



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

DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA CENTRAL DE ACUMULACIÓN POR BOMBEO (PHS) EN EMBALSE RAPEL

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

MARTÍN ALFREDO ARIAS GONZÁLEZ

PROFESOR GUÍA:
ARTURO JORQUERA ACUÑA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ADOLFO OCHOA LLANGATO
DANIEL LUNA SÁEZ

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
POR: MARTÍN ALFREDO ARIAS GONZÁLEZ
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: Sr. ARTURO JORQUERA ACUÑA

DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA CENTRAL DE ACUMULACIÓN POR BOMBEO (PHS) EN EMBALSE RAPEL

En los últimos años se ha visto un incremento en las fuentes de energía renovables variables (ERV) como lo son la eólica y solar, generando esta última su mayor producción en las horas de menor demanda. Este fenómeno hace el requerir de un sistema que permita el otorgar una mayor flexibilidad al sistema con un casi nulo impacto de gases de invernadero como los son las centrales de acumulación por bombeo (PHS).

El proyecto de central de acumulación por bombeo (PHS) a implantar en el embalse Rapel corresponde al de una planta en ciclo cerrado (de bombeo y turbinación) entre el estanque inferior materializado por el embalse Rapel (ya existente) y un estanque superior a construir en la ribera derecha del embalse, en las cercanías de la presa Rapel. La separación entre ambos cuerpos de agua sería de aproximadamente 600 m en planta y 140 m en desnivel, considerándose su conexión mediante una única tubería de acero apoyada sobre el terreno para bombear-turbinar un volumen estimado de $0,55 \text{ hm}^3$. En el extremo inferior de la tubería se dispondrá de una casa de máquinas que alojará una unidad binaria turbina-bomba y motor-generator. El volumen disponible permitirá erogar una potencia de turbinación de 23 / 45 MW cuando se consideran 8 horas y 4 horas respectivamente para la fase de generación. En ambos casos se ha considerado bombear 8 horas en forma diaria con una potencia de bombeo aproximada de 25 y 24 MW para los casos de generación durante 8 y 4 horas respectivamente.

Considerando estas potencias, se obtiene una energía utilizada para bombeo de 74 y 70 GWh/año para la solución de 8 horas y 4 horas de generación y una producción de energía de 66 GWh/año en ambos escenarios.

En relación a los costos de inversión totales estimados para el proyecto, estos ascenderían a 50 MUSD y 66 MUSD para la solución de 8 horas y 4 horas de turbinación. Estos valores se corresponden a un índice de TIR de 16,1 % y 13,9 % respectivamente, indicando a priori en ambos escenarios un proyecto viable en materia económica con un plazo estimado de construcción estimado entre 18 y 24 meses.

*No pierde quien más veces cae,
sino aquel que renuncia a levantarse.*

Agradecimientos

Es difícil poder agradecer a todos quienes formaron parte del camino recorrido hasta poder llegar a este momento. En primer lugar, quiero agradecer a mi familia, a mi mamá y papá por estar siempre acompañándome y preocupados por mi bien, haciendo todo lo posible para que no nos faltara nada a mi hermano y a mi. A mi hermano, por compartir mi humor y disfrutar junto a mi uno de los mejores viajes que he tenido. Mi abuela la “Nono”, quien cuidó de mi muchos años, dándome de comer desde recién nacido hasta acogiendome en su casa en los primeros años de universidad. A mi tía Claudia “Kala”, quien siempre buscó formas de entretenernos a mi hermano y a mi. No tengo palabras suficientes para expresar mi gratitud a mi familia.

Agradecer a mi profesor guía Arturo Jorquera por su apoyo y consejo durante el proceso de trabajo de título, contando siempre con total disponibilidad para ayudar.

Un especial agradecimiento a mis amigos que conocí en la universidad, quienes me acompañaron, algunos desde el primer día de inducción hasta el término de nuestras vidas estudiantiles, acompañándome tanto en lo académico como en el ocio. Mencionar a Joaquín, Maripi, Mariano, Joaco, Javier, Bárbara, Chelo, Feña, Mati y todos aquellos que compartieron conmigo. Fue gracias a ellos que puedo decir con confianza que estos han sido de los mejores años de mi vida. Espero sepan que siempre formarán parte de quien soy y espero seguir contando con ustedes en las buenas y en las malas.

No puedo dejar de agradecer a quienes me acompañaron desde antes de entrar a la universidad, hablo de personas que conozco desde hace aproximadamente 20 años, a aquellos amigos que conocí en el colegio. La “Legión de las Sombras” quienes adquirimos este nombre al buscar la sombra a la hora del almuerzo. Le agradezco a todos quienes formaron parte de esta linda etapa.

