 rpm	n	600 rpm

Las máquinas eléctricas son moto-generadores síncronos de 600 rpm con una capacidad aparente de 170 MVA. Las máquinas están provistas de excitadores estáticos formados por

barras puente de tiristores conectados a los transformadores, uno cada dos máquinas, por barras de 17 kV formadas por conductos blindados de aluminio soldado. Los disyuntores de la unidad son del tipo de chorro de aire (airblast type). La operación back to back se lleva a cabo mediante arreglos de aisladores apropiados en un conducto encerrado de metal.

En la unidad de Rovina, solo hay una unidad triple, que es el motor-generator. La turbina y bomba están dispuestas en un solo eje. Los dispositivos de control son: una válvula esférica de doble sello aguas arriba de la turbina, dos válvulas esféricas en el tubo de alta presión de la bomba, una de las cuales es una válvula de seguridad de doble sello, una compuerta corredera en el tubo de aspiración de la bomba, una compuerta corredera y una de aleta en la salida de la turbina. Las máquinas hidráulicas consisten en turbinas Francis con paleta guía convencional y una bomba de dos etapas conectada a la primera con una junta que se puede acoplar en posición de parada. Las características principales son:

Tabla 27: Características maquinaria reversible embalse Rovina, Hidroeléctrica Entracque: Fuente: ENEL Green Power.

Turbina		Bomba	
H max	598 m	H min	561 m
Q max	26,95 m ³ /s	Q max	19,44 m ³ /s
Pr max	133,67 MW	Pa	124,92 MW
n	600 rpm	n	600 rpm

La maquinaria eléctrica consiste en un moto-generator síncrono de 600 rpm con una capacidad aparente de 150 MVA. Todos los transformadores están instalados en la caverna del pasillo. Están dispuestos en celdas adecuadas con dispositivo antiincendios, conectadas a un sistema de recogida de agua y aceite en caso de avería del depósito. Los cuartos auxiliares y transformadores de los excitadores cuentan con aislamiento inflamables.

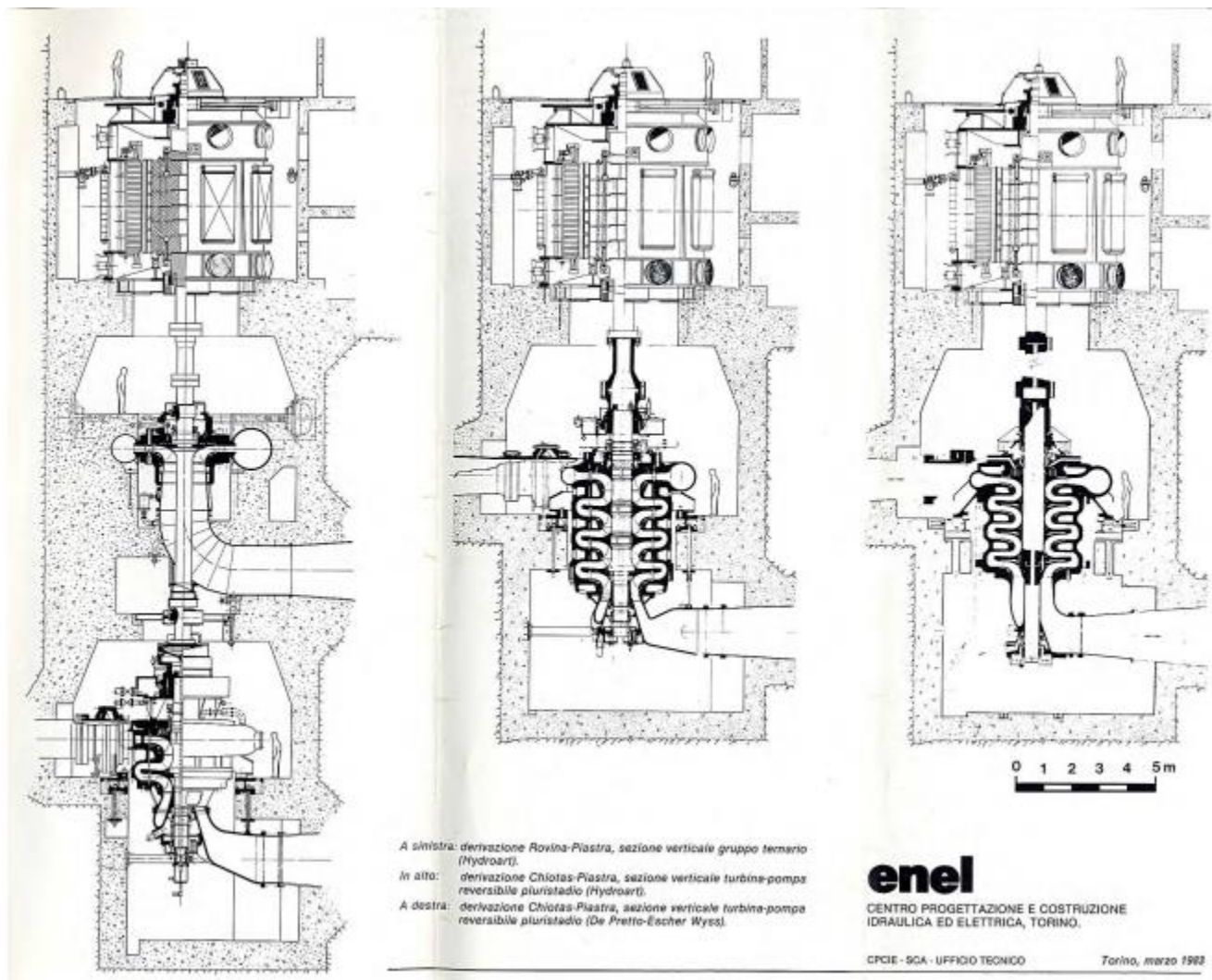


Figura 114: Elementos hidráulicos central Entracque. A la izquierda la sección vertical del grupo ternario (Hydroart), al centro la sección vertical de la turbina-bomba reversible multietapas (Hydroart), a la derecha la sección vertical de la turbina-bomba reversible multietapas (de Pretto-Escher Wyss).

Fuente: ENEL Green Power.

Información más actualizada sobre el uso actual y empresas fabricantes y proveedores de esta maquinaria es obtenida en base a la recopilación de información en la tesis de Daniel Salinas. Dicha tesis pudo recopilar información de los tipos de sistemas instalados y detalles técnicos de las empresas Toshiba Energy Systems y Voith Hydro.

Ambas empresas tienen gran experiencia principalmente en el desarrollo de sistemas binarios y, en menor medida, sistemas ternarios. En el caso de Toshiba, se tienen equipos instalados con sistemas binarios en las centrales Kannagawa y Kazunogawa en Japón, y la central Xilongchi en China, las cuales presentan caídas netas de 700 metros y caudales de bombeo cercanos a 60 y 30 m³/s en las centrales japonesas y chinas, respectivamente, para cada uno de los equipos instalados.

Con respecto A Voith Hydro, destacan las centrales a bombeo Chiotas y Odolo, las cuales presentan caídas netas sobre 1000 metros. Sin embargo, Toshiba (y se asume que Voith Hydro también) no presentan equipos con los requerimientos de caída y caudal de centrales objetivo (alto caudal, pero con caídas pequeñas).

Las unidades generadoras de Toshiba funcionan en el modo generación a velocidad variable, lo cual permite un mayor rango de variación en las magnitudes hidráulicas (variación de caudales) pero manteniendo el sincronismo en la red. Para las unidades desarrolladas que trabajan a velocidad fija (Fixed Speed), se tiene un motor-generador síncrono del tipo rotor de polos salientes para excitación de corriente continua, mientras que las unidades que trabajan a velocidad variable (Adjustable Speed) presenta un motor-generador asíncrono del tipo rotor cilíndrico para la excitación de corriente alterna.

La ubicación de los equipos, Toshiba indica que los aparatos se deben ubicar bajo la cota del reservorio inferior para evitar daños provocados por la cavitación.

Para las centrales objetivo se toma la misma determinación que la tesis revisada, implementando el uso de dos a tres unidades de turbinas reversibles (sistema binario), verificando según la variabilidad de caudales entre centrales ya que estos cumplen con los requerimientos de los caudales operativos máximos a considerar y adaptando los sistemas a caídas netas menores, dados los valores de las centrales (entre 100 y 180 metros). Se considera una de las dos o tres unidades en modo reposo. Se debe recalcar que esta etapa solo considera el diseño conceptual, por lo que se pueden realizar modificaciones parciales o totales llegada la etapa de ingeniería de detalle.

Finalmente, los sistemas hidráulicos deben considerar de dos a tres válvulas ya sea esféricas (como las de Chiotas y Rovina) o de tipo mariposa (más usadas en Chile) en el tramo entre la caverna de máquinas y el reservorio superior. En el tramo de la tubería forzada más próxima al reservorio superior se considera la instalación de una chimenea de equilibrio para evitar problemas con las sobre presiones y sub presiones en el conducto.

7.6 Sistema de desalinización

La desalinización de agua posee distintas etapas y, por ende, distintos equipos que van dependiendo de los procesos a integrar dentro de la planta. En base a los expuesto en el capítulo 7.3.2 se concluye que es viable el uso de pequeñas plantas desalinizadoras que, a priori, generarían más beneficios que la instalación de una gran obra. Es por esto por lo que el sistema de desalinización a considerar es el de una planta con capacidad de 2000 m³/día.

Estos sistemas considerados pequeños suelen tener tamaños entre un contenedor marítimo de 40 pies (más compactos) hasta pequeños galpones con el sistema de desalinización instalado. Para este caso se toman de ejemplo 3 tipos de plantas desalinizadoras compactas.

7.6.1 Plantas desaladoras tipo compacto Hidritec

Hidritec corresponde a una empresa española del área hidráulica que ofrece soluciones para la gestión de aguas potables, residuales e industriales. Dentro de sus tecnologías de desalinización de agua, Hidritec diseña y fabrica plantas desaladoras de tipo compacto para la potabilización de agua de mar y que se preparan en contenedores marítimos de 40 pies (60 m³). Estos equipos vienen ya preparados e instalados. De manera opcional el equipo puede entregarse montado sobre una bancada de acero inoxidable o preparado para su instalación en la intemperie. La planta desaladora puede dimensionarse para la alimentación a partir de captación directa de agua de mar o a partir de pozos playeros (siendo la primera la opción a utilizar).

Para el funcionamiento del sistema de desalinización es necesario un pretratamiento de filtración. Para ello, se consideran las siguientes alternativas:

- Filtración de anillas de primer paso en caso de captación directa de agua de mar (190 micras).
- Prefiltración de sílex con contra lavado automático a partir de agua filtrada.
- Sistema compacto de ultrafiltración para desaladoras de mayor capacidad con módulo unitario de tipo contenerizado y montado.
- Filtración de afino con 10 micras absolutas y 3 micras nominales.

La planta desaladora tiene como base el sistema de osmosis inversa con membranas específicas de agua de mar y contenedores de membranas de alta presión.

A continuación, se presentan las características generales de la planta:

- Planta montada sobre bancada en acero inoxidable o instalada en el mismo contenedor apto para exteriores.
- Bomba de pistón de alta presión.
- Recuperador de energía. Mediante un equipo se aprovecha el excedente de alta presión en el rechazo de la planta para incrementar la presión de una parte del caudal de alimentación, reduciendo la capacidad de la bomba de pistón.
- Se dimensiona la configuración y características adecuadas de las membranas de agua de mar a partir de los requerimientos y parámetros de agua de entrada, caudal, conversión y temperatura del agua bruta.
- Sistema de flushing de agua bruta con tanque en polipropileno implementado en la propia estructura de la desaladora, incluyendo bomba de flushing y pre filtro de afino.
- Sistema de limpieza química de las membranas CIP.
- Tubería de alta presión en acero super dúplex y línea de baja presión en polietileno de alta densidad.
- Medición de caudal de producción, rechazo, alimentación a bomba de pistón y recuperador de energía.

- Dosificación de cloro en la salida y remineralización.
- Medición de conductividad, temperatura y pH de agua producida.
- PLC de control de todos los procesos.
- Las plantas modulares pueden ser de hasta 2000 m³/día por cada unidad de tratamiento.



Figura 115: Planta desaladora compacta Hidritec. Fuente: Hidritec.

7.6.2 Plantas desalinizadoras y purificadoras de agua de mar Vodik, Lakshmi Energy y Waterman Engineers

Vodik, AMM Aqua Pure y Waterman Engineers corresponden a empresas indias de servicios hidráulicos y sistemas de tratamiento de agua. Estas empresas ofrecen sus productos tales como plantas desalinizadoras alrededor de todo el mundo. Si bien existen muchas empresas a lo largo de todo el mundo que ofrecen este tipo de equipamientos (principalmente India y China), se toman estas empresas a modo de ejemplo ya que fueron las plantas de mayor capacidad encontradas en el mercado internacional que siguen siendo prefabricadas, portátiles y catalogadas como plantas pequeñas.

Todas poseen la tecnología de osmosis inversa automatizada y con rangos de uso de 24 horas al día. Las capacidades van desde los 10 a los 2000 m³/día o de 100 a 100.000 lph (litros por hora). Estas plantas prefabricadas poseen la misma tecnología que en base a tubos y bombas de pistón a alta presión.



Figura 116: Planta desaladora RO Vodik. Fuente: Indiamart.



Figura 117: Planta desalinizadora Lakshmi. Fuente: Indiamart y Alibaba.



Figura 118: Plantas desalinizadoras Waterman Engineers. Fuente: Indiamart y Water Engineers.

7.6.3 Plantas desalinizadoras Vigaflow

Vigaflow es una empresa chilena dedicada al tratamiento de aguas con enfoque en desalinización y re-uso. Esta empresa fundada en 2002 posee varias certificaciones (calidad, medioambiente y seguridad) que acreditan su status en el rubro y que tiene vasto conocimiento en la fabricación de pequeñas plantas desalinizadoras, de las cuales se ofrecen dos formatos; de uso industrial con producciones desde 1 m³/h hasta 200 m³/h (entre 24 a 4800 m³/día), las cuales son diseñadas y construidas según los requerimientos específicos de cada industria, o de tipo compacto las cuales se presentan como soluciones escalables para comunidades pequeñas (condominios o caletas) para fines particulares para la purificación de agua para consumo humano. Estos sistemas se ofrecen en contenedores con una rápida implementación con capacidades entre 4 y 22 m³/día, tal como se expone en el capítulo 4.1.3. Estas desalinizadoras operan con el proceso de osmosis inversa usando tecnología de separación por membranas.



Figura 119: Sistemas de desalinización Vigaflow. Fuente: Vigaflow.

Con respecto a la captación de agua realizada por esta serie de equipos, el primer parámetro a considerar es si la captación es de tipo abierta o cerrada. Tal como se presenta en el capítulo 4.3.1, al ser plantas con una capacidad y producción relativamente baja (no a nivel de gran industria), es preferible la captación cerrada. En la Tabla 11 se presentan las características referentes a este tipo de captación. La captación cerrada suele materializarse mediante pozos playeros verticales, pozos horizontales o mallas de infiltración. Si bien los pozos horizontales y mallas de infiltración abarcan una mayor área para la captación de agua de mar, se deben realizar obras relativamente grandes para llevarlos a cabo (tuneladoras, instalación en el subsuelo marino, entre otros) y considerando la portabilidad que involucra el uso de desaladoras pequeñas, se opta por la opción de pozos (pueden ser varios) playeros radiales, en las cuales se necesita maquinaria para hacer sondeos para implementar las tuberías captadoras.

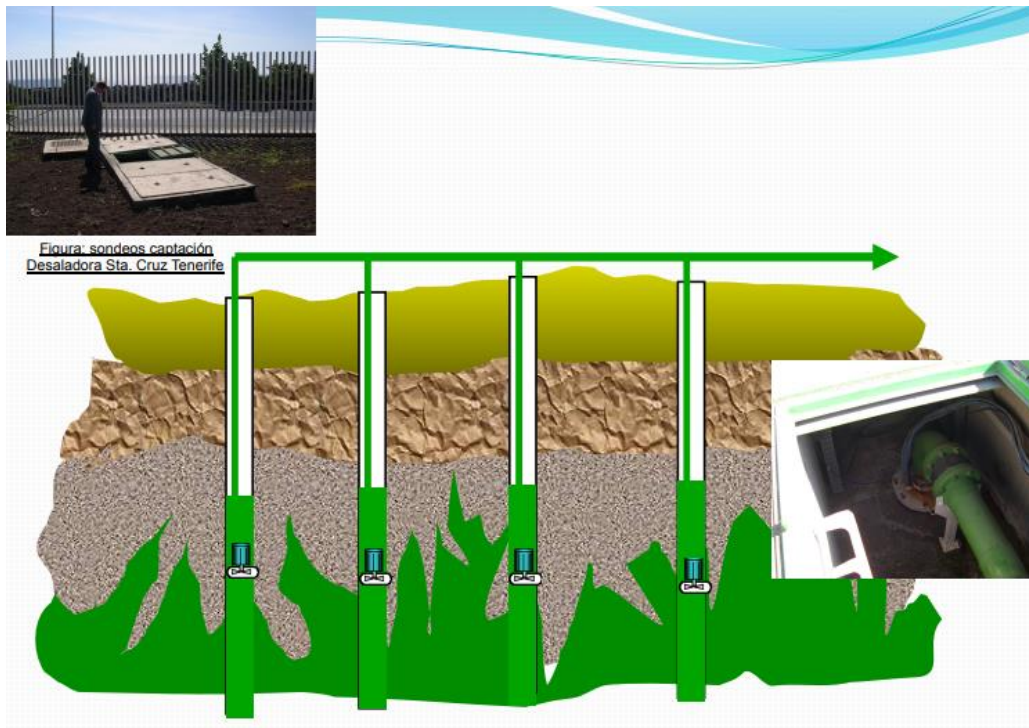


Figura 120: Captación mediante pozos playeros verticales-radiales. Arriba: Sondeo captación desaladora Sta. Cruz Tenerife. Fuente: desalación.org.

Finalmente se deben considerar la existencia de concesiones marítimas en la zona de emplazamiento de las plantas desalinizadoras. Haciendo una revisión de la información presentada en el Sistema Integrado de Administración del Borde Costero (SIABC), se tiene que hay centrales objetivo que son emplazadas en zonas de concesión marítima; Huentelauquén (Sernapesca, Puerto Manso), Corrales (Sernapesca, Sector C Los Vilos), Chungungo 1 y 2 (Sernapesca) y Huasco (Sociedad Contractual Minera White Mountain). Para estos casos y al tener la facilidad de considerar desalinizadoras de fácil implementación, se modifica el sector de captación de agua y de emplazamiento de la desalinizadora para que no se interfiera con las zonas de concesión marítima.

7.7 Tuberías

7.7.1 Tuberías de la planta desalinizadora

Las tuberías referentes a la planta desalinizadora se dividen en 2 tramos; las tuberías de captación de agua y las tuberías de devolución de salmuera. Al considerarse una captación cerrada, las tuberías de captación de agua quedan definidas según el sondaje realizado para la materialización del pozo playero y sus diámetros pueden ser variables según se elija, por ejemplo, 3 plantas con capacidad de 2000 m³/día (capítulo 7.3.2) o 20 plantas más compactas de 300 m³/día, verificando cual opción es económicamente más viable.

La materialidad de las tuberías en desalinizadoras suele ser 2; tuberías de HDPE o de acero inoxidable. Se eligen las tuberías de HDPE ya que es el material más usado actualmente para este tipo de instalaciones, además de presentar notables ventajas sobre las tuberías de acero en entornos marinos; resistencia química y a la corrosión, baja rugosidad y ligereza. Las variables que definen el diámetro de las tuberías son: largo de las tuberías, presión nominal, rango de flujo y velocidad máxima admisible. Sin embargo, las tuberías de captación de agua vienen predeterminadas según el fabricante de la planta desalinizadora compacta, donde la variable a imponer son los largos de las tuberías de captación. Con respecto a las tuberías de devolución de salmuera, estas deben considerar una mayor resistencia a la corrosión y depende del porcentaje de recuperación de agua desalada/rechazo. En las Figuras 47 y 48 (capítulo 4.1.3) se observa un ejemplo de diámetro de cañerías en base a la producción de agua desalinizada con un estimado de 141 mm de diámetro para la cañería de devolución para una producción de 2000 m³/día, No obstante, no se especifica el material de fabricación de la cañería en cuestión, ya que los diámetros varían según la materialidad. Las tuberías de HDPE presentan ciertas limitaciones a considerar; diámetros máximos instalados de 1,8 y 2 metros (nacional e internacional respectivamente). Además de tener restricción de velocidad máxima de 5 m/s.

El largo de tuberías de captación de agua colocadas en Google Earth se presenta en la Tabla 28. Se debe recalcar que, al ser un diseño conceptual, el largo puede variar según se considere una zona de emplazamiento más adecuada para las plantas desalinizadoras, considerando además que los pozos playeros verticales se encuentran hacia el interior de la línea costera.

Tabla 28: Largo de tuberías de captación.

	Largo tuberías de captación [m]
Huentelauquen	410
Corrales	730
Culimo	370
Talinay 1	1050
Talinay 2	1060
Chungungo 1	1650
Chungungo 2	800
Huasco	250

7.7.2 Tuberías de las centrales objetivo

Las tuberías de las centrales objetivo se dividen según 2 tramos; las tuberías de impulsión de agua desalinizada (según sea necesario) y las tuberías forzadas entre reservorios.

Para las centrales que están emplazadas cerca de la línea costera, no se considera el uso de tuberías de impulsión de agua, esto debido a que el emplazamiento de los reservorios inferiores es considerado contiguo a las plantas desalinizadoras, por lo que el proceso de

desalinización expulsaría el agua desalinizada directo a los reservorios inferiores. Para las centrales que están hacia el interior (central Corrales y Culimo) si se consideran tuberías de impulsión de agua hacia los embalses respectivos.

Para las tuberías de impulsión hacia los reservorios inferiores y tuberías forzadas de la hidroeléctrica, el material a considerar es el acero ya que este soporta altas presiones que son provocadas por el bombeo y la caída de agua en la misma. Las tuberías de impulsión se diseñan para ir a nivel de suelo. En específico, la tubería de impulsión de la central Corrales considera el trayecto del estero Pupío, también llamado río Conchalí o Quebrada río Mauro (en su fase superior), luego sigue el trayecto por la parte norte de El Tranque El Mauro para tomar en su trayecto final el estero Camisas o río Ranchillo, el cual llega hasta el embalse Corrales. Por su parte, la tubería de impulsión de la central Culimo sigue el curso del río Quilimarí el cual llega directamente al embalse Culimo. Las longitudes de ambas tuberías se presentan en la Tabla 29.

Las tuberías forzadas de generación/bombeo de las centrales son subterráneas, donde el esquema es observable en el Anexo A. Los largos de la tubería de cada central se observan en la Tabla 29

Para el dimensionamiento de las tuberías forzadas se debe tener en cuenta los siguientes parámetros: (Yañez, 2016)

- El diámetro es seleccionado de acuerdo con análisis técnicos y económicos que permite determinar el diámetro óptimo, es decir, que genere el menor número de pérdidas a un costo accesible.
- El espesor está en función de la sobrepresión y resistencia del tipo de material a usar.
- Debido a que el costo de las tuberías puede presentar una gran parte del presupuesto de las centrales, es necesario optimizar su diseño desde el costo inicial y no solo desde el mantenimiento.

Tabla 29: Largo de tuberías forzadas y de impulsión.

	Largo tuberías forzadas hidroeléctrica [m]	Largo tuberías de impulsión [m]
Huentelauquen Reservorio 1	2.070	-
Huentelauquen Reservorio 2	4.250	
Corrales Reservorio 1	4.550	66.500
Corrales Reservorio 2	2.300	
Corrales Reservorio 3	2.450	
Culimo	3.500	33.350
Talinay 1	1.000	-
Talinay 2	1.500	-
Chungungo 1	1.250	-
Chungungo 2	1.500	-
Huasco	1.350	-

Para el dimensionamiento de las tuberías, los parámetros necesarios son las longitudes, rango de flujo del agua o caudal, velocidad máxima y mínima permisible y el material. Las longitudes vienen dadas en la Tabla 29, el rango de flujo del agua es aproximadamente 46 m³/s (capítulo 7.3.2). El material considerado es acero sin revestimiento. Las velocidades máximas y mínimas vienen dadas según la Tabla de la Figura 121. Se utilizan los valores de 5 y 0,3 m/s respectivamente.

MATERIAL DE LA TUBERÍA.	VELOCIDAD (m/seg.)	
	MÁXIMA.	MÍNIMA.
Concreto simple hasta 45 cm. de diámetro	3.00	0.30
Concreto reforzado de 60 cm. de diámetro ó mayores.	3.50	0.30
Concreto presforzado.	3.50	0.30
Acero con revestimiento.	5.00	0.30
Acero sin revestimiento.	5.00	0.30
Acero galvanizado.	5.00	0.30
Asbesto cemento.	5.00	0.30
Fierro fundido.	5.00	0.30
Hierro dúctil.	5.00	0.30
Polietileno de alta densidad.	5.00	0.30
PVC (policloruro de vinilio)	5.00	0.30

Figura 121: Velocidades máximas y mínimas en Tuberías. Fuente: Karia Scribd.

En base a los datos anteriores y utilizando una calculadora de dimensionamiento de tuberías en base a la velocidad del flujo, se obtiene un diámetro interno de 3,4 metros. Sin embargo, este diámetro es poco frecuente dentro de los fabricantes de tuberías, por lo que se decide disminuir el rango del flujo, alargando las horas de generación y bombeo y no considerando un vaciado o llenado completo de los reservorios. Acotando a un flujo de 30 m³/s, se obtiene la Tabla 30.

Tabla 30: Diámetro, velocidad y caída de presión de tuberías forzadas.

	Diámetro [m]	Velocidad del agua [m/s]	Caída de Presión [kPa]
Huentelauquen Reservorio 1	2,83	4,92	84,7
Huentelauquen Reservorio 2	2,83	4,92	173,9
Corrales Reservorio 1	2,83	4,92	186,2
Corrales Reservorio 2	2,83	4,92	94,1
Corrales Reservorio 3	2,83	4,92	100,2
Culimo	2,83	4,92	143,2
Talinay 1	2,83	4,92	40,9
Talinay 2	2,83	4,92	61,4
Chungungo 1	2,83	4,92	51,1
Chungungo 2	2,83	4,92	61,4
Huasco	2,83	4,92	55,2

Finalmente, las tuberías para el abastecimiento hídrico son muy variables, esto debido a que no se tienen definidos los largos de las tuberías de impulsión hacia las comunidades. Considerando que se desea abarcar la mayor cantidad de localidades para el suministro de agua, no se considera óptimo el diseño de tuberías hacia cada localidad ni tampoco el uso de camiones aljibes, por lo que se opta por sistemas colectivos que permitan abastecer desde estanques dispuestos estratégicamente a más de un APR mediante tuberías de menor diámetro desde las plantas desalinizadoras.

7.8 Caverna de máquinas

La caverna o casa de máquinas corresponde al lugar físico donde se encuentran los aparatos necesarios para la generación eléctrica. Cada uno de los componentes se detallan desde el capítulo 3.3.7 al 3.3.13. La ubicación de la caverna es subterránea, ubicada en la zona baja de las tuberías forzadas. Para el dimensionamiento de esta, se toma de ejemplo la central Salto de Chira (capítulo 3.5.2) y la central Saltos de Moralets, ambas centrales a bombeo españolas.

La central Salto de Chira contará con una caverna de máquinas de 160 metros de largo, con dos sectores diferenciados; la caverna de grupos de turbinas, con 17 metros de ancho y 33 metros de alto que albergará seis grupos de turbina-bomba reversibles tipo Francis de 33,3 MW en modo turbina y 36,7 MW en modo bombeo, con velocidad variable. En el otro sector se albergarán los transformadores (uno por cada grupo turbina-bomba) y subestación eléctrica GIS de 220 kv, con 24 metros de ancho y 25 metros de alto.

En dicha caverna, además se planea la colocación de una de las 2 chimeneas de equilibrio, además de múltiples túneles de acceso desde los dos embalses y equipos auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento de la central. En la Figura 122 se observa un esquema preliminar de la caverna.

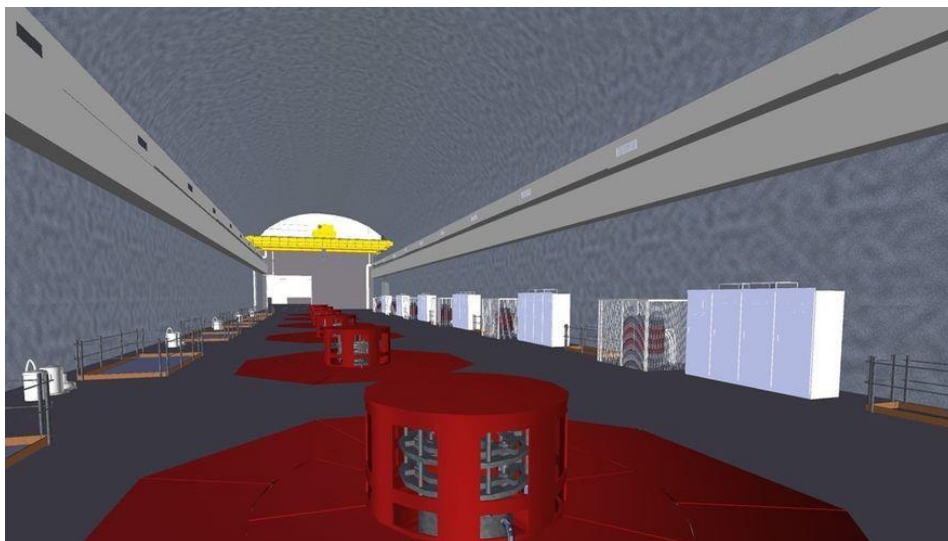


Figura 122: Diseño preliminar de la caverna de máquinas, central Salto de Chira. Fuente: Hernández, eldiario.es.

Con respecto a la central hidroeléctrica Saltos de Moralets, la caverna de máquinas presenta un diseño en planta de 50x70 metros aproximadamente y una altura de 30 metros. La caverna se compone de 3 secciones; la caverna de válvulas, con válvulas mariposa proyectadas, la caverna con los grupos de turbinas compuesta por tres turbinas Francis reversibles, y la caverna con los transformadores de poder (uno por cada grupo de turbinas). En esta caverna también se ubican los equipos auxiliares para cada aparato. En las Figuras 123 y 124 se observan los planos de la caverna de máquinas de la central Moralets.

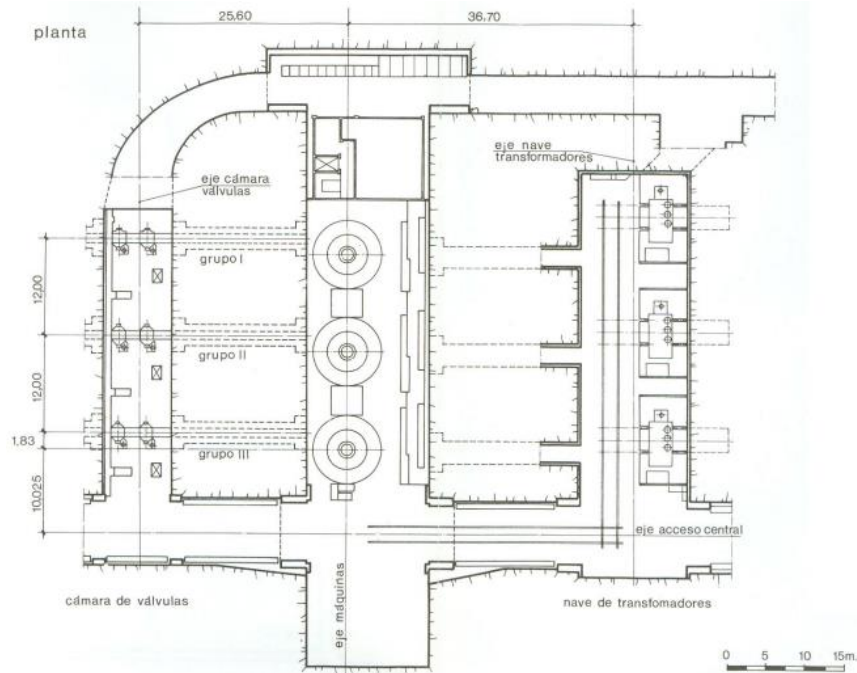


Figura 123: Vista en planta caverna de máquinas, central Moralets. Fuente: ENHER.