Con esta etapa de mi vida finalizada, solo queda seguir haciendo lo mejor posible por dejar el mundo un poco mejor de lo que es.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Introducción y motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Alcances	2
2. Marco Teórico	3
2.1. Estado actual de la generación hidroeléctrica en el marco del cambio climático	3
2.2. Pumped Hydropower Storage (PHS)	5
2.3. Tipos de Sistemas PHS	7
2.3.1. Tipo 1	8
2.3.2. Tipo 2	8
2.3.3. Tipo 3	9
2.3.4. Parámetros generales por tipo de configuración	10
2.4. Centrales PHS en el mundo	11
2.5. Ecuaciones de Energía	13
2.5.1. Potencia de la Turbina (Harambour Palma, F. (2003))	13
2.5.2. Potencia de la Bomba (Harambour Palma, F. (2003))	13
2.5.3. Diferencia de cotas menos pérdidas de carga (Harambour Palma, F. (2003))	14
2.6. Predimensionamiento	15
2.6.1. Sumergencia en Toma (Mery M., Horacio (2013))	15
2.6.2. Espesor de transporte para tuberías de acero (Harambour Palma, F. (2003))	15
2.6.3. Espesor por presión para tuberías de acero (Harambour Palma, F. (2003))	15
2.6.4. Casa de Máquinas	16
2.7. Costos asociados a una central PHS	22
2.7.1. Estudio de determinación de costos por tecnología de generación (Inodú, 2019)	22
2.7.2. Relaciones analíticas para estimar costos preliminares de obras civiles (Endesa, 2011)	23
3. Tamaño de planta	25
3.1. Ciclo Bombeo-Turbinación	25
3.2. Volumen reservorio superior	26
3.3. Disposición del reservorio y líneas de tuberías	32

3.4.	Potencias y Caudales	33
3.4.1.	Caso 8 Horas de Generación y 8 Horas de Bombeo	34
3.4.2.	Caso 4 Horas de Generación y 8 Horas de Bombeo	36
3.5.	Predimensionamiento de Obras Civiles y Equipos	39
3.5.1.	Reservorio superior	39
3.5.2.	Obra de captación	41
3.5.3.	Tubería en presión	42
3.5.4.	Casa de Máquinas	45
3.6.	Planos	49
4.	Evaluación Económica	57
4.1.	Partidas	57
4.2.	Costos	59
4.3.	Ingresos	62
4.4.	Indicadores económicos	64
5.	Análisis de Constructibilidad y Riesgos	66
5.1.	Análisis de constructibilidad de las obras	66
5.2.	Riesgos e Incertidumbres	67
5.2.1.	Obras del proyecto	67
5.2.2.	Precios y costos	68
5.2.3.	Permisos y posibles requerimientos	69
5.2.4.	Medioambiente	69
5.2.5.	Competencia con otras tecnologías	69
5.3.	Recomendaciones	69
6.	Conclusiones	71
	Bibliografía	73
	Anexos	75
A.	Itemizado Costos PHS Inodú (2019).	76

Índice de Tablas

2.1.	Parámetros relevantes por tipo de configuración (GIZ, 2016).	11
2.2.	Centrales PHS actualmente en funcionamiento con altura de caída entre 120 y 160 metros. Fuente: International Hydropower Association.	12
3.1.	Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m ³), por diámetro de tubería (1,0 a 2,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 8 horas de funcionamiento con 1 línea de tubería.	27
3.2.	Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m ³), por diámetro de tubería (2,1 a 3,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 8 horas con 1 línea de tubería.	28
3.3.	Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m ³), por diámetro de tubería (1,0 a 2,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 8 horas de funcionamiento con 2 líneas de tubería.	28
3.4.	Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m ³), por diámetro de tubería (2,1 a 3,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 4 horas de funcionamiento con 1 línea de tubería.	29
3.5.	Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m ³), por diámetro de tubería (3,1 a 4,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 4 horas de funcionamiento con 1 línea de tubería.	29
3.6.	Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m ³), por diámetro de tubería (1,0 a 2,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 4 horas de funcionamiento con 2 líneas de tuberías.	30
3.7.	Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m ³), por diámetro de tubería (2,1 a 3,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 4 horas de funcionamiento con 2 líneas de tuberías.	30
3.8.	Variación del nivel del Embalse Rapel en base a interpolación lineal de volumen por cm de altura considerando la operación de una central PHS de 0,55 [10 ⁶ m ³] de volumen de operación.	31
3.9.	Cotas superior e inferior de la central PHS para el cálculo de altura geométrica.	33
3.10.	Parámetros asociados a las tuberías para el cálculo de pérdidas de carga friccional, considerando 8 horas de generación y 8 horas de bombeo.	34
3.11.	Parámetros asociados al flujo de agua dentro de la tubería para escenarios con tubería de acero (A y C) y tubería de PRFV (B y D) considerando 8 horas de generación y 8 horas de bombeo.	34
3.12.	Parámetros asociados a las pérdidas friccionales dentro de la tubería, considerando 8 horas de generación y 8 horas de bombeo.	35
3.13.	Perdidas de carga friccionales y totales por escenario considerando 8 horas de generación y 8 horas de bombeo.	35