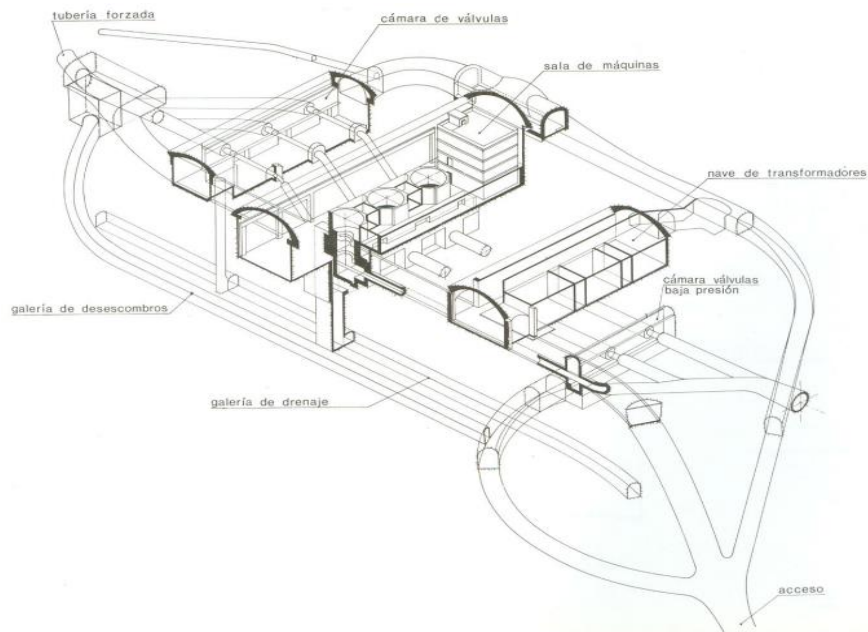


Figura 124: Vista isométrica caverna de máquinas, central Moralets. Fuente: ENHER.

Para las centrales objetivo, al considerarse un proyecto de menor envergadura, se proceden a utilizar las dimensiones mencionadas en la central Saltos de Moralets (70x50x30) con las secciones observables de la central Salto de Chira, dividiendo la caverna en 2 secciones. Cabe mencionar que es probable que las dimensiones finales sean más pequeñas al considerar solo dos sectores en la caverna.

El acceso a la caverna de máquinas se realiza mediante túneles diseñados en base al volumen 3 del Manual de Carreteras. Las condiciones de diseño se basan en el planteamiento de que la sección transversal del túnel bidireccional considere el ancho suficiente para el correcto tránsito de camiones en ambas direcciones considerando un margen de seguridad. En la Figura 125 se observa la sección transversal del túnel en base a las recomendaciones del Manual de Carreteras, considerando una pendiente del orden de 2.5%.

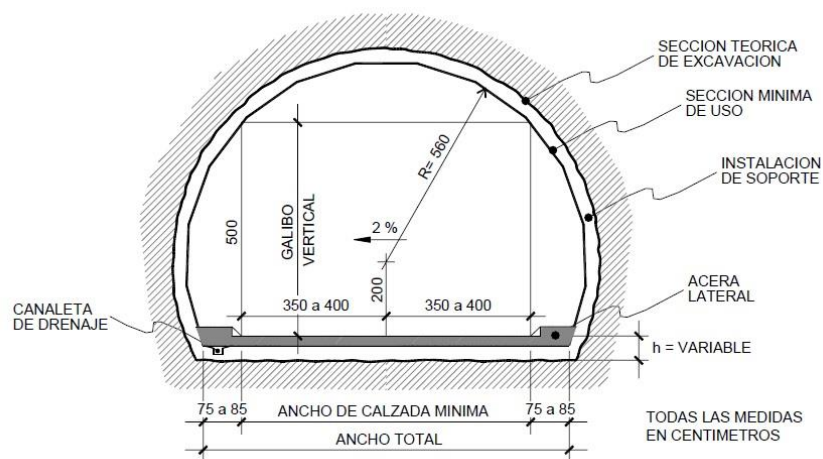


Figura 125: Diseño del túnel de acceso hacia la caverna de máquinas. Fuente: Manual de Carreteras.

7.9 Servicios y equipos auxiliares

Estos servicios y equipos tienen la finalidad de asegurar el correcto funcionamiento de los componentes principales de las centrales objetivo, complementando el trabajo que se realiza en la caverna de máquinas. Estos elementos no intervienen directamente en la producción de energía eléctrica, sin embargo, son fundamentales en este proceso. Estos se suelen clasificar según el grado de seguridad y fiabilidad (Fernandez&Robles, 2019).

7.9.1 Servicios auxiliares esenciales

Son los servicios que deben estar siempre disponibles y que no deben sufrir fallos por perturbaciones o maniobras incorrectas. Se consideran aquellos elementos que ante la existencia de un fallo aseguren la desconexión controlada y segura de la instalación. Se debe asegurar que nunca falle la alimentación de estos componentes, generalmente en base a corriente continua mediante baterías diseñadas con tal fin. Algunos elementos son:

- Equipos de protección y automatismos que permitan el mantenimiento y la puesta en servicio de la central.
- Circuitos de mando, protección y señalización de los equipos de alta tensión.
- Equipos de comunicación.
- Control de los grupos turbina-bomba.
- Sistemas de control de presión.

7.9.2 Servicios auxiliares seguros o principales

Estos servicios son aquellos que pueden permitir una falta de alimentación de corta duración, dando lugar a graves perturbaciones en el funcionamiento general si esta perdura. Algunos elementos son:

- Iluminación de emergencia.
- Rectificadores de carga en las baterías.
- Motores de interruptores.
- Sistemas de refrigeración del generador, turbinas, y transformadores.
- En general, servicios que admitan ceros de tensión.

7.9.3 Servicios auxiliares normales

Conformados por aquellos servicios que pueden quedar sin alimentación por un prolongado periodo de tiempo sin que el funcionamiento de la central quede comprometido, por lo que el fallo de alguno de estos solo origina las señalizaciones correspondientes y no el paro de toda la central.

Algunos elementos son: iluminación normal, tomas de fuerza, puentes-grúas, talleres, bodegas, calefacción del generador y algunos sistemas secundarios de refrigeración.

8 Regulación administrativa

8.1 Requisitos legales central hidroeléctrica

El primer gran proyecto considerado es la construcción de las centrales objetivo donde, a nivel nacional, debe cumplir con una serie de normativas e hitos administrativos. El primero considera el derecho de aprovechamiento de aguas especificando si es de uso consuntivo o no consuntivo, donde se debe acreditar la titularidad de los derechos de agua para su aprovechamiento legítimo en la generación eléctrica. Se deben cumplir las inscripciones de Propiedad de Agua en el Conservador de Bienes Raíces y la inscripción de aprovechamiento de agua en el Catastro Público de la DGA. Se debe acreditar igualmente la titularidad de las obras de aprovechamiento de agua para la generación eléctrica. Sin embargo, no fue posible encontrar regulaciones que involucren la generación de electricidad junto con la desalinización de agua de mar.

Se debe considerar la legalidad de las organizaciones de Usuarios de Agua; organización constituida voluntaria o judicialmente, registrada ante la DGA y registrada ante el Registro de Propiedad de Aguas del Conservador de Bienes Raíces.

Completar las autorizaciones requeridas por la Dirección General de Aguas como lo son la modificación en cauces naturales y artificiales (no requerido para hidroeléctricas a bombeo), autorizaciones para el traslado del ejercicio de los derechos (en caso de que se requiera) y para la modificación de o cambio de obras en caso necesario (bocatoma y canales/tuberías).

El cumplimiento de la normativa ambiental es considerado uno de los hitos importantes que debe cumplir todo proyecto, basándose en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) llevado a cabo por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) mediante el Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Dentro de estos requisitos se involucran una serie de organismos del estado que se ven involucrados según los impactos ambientales que genere el proyecto. Algunos organismos son; Sernapesca, Sernageomin, Conaf, Dirección de Obras Hidráulicas, Superintendencia de Electricidad y Combustibles y Seremis de Salud, Medioambiente, Energía, entre otros. También deben ser considerados los procesos de participación ciudadana, poniendo en parte a las comunidades que puedan ser afectadas negativamente con este tipo de obras.

8.2 Requisitos legales planta desalinizadora

La desalinización de agua debe cumplir con ciertos requisitos, algunos ya descritos en el capítulo 8.1 como los son los derechos de aprovechamiento de agua y los estudios de impacto ambiental. A esto se agregan las concesiones marítimas por parte de Decreto Supremo de concesión marítima que otorgan el uso particular de bienes nacionales de uso público o bienes fiscales. Es facultad privativa del Ministerio de Defensa y de la Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante (Directmar) el conceder este uso particular.

8.3 Estudios vigentes

Existen una serie de estudios que no fueron desarrollados en la presente memoria debido al diseño a nivel conceptual y que son necesarios ante el emplazamiento de cualquier tipo de proyecto. Algunos de estos son:

- Mecánica de Suelos: El estudio del tipo de suelo y del territorio donde se emplaza el proyecto es fundamental para la construcción de las fundaciones de las presas, roca basal, rellenos, etc. Evaluando la cantidad de material disponible y la factibilidad constructiva de las obras.
- Topografía: Es necesario realizar levantamientos topográficos en terreno que permitan definir la ingeniería en detalle de la zona ya que no basta el uso de softwares utilizados en la presente memoria como Google Earth Pro y Global Mapper.
- Estudios Ambientales: Descritos en el capítulo 8.1 basada en procesos llevados a cabo por el Servicio de Evaluación Ambiental que involucren medidas de mitigación, reparación y compensación a los afectados por el proyecto.
- Estudios económicos: Se debe verificar a más detalle la rentabilidad económica de estos proyectos, basándose en el desarrollo de proyectos sustentables, basados en ERNC y que permitan verse como una alternativa viable económicamente que reemplace el uso de centrales térmicas y uso de combustibles fósiles.

9 Evaluación de costos

A continuación, se presentan las especificaciones de cada obra expuesta en el capítulo 7. Para cada ítem se considera una sobreestimación del costo total de un 15%, justificando los componentes no considerados dentro de la evaluación de costos. Se debe hacer la acotación que los precios indicados en cada subcapítulo son referenciales y no indican los costos reales que tienen las obras mencionadas

9.1 Reservorios

Los reservorios están compuestos por 2 obras principales; la presa y el estanque. Para la presa, se cotiza el valor del m³ de hormigón en base a distintos proveedores nacionales de cementos, considerando los parámetros observables en la Tabla 25. El valor de los m³ de hormigón solo sirve de punto de referencia inicial en el costo general de la construcción de un reservorio, esto debido a que se le deben agregar los costos base que involucra la construcción de una presa tales como excavación, movimiento de tierras, uso de camiones, adaptación de caminos para transporte de elementos, entre otros.

El estanque de almacenamiento se evalúa la geomembrana descrita en el capítulo 7.4 en base a proveedores nacionales e internacionales, considerando el área de cada reservorio en cuestión. Se obtiene un precio estándar de 0,5 USD/m² de geomembrana colocada.

9.2 Sistema Hidráulico

El sistema hidráulico se compone principalmente de los grupos turbina-bomba, además de involucrar ciertos artefactos que involucran todo el grupo hidroeléctrico. Existen elementos presentes en el mercado, pero no a niveles de grandes obras, sino más bien para el diseño de minicentrales hidroeléctricas. A esto se suma que los costos solo consideran la inversión inicial de los componentes del sistema hidráulico, sin tener en cuenta el costo de instalación de los aparatos.

Para considerar una resolución de costos más exacta, se considera el proyecto Cultana, el cual comprende los equipos involucrados que se presentan en la Figura 121, con la diferencia de que el proyecto considera 3 turbinas reversibles con potencias instaladas de 225 MW, bastante similares a la de las centrales objetivo. Se debe mencionar que, si bien la central todavía se encuentra en su fase pre constructiva, se obtienen los detalles del presupuesto, el cual considera todo el sistema hidráulico con los costos de construcción e instalación, con un costo de 103 M USD. Finalmente se utiliza este valor para la estimación del sistema hidráulico.

9.3 Sistema de desalinización

El sistema de desalinización queda elegido en el capítulo 7.6, exponiendo diferentes plantas desalinizadoras de pequeña/media escala de diferentes fabricantes. Los costos revisados del mercado (Alibaba y Indiamart) varían entre 15.000 a 30.000 USD para desalinizadoras con promedios de 250 m³/día. No se lograron encontrar precios de desalinizadoras de mayor capacidad en el mercado, y sin obtener respuesta por parte de las empresas cotizadas. De lo anterior, se estima (en términos de costos, no de diseño real) el uso de 25 de estas plantas desalinizadoras pequeñas, estimando el sistema de desalinización de un total de 750.000 USD, sobreestimando el costo real que pudiese involucrar el emplazamiento de 3 plantas desalinizadoras de 2.000 m³/día.

9.4 Tuberías

Las tuberías consideradas en las centrales objetivo se dividen en dos; las tuberías de captación de agua, las cuales son consideradas de HDPE, y las tuberías forzadas y de impulsión, consideradas de acero. Para cada central, los costos varían según la extensión de las tuberías. Los precios obtenidos del mercado y de cotizaciones son; para tuberías de HDPE de diámetro 1,2 m 230 USD/m, y para tuberías de acero, se utilizan los datos obtenidos de la tesis de Salinas, con el resultado de análisis de 2 centrales hidroeléctricas en Chile. Los costos ascienden a los 16.000 USD/m para una tubería de un diámetro de 1,8 m, y 40.000 USD/m para una tubería un diámetro 5,4 m. Para la tubería de diámetro 2,8 m se realiza una interpolación de datos mediante una regresión lineal, obteniendo de valor de 22.700 USD/m aproximadamente. Los costos de las tuberías de acero incluyen los procesos de montaje e instalación.

9.5 Caverna de máquinas y servicios auxiliares

Para el presupuesto de la caverna o casa de máquinas, es necesario evaluar ciertos componentes por separado:

- Caverna o casa de máquinas: Se considera el costo de la casa de máquinas a la construcción del sitio y el montaje de los aparatos que están en esta. La única información referente a costos encontrada corresponde a la recopilada en la tesis de Daniel Salinas, evaluando la instalación y montaje de los equipos a partir de una central hidroeléctrica en la IV región, evaluando la construcción de soportes estructurales de la caverna.
- Servicios auxiliares: Obtenidos en base a la misma información recopilada del punto anterior.

- **Subestación eléctrica:** Obtenido en base a la misma recopilación de información anterior. Se toma como referencia la subestación eléctrica de una central térmica en la III región de tipo superficial. El costo se sobreestima en un 30% al considerar el emplazamiento de la primera subestación de las centrales objetivo en zonas subterráneas.
- **Túnel de acceso:** El costo asociado a la construcción de los túneles de acceso tiene su mayor inversión en la técnica de excavación, tomando el método de excavación convencional por voladura (NATM) considerado el método constructivo por excelencia en túneles en Chile. Se toman valores obtenidos en base a túneles viales bidireccionales de la IV región, obteniendo valores cercanos a los 110M USD por cada kilómetro. Se consideran dentro del costo la infraestructura complementaria, estudios, diseños y supervisión de obras. Cabe recalcar que estos costos son muy variables ya que dependen de características geográficas de la zona y del largo estimado de los túneles.

Los costos al ser poco precisos en este ítem, se considera una sobreestimación del 20% de los elementos.

9.6 Resultados

En el presente subcapítulo se presentan los resultados de la evaluación de costos de las centrales. Los detalles de cada costo por separado se exponen en el Anexos B. Dentro de los costos directos, además se consideran los gastos generales y costos indirectos, donde se agregan los imprevistos y utilidades de cada central. Esto se cuantifica como el 50% de los costos directos.

Para el caso de las centrales donde se involucran más de un reservorio superior, se considera el conjunto reservorio + tubería forzada más económico.

A los resultados de la evaluación de costos, se agrega una columna del costo por MW instalado en modo generación.

Tabla 31: Resumen de costos totales de centrales objetivo.

	Potencia suministrada real [MW]	Total (Millones de CLP)	Total (Millones de USD)	USD/MW
Huentelauquen	226,8	\$ 785.488	\$ 870	\$ 3.835.978
Corrales	142,6	\$ 2.503.883	\$2.774	\$19.453.015
Culimo	199,9	\$ 1.360.922	\$1.508	\$ 7.543.771
Talinay 1	100,2	\$ 332.249	\$ 368	\$ 3.672.654
Talinay 2	107,9	\$ 350.554	\$ 388	\$ 3.595.922
Chungungo 1	109,9	\$ 258.993	\$ 287	\$ 2.611.465
Chungungo 2	174,8	\$ 985.886	\$1.092	\$ 6.247.139
Huasco	167,6	\$ 602.815	\$ 668	\$ 3.985.680
Precio dólar al 30-07-2022		902,5		

Dentro de las centrales objetivo, en primer lugar, se destaca el aumento del costo en las centrales que no están ubicadas en la costa debido a la gran inversión referente a las tuberías de impulsión, siendo esta un 50% aprox. del costo total del central.

Realizando una comparativa entre la Tabla 24 y 31, las centrales de mayor generación eléctrica involucran los costos más altos con diferencias considerables (Huentelauquen, Culimo, Chungungo 2 y Huasco en menor medida) mientras que las centrales de menor generación tienen costos similares (Chungungo 1, Talinay 1 y 2). Con respecto al indicador USD/MW, solo las centrales Corrales, Culimo y Chungungo 2 se escapan de la media, considerando la central de mayor ventaja económica a Chungungo 2 y las centrales de Talinay, donde además es posible abaratar costos considerando una ingeniería en detalle que optimice el emplazamiento y materialidad de los reservorios y las tuberías.

Con respecto a otras centrales a bombeo como Salto de Chira con costos cercano a los 420 M USD con una potencia de 200 MW se considera dentro del rango para las centrales más ventajosas (2,1 M USD/MW). Con respecto a centrales como Hidrocaleras (1,98 M USD/MW) o Valhalla (2 M USD/MW) se nota una mayor diferencia en costos, donde se debe tener en consideración que son hidroeléctricas que usan agua de mar, por lo que no se incluyen los costos de desalinización ni reservorios inferiores, indicando que el diseño de las centrales si tienen cierto grado de factibilidad como futuros proyectos.

Comparando este tipo de proyecto con centrales hidráulicas convencionales, se obtienen datos de costos referenciales por tecnologías de generación del CNE con costos estimados para centrales hidroeléctricas de embalse de 4,44 M USD/MW y de 3,92 M USD/MW para centrales de hidroeléctricas de pasada (Salinas, 2021), observándose así una ventaja conceptual en términos económicos de las centrales a bombeo por sobre las convencionales.

Se debe hacer una observación referente al gasto energético que involucra la desalinización de agua. Este no se considera directamente en la potencia generada o potencia de bombeo de las centrales ya que, a pesar de que la bibliografía indica que los costos de electricidad son entre 3 y 4 kWh/m³, al considerar las ERNC como un apoyo en la disminución de costos para la desalinizadora, estos pueden ser muy variables, además de considerarse en los costos operativos de las centrales. Si bien, el conjunto central hidroeléctrica/planta desalinizadora van conectados, se busca plasmar la potencia de generación y bombeo intrínseca de las centrales para así no inducir en una mayor incertidumbre sobre los valores de las potencias.

10 Conclusiones

A modo general, en términos de factibilidad tecno-económica de proyectos hidroeléctricos a bombeo a nivel nacional, estos son considerados viables ya que muchos de los elementos que componen estas centrales son tecnologías usadas ampliamente en Chile hace varias décadas. Las centrales hidroeléctricas a bombeo no presentan mayores diferencias a las centrales convencionales instauradas en Chile, teniendo su mayor diferencia en el subsistema turbina/bomba que se aplica en el sistema hidráulico.

En términos de costos, se muestra en el capítulo 9.6 que las centrales a bombeo pueden presentarse como una gran opción en proyectos de generación eléctrica, siempre teniendo en cuenta que la evaluación de costos hecha puede diferir bastante a la realidad cuando se realicen estudios más exhaustivos de ingeniería a detalle. Se debe considerar también que las estimaciones de costos realizadas a nivel de ingeniería conceptual son bastante imprecisas, por lo que no es posible considerar una real comparativa con proyectos termoeléctricos o hidroeléctricos convencionales de los cuales, si se tienen costos conocidos, sin perjuicio de los beneficios que estos proyectos hidroeléctricos a bombeo implican en una perspectiva a futuro.

Observando los beneficios que estas centrales atraen a la matriz energética de Chile, el objetivo es descarbonizar la matriz energética en base al uso de ERNC, por lo que se logra de sobremanera al utilizar energía eólica y solar, que por lo demás, son energías en constante aumento, y así generar un nuevo tipo de energía distinta a la hidráulica de embalse, pasada y mini hidro. Este beneficio se vería plasmado en el SEN (Tabla 3 y Figura 10), ya sea haciendo un aporte a la matriz o reemplazando la capacidad instalada de otras centrales basadas en combustibles fósiles. Tomando como ejemplo las 4 centrales de mayor ventaja económica, se considera un aporte del 1,9% al mercado eléctrico total del SEN o 4,2% si se consideran todas las centrales objetivo. A esto se agrega que se proyectaría una mayor inversión para el uso de energía solar y eólica que permite asegurar una red eléctrica confiable y estable.

Poniendo en contexto los beneficios sociales presentados por este proyecto, se asegura un suministro eléctrico confiable y limpio para la población, con la proyección de disminuir el número de industrias contaminantes y producción de gases efecto invernadero para la producción eléctrica, los cuáles suelen perjudicar las localidades donde se emplazan este tipo de proyectos, tal como se menciona para la central Huasco, conocida por ser una llamada como zona de sacrificio. Con respecto al abastecimiento hídrico, se debe mencionar que se considera como el beneficio social más directo de la presente tesis, permitiendo mitigar ciertas problemáticas provocadas por la sequía que afecta la zona del norte chico del país tales como el llenado de embalses de riego que se encuentran con un gran déficit (Figura 56), en específico los embalses Corrales y Culimo. El abastecimiento directo a las localidades cercanas a las zonas de emplazamiento (APRs) se enmarca en lo que busca un proyecto con enfoque social.

En términos políticos, las centrales objetivo cumplen con varios de los puntos referidos en la presente tesis (capítulo 2.3) al verse como una solución en la seguridad y calidad del suministro eléctrico y la producción de energía amigable con el medioambiente, puntos fundamentales en la política energética 2050. También apunta las metas referidas en la COP26 de descarbonizar la matriz energética, dando una nueva opción de almacenamiento de energía (compatible con otras tecnologías del mismo tipo) para la búsqueda de la carbono-neutralidad en el país. Como un último punto de políticas impulsadas por el gobierno, el abastecimiento hídrico abarca directamente a 2 de los 4 puntos principales del Plan Sequía mediante el uso de agua desalinizada y el abastecimiento a localidades rurales con suministro de agua mediante APRs.

Dentro de las consideraciones ambientales, se debe tener en claro que ningún proyecto está libre de generar impactos medioambientales, tal como se expresa en el capítulo 4.4 para la desalinización de agua o en la construcción de obras necesarias para la hidroeléctrica. Si bien, como ya se explicó en párrafos anteriores, estos proyectos pretenden reemplazar otros proyectos que generan muchos más impactos ambientales, el enfoque debe estar siempre orientado a la minimización de daños al ecosistema, lo cual, para las centrales objetivo tiende a ser un problema debido a la cercanía de zonas protegidas por leyes internacionales o sitios Ramsar como los son; el Humedal Las Salinas en Huentelauquen, el Santuario de la Naturaleza Laguna Conchalí cerca de Los Vilos (Corrales) sitios arqueológicos en la quebrada de Culimo, Reserva Nacional Pingüino de Humboldt cerca de las centrales Chungungo 1, 2 y Huasco y el Parque Nacional Bosque Fray Jorge. Es por esto por lo que es posible asegurar sitios óptimos para el emplazamiento de estas centrales.

En términos regulatorios, las bases de los requisitos legales permiten llevar a cabo este tipo de proyectos si se cumplen con los órdenes establecidos, sin embargo, es dentro de los plazos de cada obra que los proyectos se detienen (varios años), sobre todo en proyectos de gran magnitud como el presentado. Es por esta misma razón que se tratan de elegir opciones que agilicen los procesos administrativos y regulatorios, tal como se expresa en los parámetros de diseño de la planta desalinizadora.

En base al cumplimiento de los objetivos, fue posible abarcar los aspectos más macro dentro del diseño de las centrales hidroeléctricas y plantas desalinizadoras. Un punto no considerado directamente es como se vinculan las centrales hidroeléctricas con el uso de ERNC, que si bien, se buscan los parámetros que permiten el acople entre ambos tipos de tecnologías, no se diseñan las obras que vinculan directamente ambos proyectos. Esto principalmente debido a la poca información sobre las obras de distribución directa hacia otros proyectos por parte de plantas solares o parques eólicos especificados para cada central. Se modifican ciertos objetivos específicos al abarcar más sitios (8 en vez de 3) para el diseño de centrales objetivo, justificando que todos los sitios elegidos tienen cierta ventaja geográfica para considerar el emplazamiento de las centrales. Dentro de los alcances, se hace observación de que no fue posible considerar solo la zona de la provincia del Limarí debido a limitaciones de varios tipos: por ejemplo, áreas costeras protegidas o dificultades en el trazado de tuberías hasta la zona. Es por esto que se engloba a toda la región de Coquimbo y parte de la región de Atacama.

Finalmente, este tipo de proyectos deben ser considerados fuertemente en un futuro próximo como alternativas donde se impulse el uso de tecnologías no probadas aún en el país y que se considere algún tipo de apoyo gubernamental o internacional que sea atractivo para la inversión y materialización de proyectos sustentables que se enmarcan cada vez más dentro de las políticas internacionales.

11 Bibliografía

- Foster, S., & Elzinga, D. (2020) *El papel de los combustibles fósiles en un sistema energético sostenible*. Crónica ONU.
- Emisiones de CO2, Chile 2020, DatosMacro.
- Ramirez, F., & De La Vega, F. (2020) *Cambio Climático: ¿Cómo afecta a nuestro país y cómo nos podemos preparar?* Crisis ecológica, Noticias, Universidad de Chile.
- Comunicaciones FCFM & Prensa Uchile. (2020) *Disponibilidad de agua hasta 50 por ciento en zona centro-norte y hasta 25 por ciento en el sur*. Balance Hídrico Nacional, Noticias, Universidad de Chile.
- Informe Balance Nacional de Energía. (2019) Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.
- García Bernal, N. (2021), *Matriz energética y eléctrica en Chile*. Asesoría Técnica Parlamentaria, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Energía Abierta (2022), Comisión Nacional de Energía.
- Arnáiz, R. (2021) *Análisis de Proyectos Hidroeléctricos de Embalse en Marco de Desarrollo Sustentable*. Memoria para título de ingeniero civil. Universidad de Chile.
- Salinas, D. (2021) *Diseño Conceptual de Centrales Hidroeléctricas Costeras con Sistema PHS en Chile*. Memoria para título de ingeniero civil. Universidad de Chile.
- Energía 2050, Política Energética de Chile. (2015), Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.
- Jobet J. C. & Corporación AES. (2021) *En el marco de la COP26 un nuevo hito en la transición energética de Chile*. Ministerio de Energía Youtube Channel, Gobierno de Chile.
- Plan Sequía – Plan de Emergencia. (2021) Ministerio de Obras Públicas; Ministerio de Agricultura; Ministerio de Ciencias, Tecnología, Conocimiento e Innovación; Ministerio de Energía, Ministerio Secretaría General de Gobierno, Gobierno de Chile.
- Acciona. Infraestructura y Energías Renovables.

- Menna. (2020). *Como funciona un aerogenerador*. ComoFunciona, Blog.
- Del Río Sánchez, S. (2017). *Diseño de un aerogenerador tipo H-Darrieus y estudio de la influencia del ángulo de pitch, mediante mecánica de fluidos computacional*. Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales. Escuela de Ingenierías Industriales, Universidad de Valladolid, España.
- Generadoras de Chile. Asociación Gremial Empresarial.
- ENDESA S.A. (2020). *¿Como funcionan los paneles solares?* Blog.
- Mery, B. & Vacarezza, T. (2016). *Tendencias actuales de precios y tecnologías en plantas de generación fotovoltaica*. Trabajo de investigación. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- GIZ (2014). *Sistemas de torre solar, estado y perspectiva*. Ministerio de Energía, Gob. De Chile.
- International Hydropower Association IHA.
- Norvento Enerxía. (2021) *Almacenamiento Energético por Bombeo: Pasado, Presente y Futuro*. Blog Norvento.
- De Ingenierías (2019) *Partes y componentes de una central hidroeléctrica*. Blog.
- Moreno, F. (2012) *Estudio Numérico de los Fenómenos Transitorios Aplicados a una Central Hidráulica de Bombeo Puro*. Memoria. Escuela superior de ingenieros, Departamento de ingeniería aeroespacial y mecánica de fluidos, Universidad de Sevilla.
- AreaTecnología. (2016) *Turbinas Hidráulicas*. Blog.
- Centro de Energía FCFM & Australian National University. (2020) *Desarrollo de Metodología Aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para Identificar Potencial de Centrales de Bombeo con Agua de Mar en Chile*. Informe preparado para GIZ.
- ESB Youtube Channel. (2015) *Over the Hill – The Story of Turlough Hill*.
- Iberdrola Youtube Channel. (2011) *La Muela – Construcción de la Central Hidráulica*.

- Hidrocaleras & Ciemat. (2020) *Central Hidroeléctrica Reversible con Agua de Mar*. Unidad de Formación, Ministerio de Ciencia e Innovación, Gobierno de España.
- Cantabria Económica. (2021) *Cobra adquiere el proyecto Hidrocaleras para almacenar energía con agua de mar*. Noticias, sección Empresas
- Valhalla. (2017) *Espejo de Tarapacá*.
- Oceanus Power & Water.
- Salto de Chira. (2021) Dossier Informativo. Consenso Insular de Gran Canaria, Cabildo de Gran Canaria.
- Novoa, N. (2021) *IPHROCES: Sistema integrado de generación, almacenamiento de energía y producción de agua desalada*. Ciclo de Seminarios de Investigación de Postgrado. Facultad de Ciencias de la Ingeniería UACH. Universidad Austral de Chile.
- UNESCO. (2020) *The United Nations World Water Development Report 2020*.
- Baeza, E. & Torres, F. (2020). *Situación de la demanda de recursos hídricos en Chile por parte de los principales usuarios*. Asesoría Técnica Parlamentaria. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Ministerio de Obras Públicas. (2020) *Mesa Nacional del Agua, Primer Informe*. Gobierno de Chile.
- Pabón, J., Rojas, P., Montealegre, J., Robertson, K., Ceballos, J., Martínez, N., & Ñañez, E. (2001). *Medio ambiente en Colombia* (Vol. 2). (P. Leyva, Ed.) Colombia.
- Castro, C., Lagos, M., & Farías, M. (1999). *Curso Geografía del Mar*. Pontificia Universidad Católica.
- Custodio, E., & Llamas, R. (1996). *Hidrología Subterránea* (Vol. II). Barcelona: OMEGA.
- Giménez, X. (2015). *El mar es básico*. Investigación y Ciencia. Blog de física y química
- Fajardo, A. (2018). *DESALINIZACIÓN DEL AGUA: ¿UNA ALTERNATIVA SOSTENIBLE PARA LA POTABILIZACIÓN DEL AGUA?* Repositorio, Fundación Universidad de América, Gestión Ambiental, Bogotá.
- Werlinger, C., Alveal, K., & Romo, H. (2004). *Biología Marina y Ocenografía: Conceptos y Procesos*. Gobierno de Chile. Concejo Nacional de Libro y la Lectura.

- UNESCO. (2013). *Desalación de agua de mar mediante sistemas Osmosis Inversa y Energía Fotovoltaica para provisión de agua potable en Isla Damas*. Documentos técnicos del PHI-LAC N° 33, Región de Coquimbo.
- Colomina, J., (2016). *Diseño de una Planta Desalinizadora de con Sistema de Osmosis Inversa para producir 20000 m³/día*. Memoria. Universitat Politècnica de València. Campus D' Alcoi.
- Reyes, M. (2017). *DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE SISTEMA DE DESALINIZACIÓN POR MÉTODO DE HUMIDIFICACIÓN-DESHUMIDIFICACIÓN (HDH) ACOPLADO CON ENERGÍA SOLAR*. Memoria, Universidad Técnica Federico Santa María, Santiago.
- Aguas Antofagasta. (2020). *Inicios de la Desalación en Chile*. Antofagasta.
- Aeas. (2013). *Censo de ETAPs españolas. Análisis de problemáticas, líneas de tratamiento y costes de explotación*. España: Asociación Española de Abastecimientos de Agua y Saneamiento.
- Cabero, J. (2015). *Proceso de desalación de agua de mar mediante un sistema de osmosis inversa de muy alta conversión en tres etapas con recirculación de permeado y doble sistema de recuperación de energía*. Bilbao: Universidad del País Vasco.
- Nexum. (2020). *Contract Management & Engineering Services*.
- Ideal Bombas. (2016). *Fases de una planta desaladora*. Bombas de agua y grupos de presión.
- Blumel, F. (2020). *Desalinización de aguas en Chile*. Memoria. Escuela de Agronomía, Facultad de Ciencias, Universidad Mayor, Santiago.
- Delgado, D. (2007). *Análisis Comparativo de los Procedo de Desalinización del Agua: Destilación Súbita por Efecto Flash (MSF) frente Osmosis inversa (OI) Bajo la Metodología de Evaluación de Ciclo de Vida*. Tesis, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la Producción, Guayaquil.
- Ortega, B. (2013). *Modelado de un sistema de desalación de agua de mar basado en la tecnología de destilación multiefecto con alimentación en serie*. Trabajo Fin de Máster. Máster Universitario en Sistemas de Energía Térmica. Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla.

- Dévora , G., González , R., & Ponce , N. (2012). *Técnicas para Desalinizar Agua de Mar y su Desarrollo en México*. Ro Ximhai.
- Mahmoud , S., & Riffat, S. (2012). *Water desalination technologies utilizing conventional and renewable energy sources*. University of Nottingham, Institute of Sustainable Energy Technology, Nottingham.
- Claudio, O. (2018). *DESALINIZACIÓN DE AGUA PARA APLICACIONES DE POTABILIZACIÓN MEDIANTE EL DESARROLLO DE TECNOLOGÍA SOLAR SUSTENTABLE*. Centro de Investigaciones en Óptica A.C, Aguascalientes.
- De la Cruz, C. (2006). *La Desalinización de Agua de Mar Mediante el Empleo de Energías Renovables*. Fundacion Alternativas.
- Villagrán, S., (2017) Factibilidad de Desalinización de Agua de Mar para Pequeñas Comunidades del Norte de Chile. Memoria para optar al título de ingeniero civil mecánico. Universidad de Chile.
- IQR. (2020). Ingeniería Química. Blogs.
- Global Water Intelligence, "IDA Desalination Yearbook 2012-2013".
- ALADYR. (2019). Desalación de agua de mar: Situación en Chile y el mundo. Asociación Latinoamericana de Desalación y Reúso de Agua.
- Nuevo, D. (2020). *La salmuera en el vertido de aguas*. TECPA Ingeniería y Medioambiente.
- Chandler, D. (2019). *Turning desalination waste into a useful resource*. MIT News Office. Massachusetts Institute of Tecnology.
- Pinto, P. (2021). *Uso de estanques de evaporación para tratar el rechazo proveniente de una planta desalinizadora (Análisis energético, ambiental y económico)*. Memoria para optar al título de ingeniería civil mecánica. Repositorio Universidad de Chile.
- Asia Pacífico. (2021). *Científicos de Australia y Corea explican impactos de la desalinización en los ecosistemas marinos*. Sección Noticias. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- Baeza, E., Vivanco, E., & Harris, P. (2019). *La Desalinizacion de Agua de Mar: Tecnologías, Regulacioes y Efectos Ambientales*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

- Dirección General de Aguas (DGA). (2022). *Informe Hidrometeorológico Semanal*. Gobierno de Chile.
- Gobierno Regional de Coquimbo. (2019). *Plan de Emergencia Hídrica*. Gobierno de Chile.
- ASIng, Servicios de Ingeniería S.L. (2010) *Rendimiento de Turbinas Hidráulicas*.
- Grundfos Pumps. (2021). *Cálculo de la Eficiencia de una Bomba*.
- IASUR. (2015). *Diseño conceptual planta desaladora agua de mar 60.000m³/d*. IASUR Youtube Channel.
- Hidritec. (2016). *Plantas Desaladoras*.
- Uribe, L. (2018). *Características del Diseño y Construcción de la presa Ralco en Chile*. Ingendesa.
- Rocco. C. (2019). *Experiencias en presas de Hormigón Compactado con Rodillo*. Instituto del Cemento Portland Argentino ICPA.
- Einaudi, L. (1983). *Utilizzazione Idroelettrica Dell' Alto Gesso. Impianto Idroelettrico di Entracque*. ENEL Green Power.
- Pérez Talavera, J. (2013). *Captaciones*. Desalación.org.
- Yáñez, G. (2016). *Diseño hidráulico de la conducción forzada de la Central Hidroeléctrica Aricota 3*. Monografía técnica para optar al título de ingeniero mecánico de fluidos. Facultad de Ciencias Físicas. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Lima. Perú.
- Boletín Oficial del Estado (2021). Resolución número 1684/2021, 14 de diciembre, de la Dirección General de Energía por la que se concede la autorización administrativa y declaración de utilidad pública, del proyecto denominado "Central hidroeléctrica de Bombeo Chira-Soria. Reformado del proyecto de construcción. Modificado II", expediente número AT 18R161. Comunidad Autónoma de Canarias. Ministerio de la Presidencia, Relaciones con las Cortes y Memoria Democrática. Gobierno de España.
- Fernández, I. & Robles, A. (2019). *Centrales de Generación Eléctrica*. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria.
- Comisión Nacional de Riego y Comisión Nacional de Energía. (2008). *Centrales Hidroeléctricas Asociadas a Obras de Riego*. Manual para Organizaciones de Usuarios de Aguas. Ministerio de Agricultura. Gobierno de Chile.

Anexos

Anexos A: Diseño de centrales objetivo

Curvas de nivel para cálculo de volúmenes de reservorios

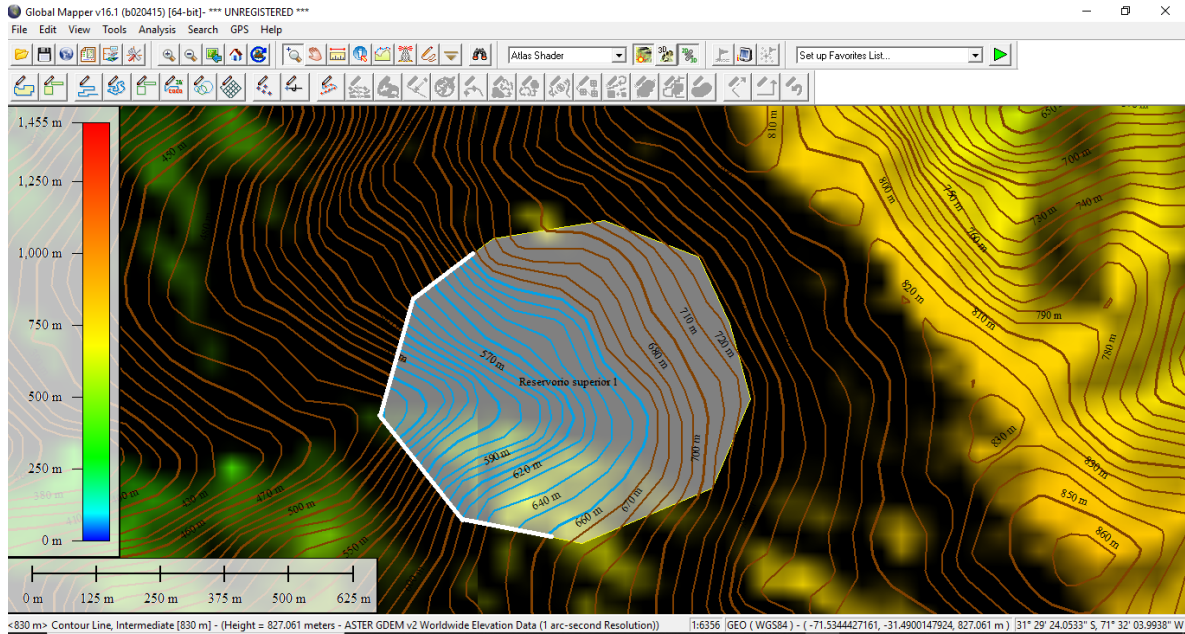


Figura 126: Curvas de nivel reservorio sup. 1 Huentelauquen. Fuente: Elaboración propia.

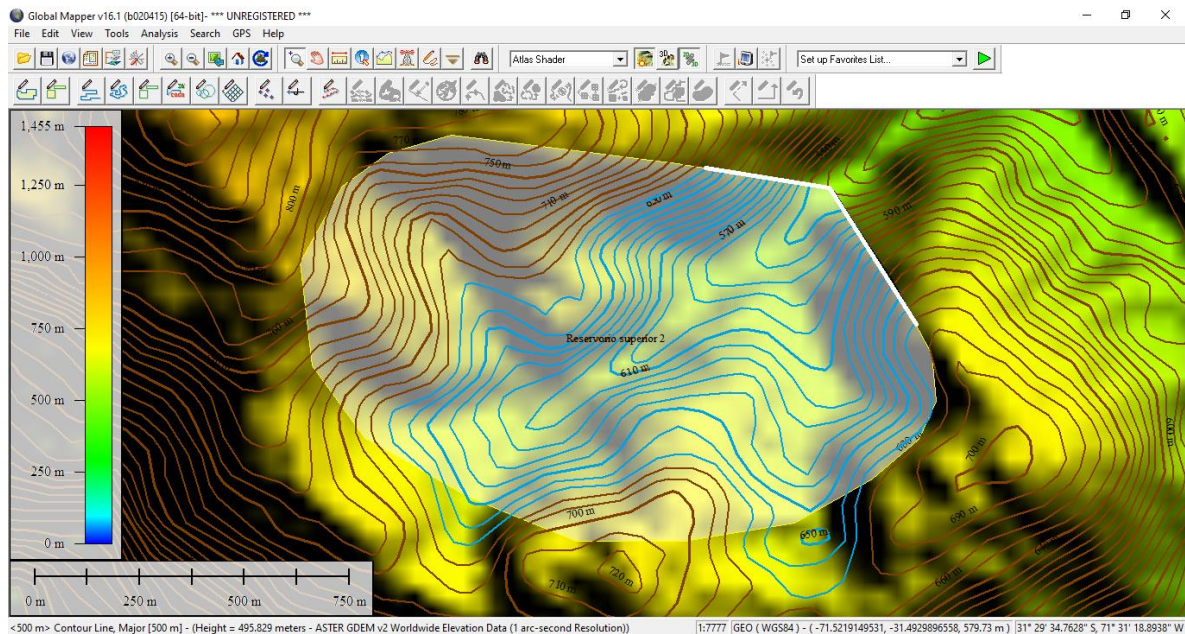


Figura 127: Curvas de nivel reservorio sup. 2 Huentelauquen. Fuente: Elaboración propia.

Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada

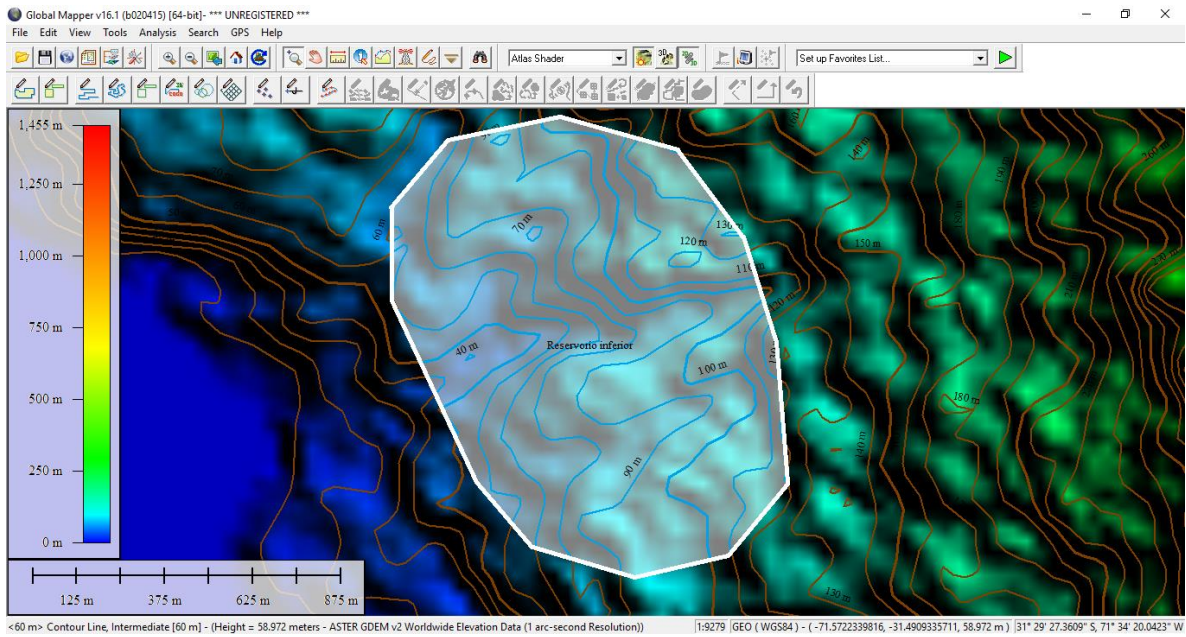


Figura 128: Curvas de nivel reservorio inferior Huentelauquen. Fuente: Elaboración propia.

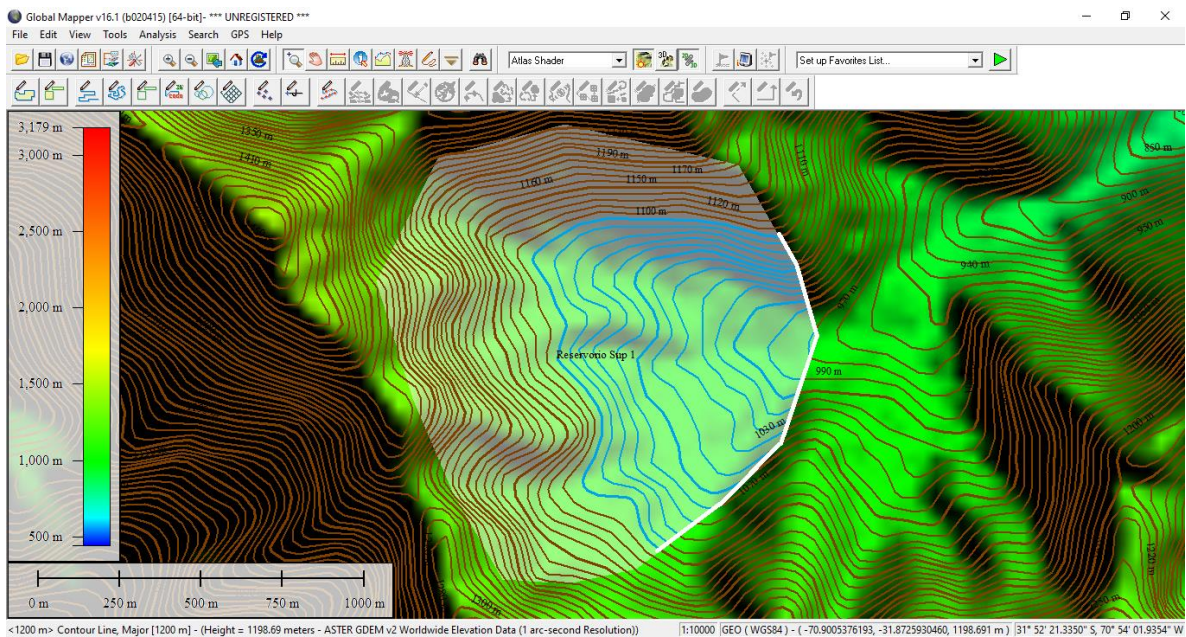


Figura 129: Curvas de nivel reservorio superior 1 Corrales. Fuente: Elaboración propia.

Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada

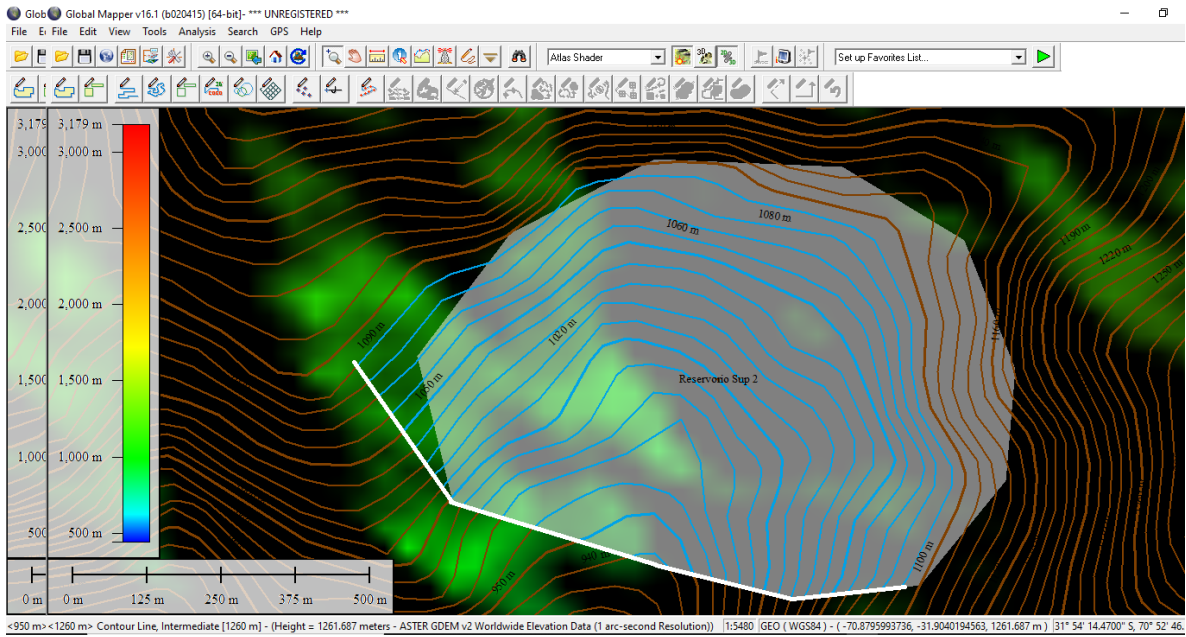


Figura 130: Curvas de nivel reservorio superior 2 Corrales. Fuente: Elaboración propia.

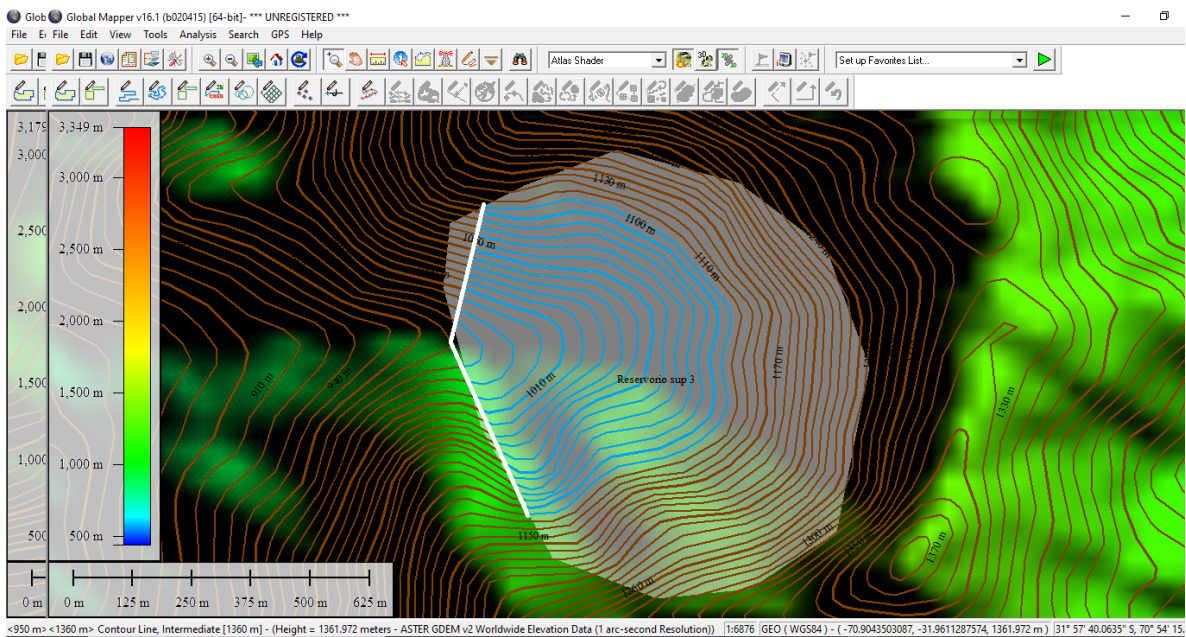


Figura 131: Curvas de nivel reservorio superior 3 Corrales. Fuente: Elaboración propia.

Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada

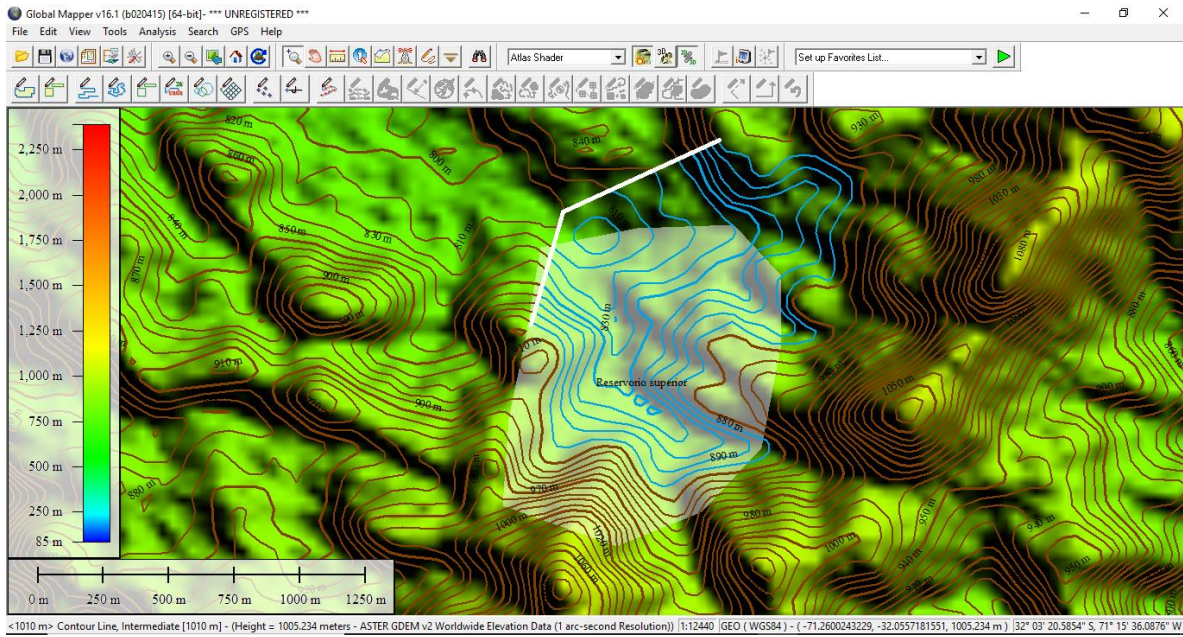


Figura 132: Curvas de nivel reservorio superior Culimo. Fuente: Elaboración propia.

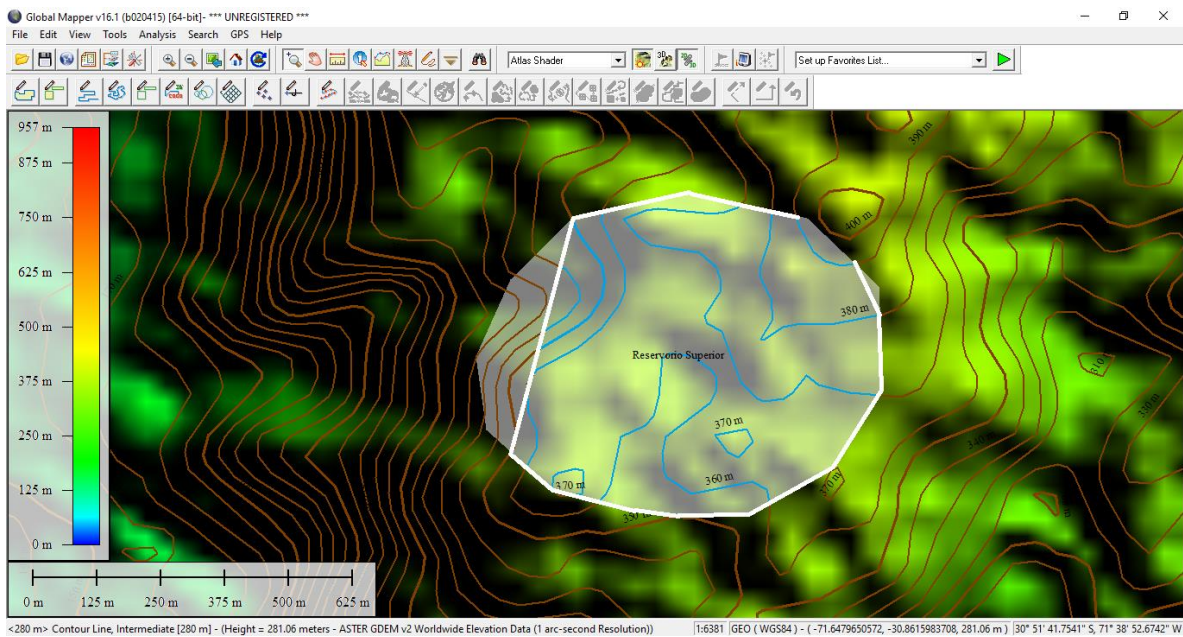


Figura 133: Curvas de nivel reservorio superior Talinay 1. Fuente: Elaboración propia.

Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada

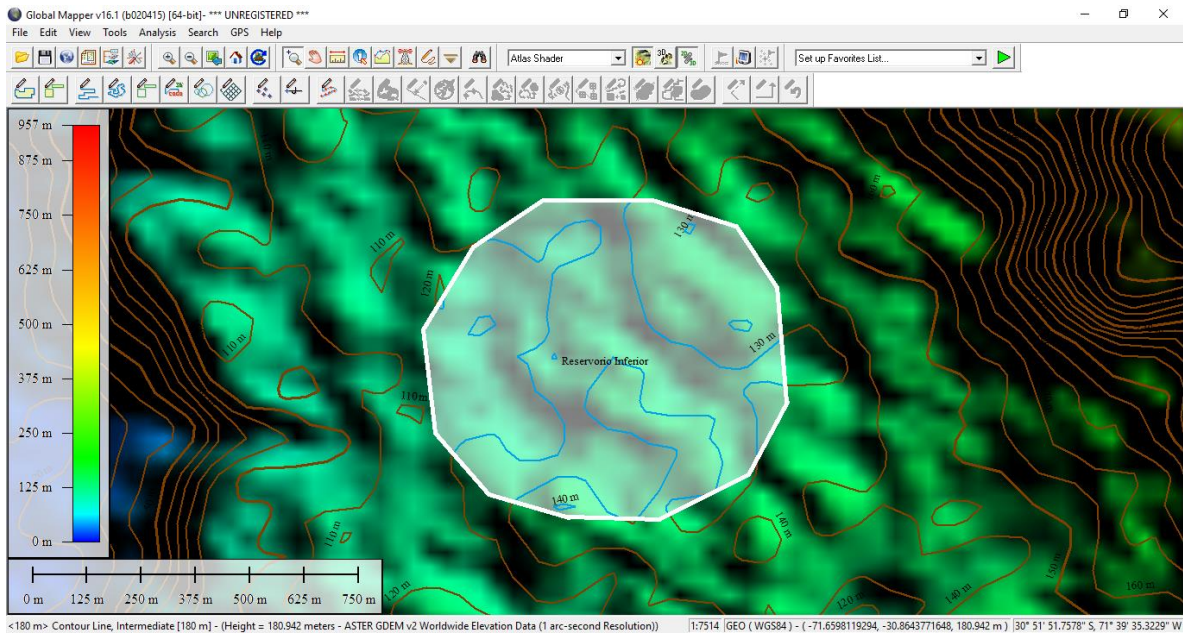


Figura 134: Curvas de nivel reservorio inferior Talinay 1. Fuente: Elaboración propia.

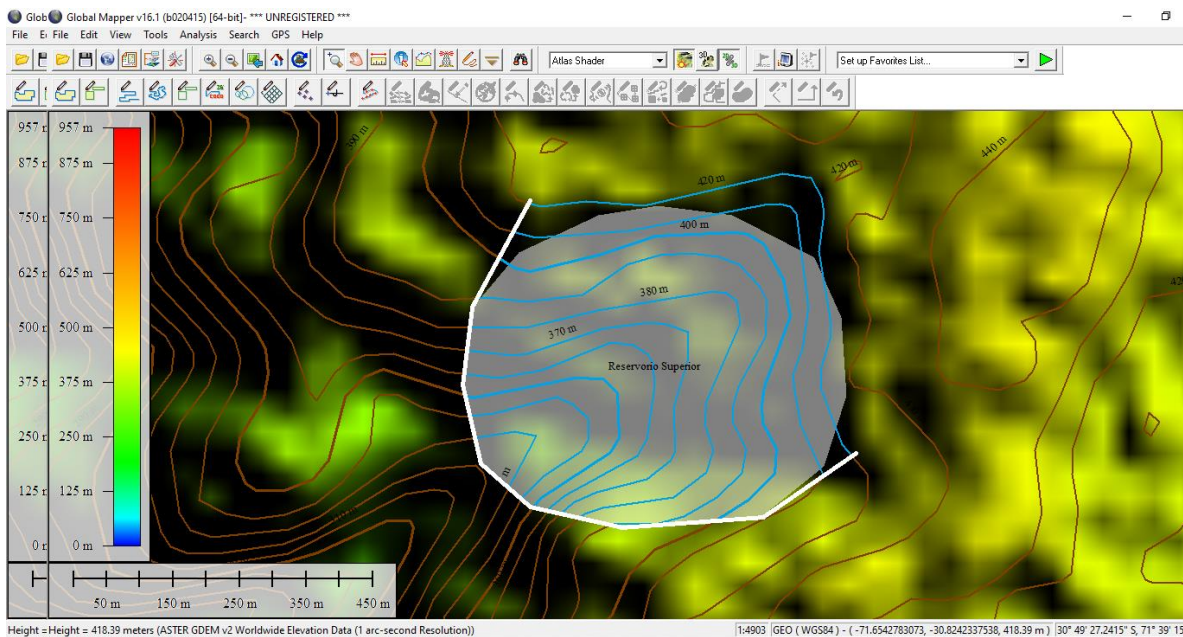


Figura 135: Curvas de nivel reservorio superior Talinay 2. Fuente: Elaboración propia.

Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada

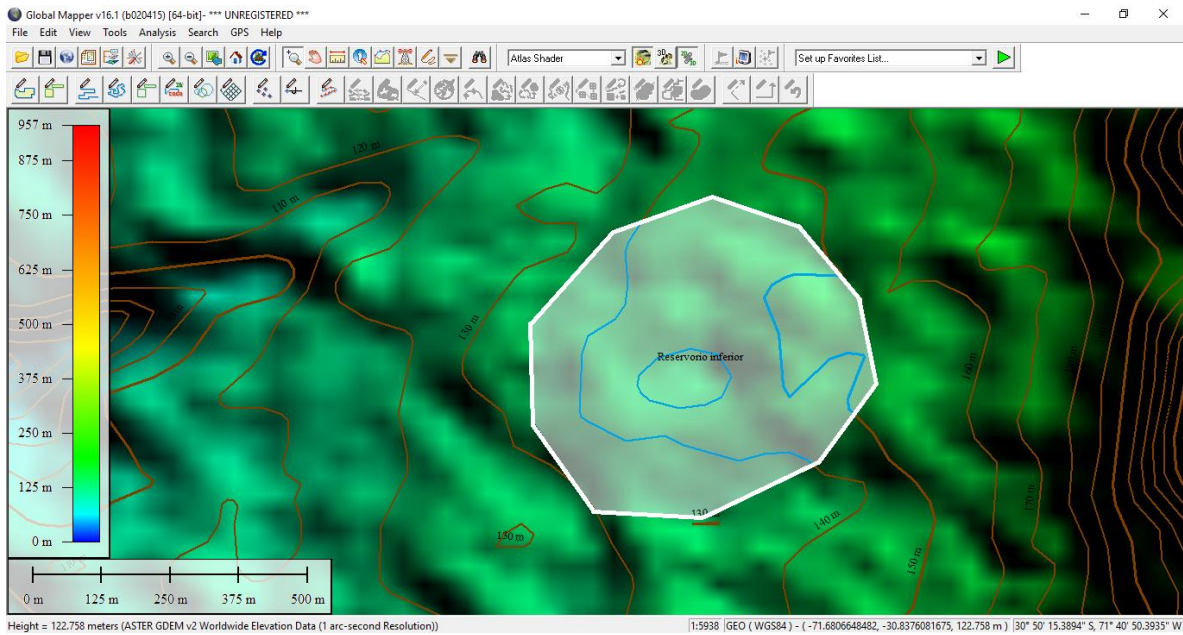


Figura 136: Curvas de nivel reservorio inferior Talinay 2. Fuente: Elaboración propia.

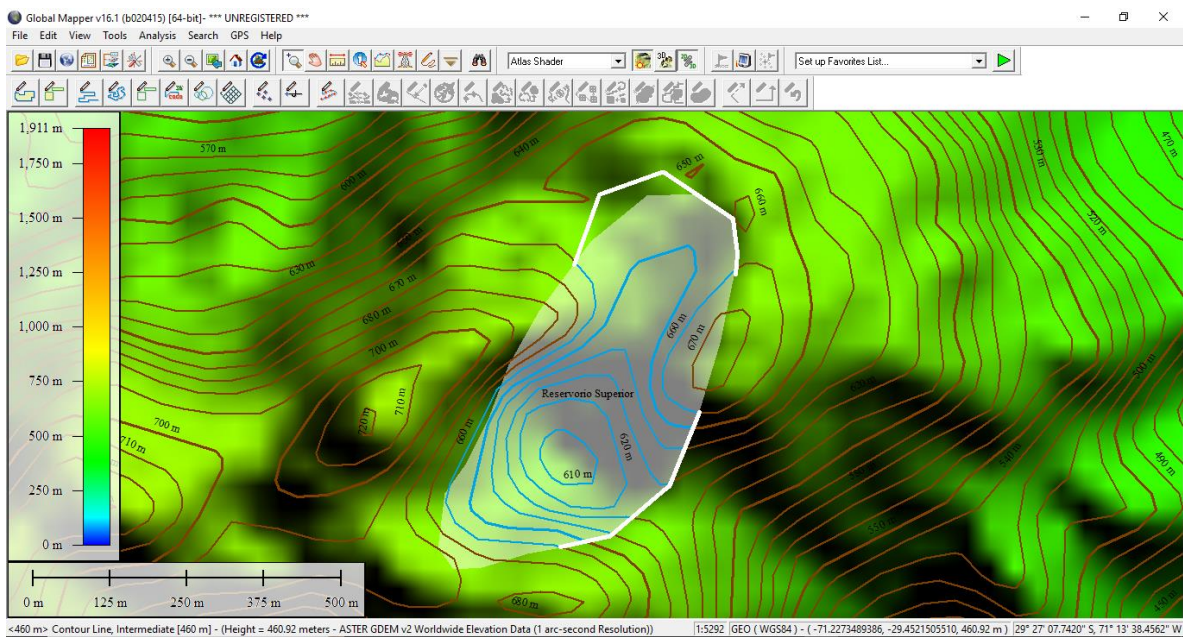


Figura 137: Curvas de nivel reservorio superior Chungungo 1. Fuente: Elaboración propia.

Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada

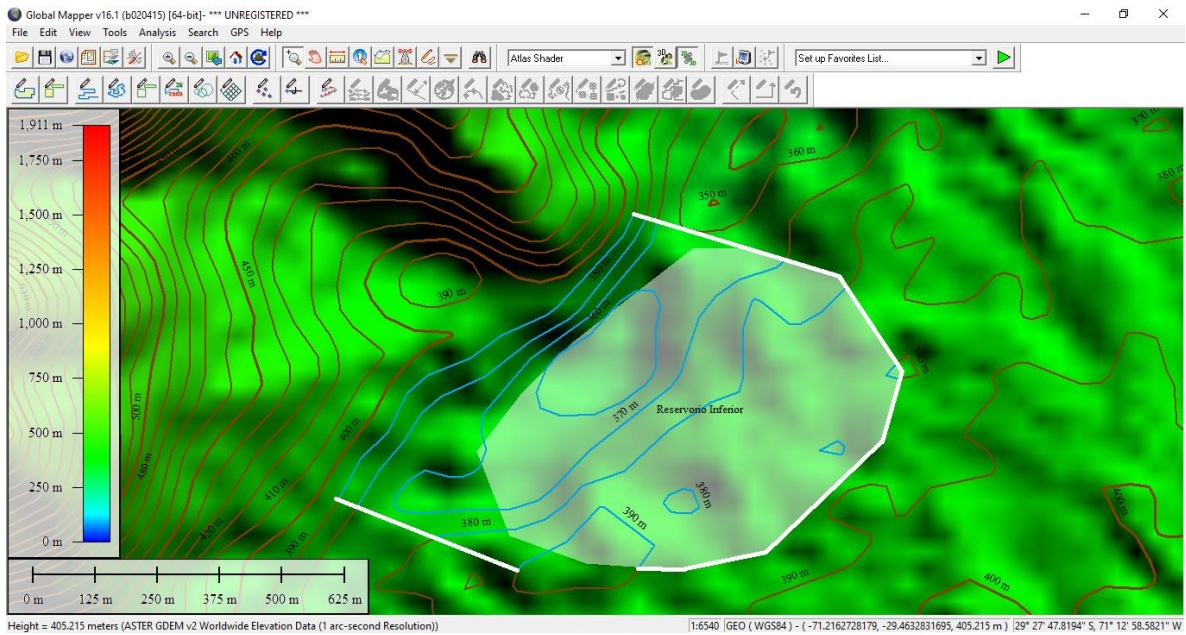


Figura 138: Curvas de nivel reservorio inferior Chungungo 1. Fuente: Elaboración propia.

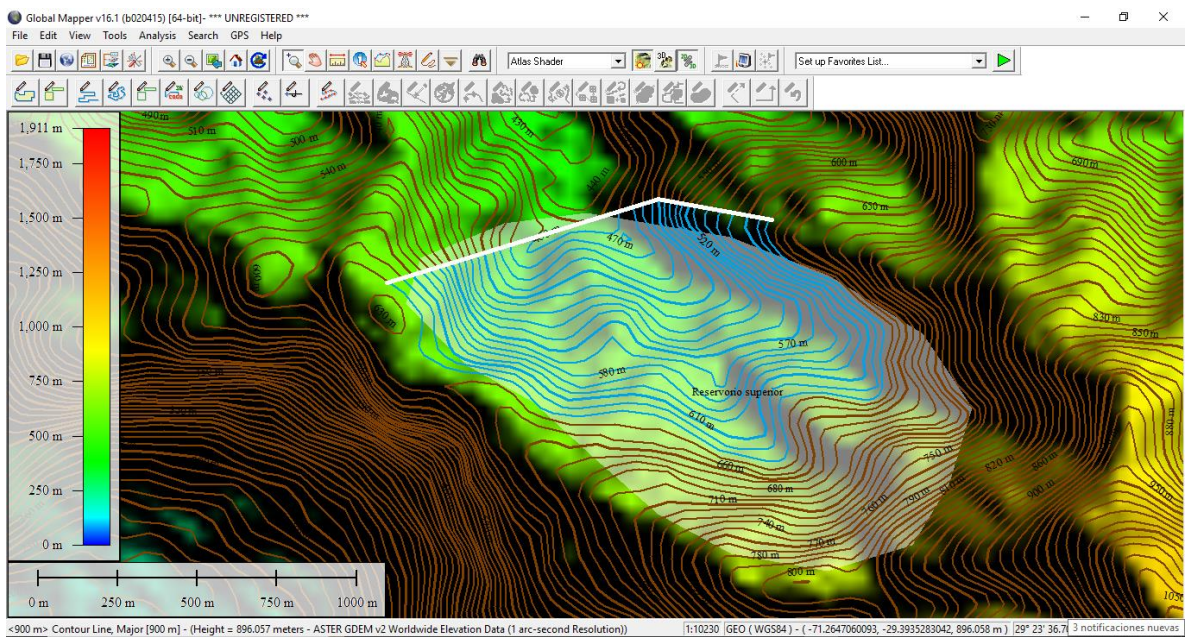


Figura 139: Curvas de nivel reservorio superior Chungungo 2. Fuente: Elaboración propia.

Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada

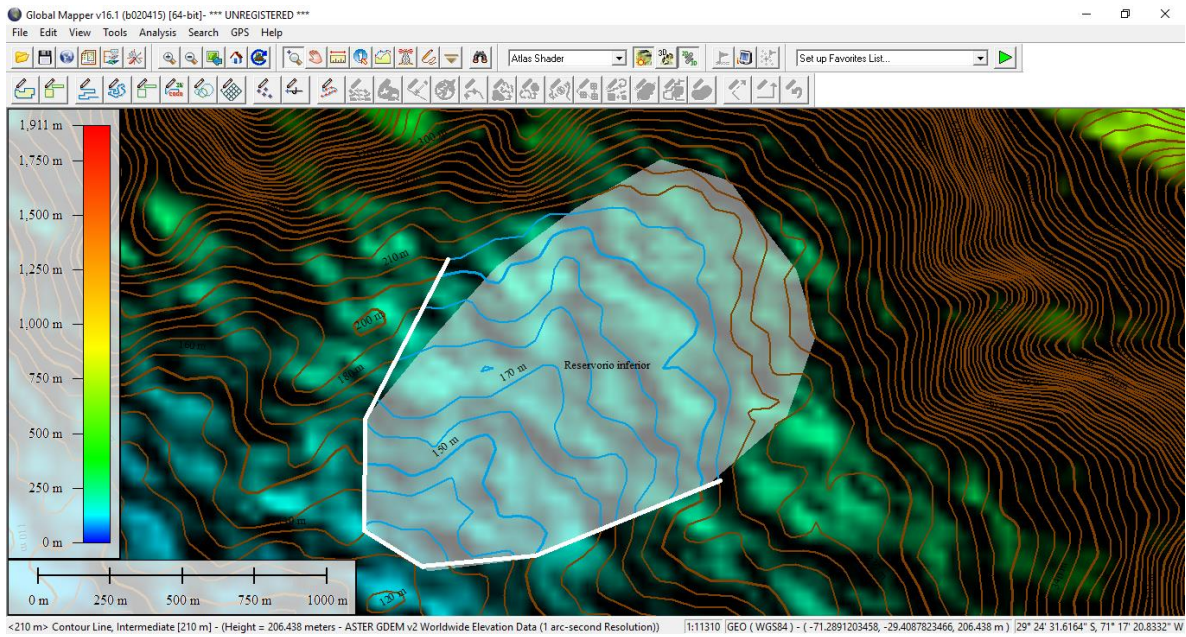


Figura 140: Curvas de nivel reservorio inferior Chungungo 2. Fuente: Elaboración propia.

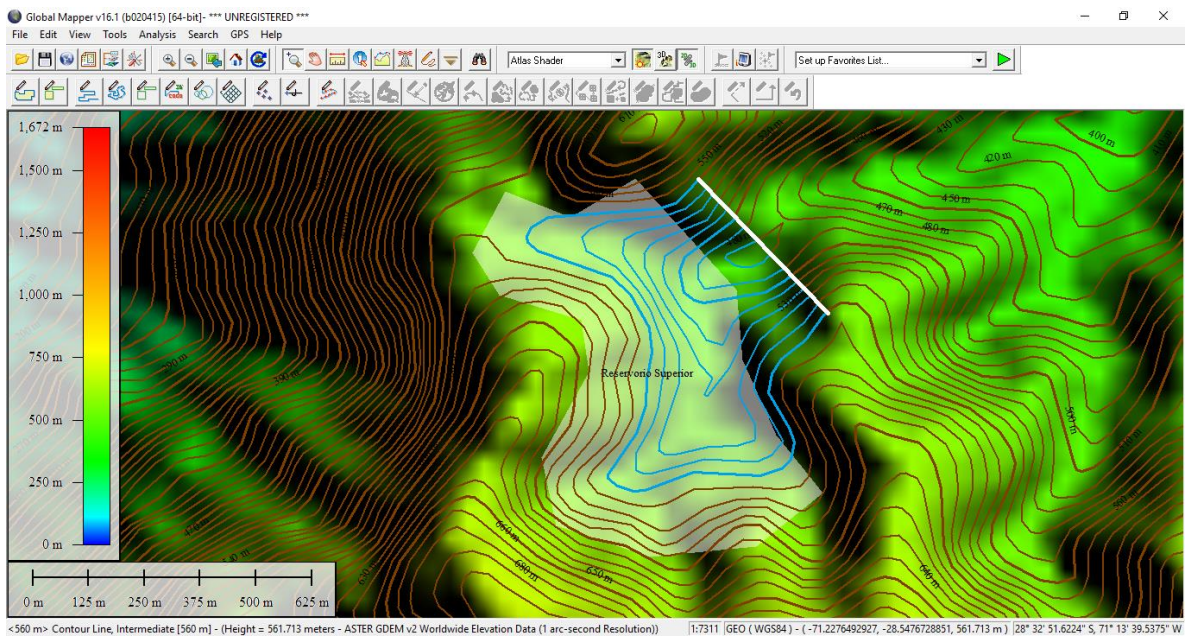


Figura 141: Curvas de nivel reservorio superior Huasco. Fuente: Elaboración propia.

Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada

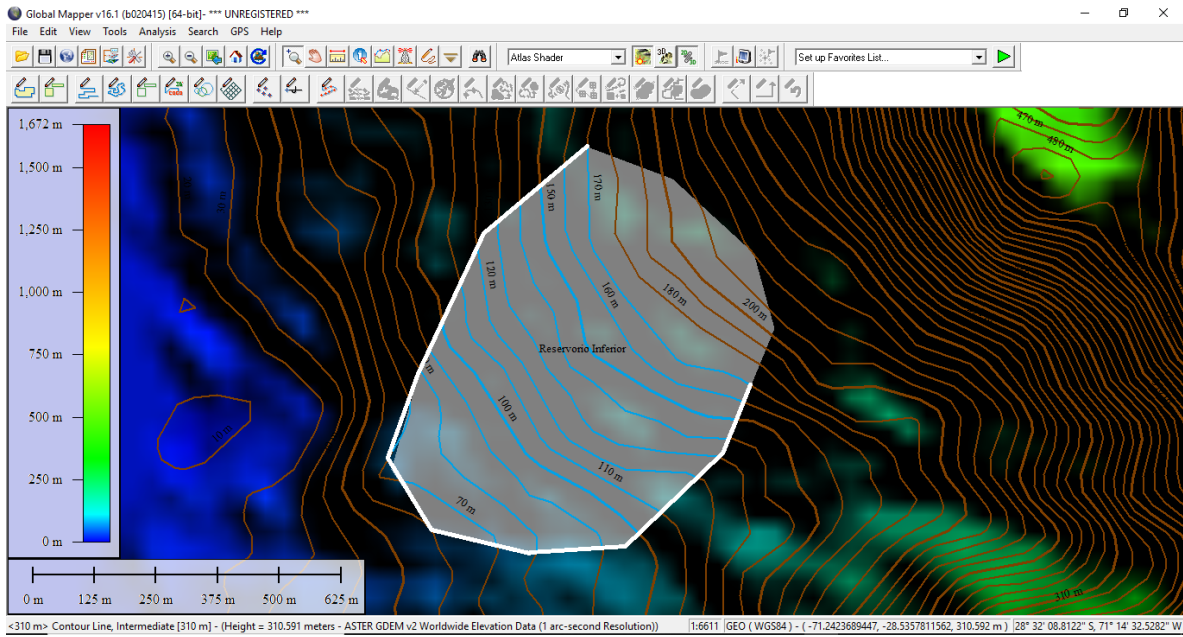


Figura 142: Curvas de nivel reservorio inferior Huasco. Fuente: Elaboración propia.

Perfiles de elevación para cálculo de desniveles

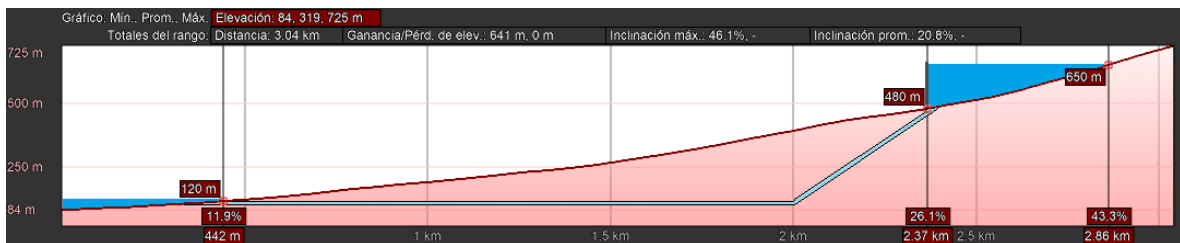


Figura 143: Perfil de elevación reservorio superior 1 Huentelauquen. Fuente: Elaboración propia.

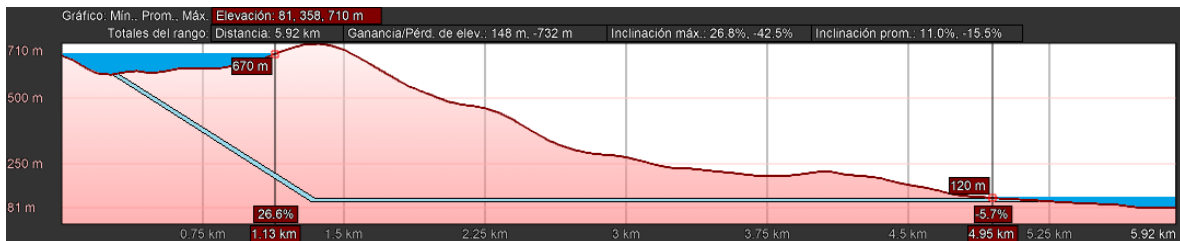


Figura 144: Perfil de elevación reservorio superior 2 Huentelauquen. Fuente: Elaboración propia.

Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada

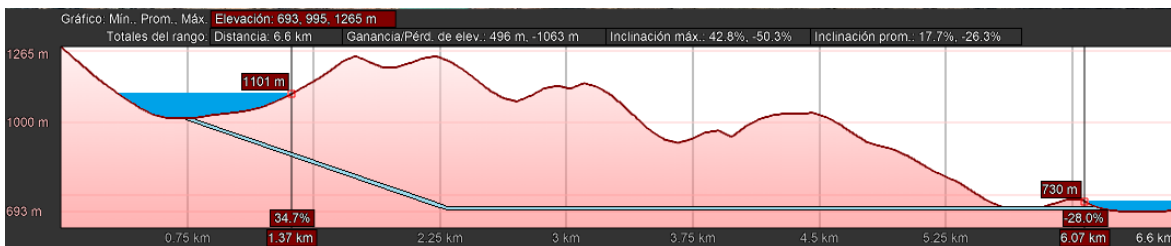


Figura 145: Perfil de elevación reservorio superior 1 Corrales. Fuente: Elaboración propia.

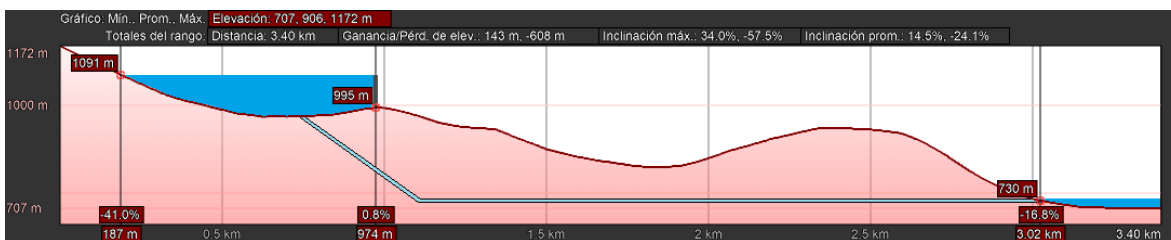


Figura 146: Perfil de elevación reservorio superior 2 Corrales. Fuente: Elaboración propia.

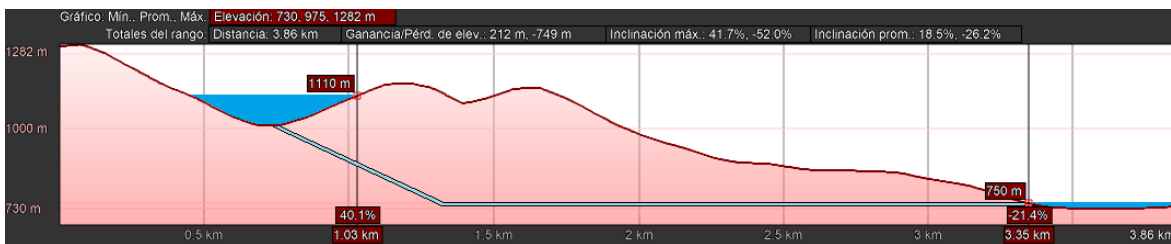


Figura 147: Perfil de elevación reservorio superior 3 Corrales. Fuente: Elaboración propia.

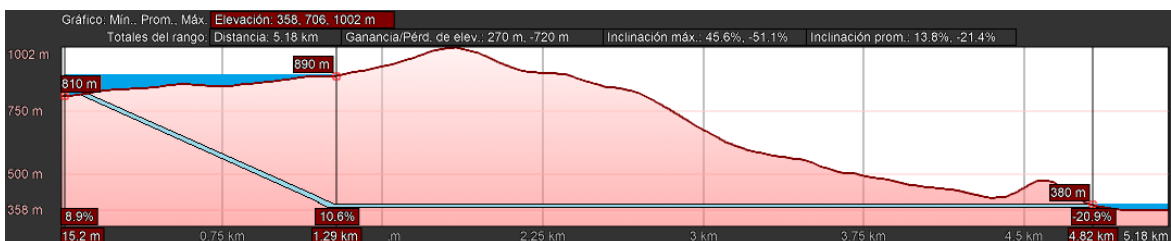


Figura 148: Perfil de elevación reservorio superior Culimo. Fuente: Elaboración propia.

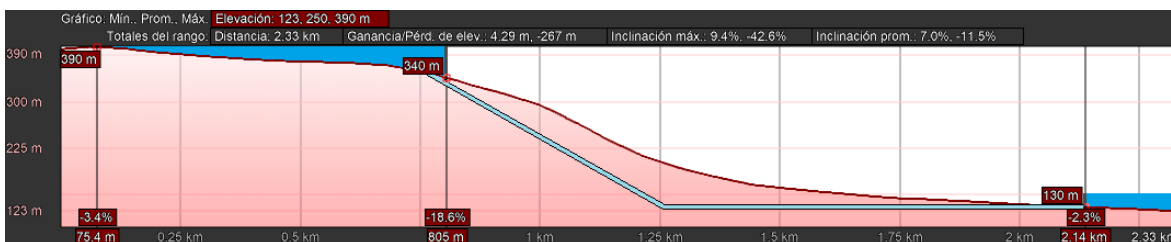


Figura 149: Perfil de elevación reservorio superior Talinay 1. Fuente: Elaboración propia.

Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada

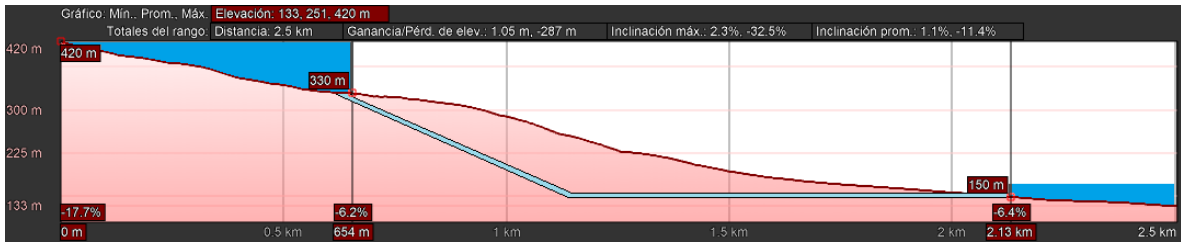


Figura 150: Perfil de elevación reservorio superior Talinay 2. Fuente: Elaboración propia.

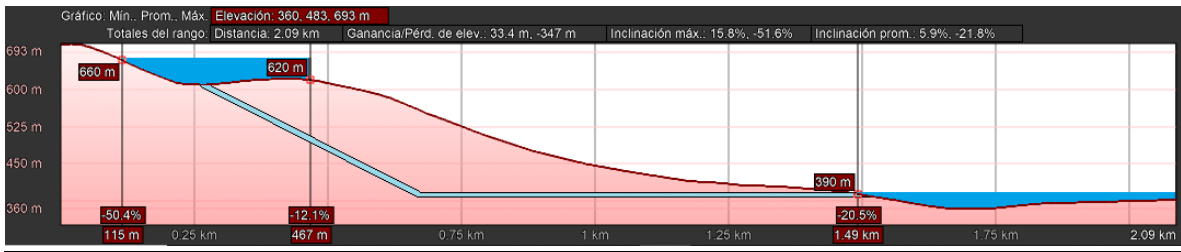


Figura 151: Perfil de elevación reservorio superior Chungungo 1. Fuente: Elaboración propia.

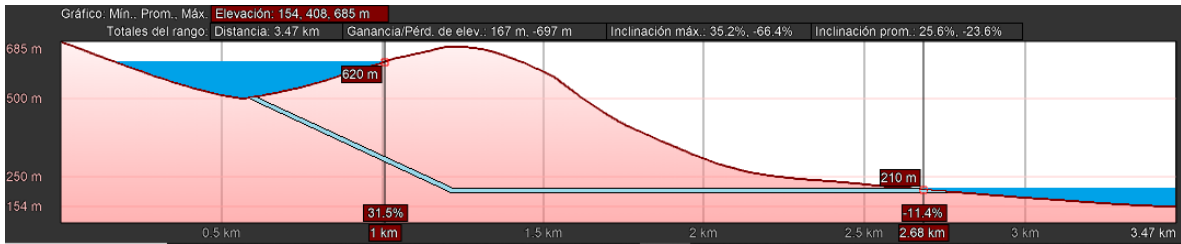


Figura 152: Perfil de elevación reservorio superior Chungungo 2. Fuente: Elaboración propia.

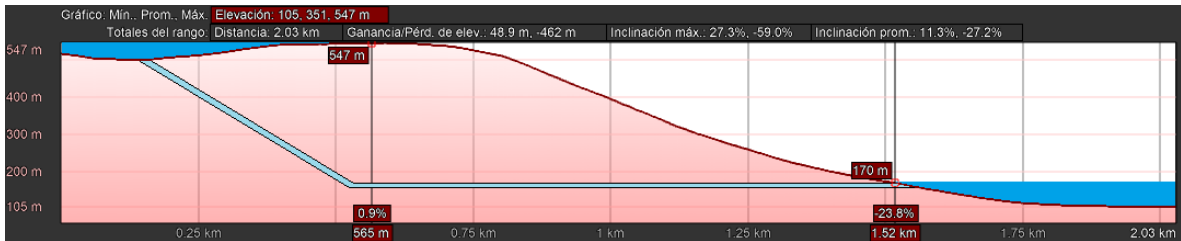


Figura 153: Perfil de elevación reservorio superior Huasco. Fuente: Elaboración propia.

Anexo B: Resumen presupuesto de centrales objetivo

Tabla 32: Resumen presupuesto central Huentelauquén - Puerto Oscuro.

Central Huentelauquen - Puerto Oscuro			
Resumen Presupuesto			
	Reservorio Superior 1	\$	201.651.946.529
1	Reservorio Superior 2	\$	94.163.830.000
	Reservorio inferior	\$	221.631.567.018
2	Sistema Hidráulico	\$	92.957.500.000
3	Sistema de Desalinización	\$	676.875.000
	Tubería de Captación	\$	85.105.750
4	Tubería Forzada 1	\$	42.407.572.500
	Tubería Forzada 2	\$	87.068.687.500
5	Caverna de máquinas y servicios auxiliares	\$	27.075.000.000
	Costos Directos	\$	523.658.565.268
	Costos Indirectos (%50)	\$	261.829.282.634
	Total	\$	785.487.847.901

Tabla 33: Resumen presupuesto central Corrales.

Central Corrales			
Resumen Presupuesto			
1	Reservorio Superior 1	\$	146.079.080.534
	Reservorio Superior 2	\$	232.119.601.280
	Reservorio Superior 3	\$	135.833.217.548
2	Sistema Hidráulico	\$	92.957.500.000
3	Sistema de Desalinización	\$	676.875.000
4	Tubería de Captación	\$	151.529.750
	Tubería de Impulsión	\$	1.362.368.875.000
	Tubería Forzada 1	\$	93.214.712.500
	Tubería Forzada 2	\$	47.119.525.000
	Tubería Forzada 3	\$	50.192.537.500
	Caverna de máquinas y servicios auxiliares	\$	27.075.000.000
Costos Directos		\$	1.669.255.534.798
Costos Indirectos (%50)		\$	834.627.767.399
Total		\$	2.503.883.302.196

Tabla 34: Resumen presupuesto central Culimo.

Central Culimo			
Resumen Presupuesto			
1	Reservorio Superior	\$	31.558.601.840
2	Sistema Hidráulico	\$	92.957.500.000
3	Sistema de Desalinización	\$	676.875.000
	Tubería de Captación	\$	76.802.750
4	Tubería de Impulsión	\$	683.233.112.500
	Tubería Forzada	\$	71.703.625.000
5	Caverna de máquinas y servicios auxiliares	\$	27.075.000.000
	Costos Directos	\$	907.281.517.090
	Costos Indirectos (%50)	\$	453.640.758.545
	Total	\$	1.360.922.275.635

Tabla 35: Resumen presupuesto central Talinay 1.

Central Talinay 1			
Resumen Presupuesto			
1	Reservorio Superior	\$	63.250.873.201
	Reservorio Inferior	\$	16.834.427.773
2	Sistema Hidráulico	\$	92.957.500.000
3	Sistema de Desalinización	\$	676.875.000
	Tubería de Captación	\$	217.953.750
4	Tubería Forzada	\$	20.486.750.000
5	Caverna de máquinas y servicios auxiliares	\$	27.075.000.000
	Costos Directos	\$	221.499.379.724
	Costos Indirectos (%50)	\$	110.749.689.862
	Total	\$	332.249.069.586

Tabla 36: Resumen presupuesto central Talinay 2.

Central Talinay 2			
Resumen Presupuesto			
1	Reservorio Superior	\$	70.341.718.603
	Reservorio Inferior	\$	11.701.336.240
2	Sistema Hidráulico	\$	92.957.500.000
3	Sistema de Desalinización	\$	676.875.000
	Tubería de Captación	\$	220.029.500
4	Tubería Forzada	\$	30.730.125.000
5	Caverna de máquinas y servicios auxiliares	\$	27.075.000.000
	Costos Directos	\$	233.702.584.343
	Costos Indirectos (%50)	\$	116.851.292.171
	Total	\$	350.553.876.514

Tabla 37: Resumen presupuesto central Chungungo 1.

Central Chungungo 1			
Resumen Presupuesto			
1	Reservorio Superior	\$	7.385.431.438
	Reservorio Inferior	\$	18.616.521.804
2	Sistema Hidráulico	\$	92.957.500.000
3	Sistema de Desalinización	\$	676.875.000
	Tubería de Captación	\$	342.498.750
4	Tubería Forzada	\$	25.608.437.500
5	Caverna de máquinas y servicios auxiliares	\$	27.075.000.000
	Costos Directos	\$	172.662.264.491
	Costos Indirectos (%50)	\$	86.331.132.246
	Total	\$	258.993.396.737

Tabla 38: Resumen presupuesto central Chungungo 2.

Central Chungungo 2			
Resumen Presupuesto			
1	Reservorio Superior	\$	329.303.680.686
	Reservorio Inferior	\$	176.348.227.210
2	Sistema Hidráulico	\$	92.957.500.000
3	Sistema de Desalinización	\$	676.875.000
	Tubería de Captación	\$	166.060.000
4	Tubería Forzada	\$	30.730.125.000
5	Caverna de máquinas y servicios auxiliares	\$	27.075.000.000
	Costos Directos	\$	657.257.467.896
	Costos Indirectos (%50)	\$	328.628.733.948
	Total	\$	985.886.201.844

Tabla 39: Resumen presupuesto central Huasco.

Central Huasco			
Resumen Presupuesto			
1	Reservorio Superior	\$	19.558.106.073
	Reservorio Inferior	\$	233.900.034.179
2	Sistema Hidráulico	\$	92.957.500.000
3	Sistema de Desalinización	\$	676.875.000
	Tubería de Captación	\$	51.893.750
4	Tubería Forzada	\$	27.657.112.500
5	Caverna de máquinas y servicios auxiliares	\$	27.075.000.000
	Costos Directos	\$	401.876.521.501
	Costos Indirectos (%50)	\$	200.938.260.751
	Total	\$	602.814.782.252