3.14.	Potencias de turbinación y bombeo considerando 8 horas de bombeo y 8 horas de generación.	36
3.15.	Energía anual de turbinación y bombeo considerando 8 horas de bombeo y 8 horas de generación diarias.	36
3.16.	Parámetros asociados a las tuberías para el cálculo de pérdidas de carga friccional, considerando 4 horas de generación y 8 horas de bombeo.	37
3.17.	Parámetros asociados al flujo de agua dentro de la tubería para escenarios con tubería de acero (A y C) y tubería de PRFV (B y D) considerando 4 horas de generación y 8 horas de bombeo.	37
3.18.	Parámetros asociados a las pérdidas friccionales dentro de la tubería, considerando 4 horas de generación y 8 horas de bombeo.	38
3.19.	Perdidas de carga friccionales y totales por escenario considerando 8 horas de generación y 8 horas de bombeo.	38
3.20.	Potencias de turbinación y bombeo considerando 8 horas de bombeo y 4 horas de generación.	39
3.21.	Energía anual de turbinación y bombeo considerando 8 horas de bombeo y 4 horas de generación diarias.	39
3.22.	Sumergencia crítica (S) en obra de toma del reservorio superior para los casos de generación de 8 y 4 horas.	42
3.23.	Espesor de tubería de acero calculada según espesor de transporte y espesor de presión hidrostática para caso de generación durante 8 horas.	43
3.24.	Espesor de tubería de acero calculada según espesor de transporte y espesor de presión hidrostática para caso de generación durante 4 horas.	43
3.25.	Toneladas de acero a utilizar en tuberías para el caso de generación durante 8 horas.	44
3.26.	Toneladas de acero a utilizar en tuberías para el caso de generación durante 4 horas.	44
3.27.	Dimensiones turbina francis según altura neta (H_n), número de polos (P), revoluciones por minuto (n) y Potencia para los casos de generación durante 8 y 4 horas.	47
3.28.	Diámetro del caracol asociado a una turbina francis, para los casos de generación durante 8 y 4 horas.	48
3.29.	Diámetro de rotor del generador asociado a una turbina francis, según velocidad de embalamiento (N_e), velocidad del régimen (N) y velocidad máxima (V_{max}) para los casos de generación durante 8 y 4 horas.	48
3.30.	Longitud del módulo del grupo generador de una turbina francis para los casos de generación durante 8 y 4 horas.	48
3.31.	Altura de aspiración recomendada (H_S) según coeficiente de cavitación crítica para turbina francis (σ_c) y presión atmosférica menos presión de vapor (H_{bar}) para los casos de generación de 8 y 4 horas.	49
4.1.	Partidas por obras del proyecto PHS en Rapel	58
4.2.	Tabla resumida con parámetros utilizados para la comparación de precios unitarios por kW de potencia instalada. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Inodú, 2019.	59
4.3.	Índice L/H y potencia en kW propios de la central PHS estudiada para Rapel.	59
4.4.	Monto de inversión en millones de dólares para central PHS en Rapel considerando 8 horas de generación.	61

4.5.	Monto de inversión en millones de dólares para central PHS en Rapel considerando 4 horas de generación.	62
4.6.	Costo marginal medio anual por hora de la subestación Rapel junto con horarios de turbinación óptimos para casos de generación durante 8 y 4 horas.	63
4.7.	Costos de operación y mantenimiento fijo y variables para los escenarios de generación durante 8 y 4 horas.	64
4.8.	Ingreso neto esperable de la central PHS en Rapel para las opciones de turbinación durante 8 y 4 horas.	64
4.9.	Ingresos actualizados proyectados de las opciones de central para PHS en Rapel	64
4.10.	Costo actualizado al prorratear en 2 años los costos de construcción con tasas de descuento del 8% y 10%.	64
4.11.	Valor actual neto (VAN) de las opciones de generación durante 8 y 4 horas para tasas de descuento del 8% y 10%.	65
4.12.	Tasa interna de retorno (TIR) de las opciones de generación durante 8 y 4 horas.	65

Índice de Ilustraciones

2.1.	Distribución de capacidad de generación hidroeléctrica por países (2021 Hydro-power Status Report, n.d.).	4
2.2.	Generación eléctrica global por tipo para los escenarios STEPS y Net-Zero Emis-sions by 2050 de la IEA (Hydropower Special Market Report – Analysis - IEA, n.d.).	5
2.3.	Centrales PHS en operación (IHA, 2022).	6
2.4.	Esquema general de una central hidroeléctrica de acumulación tipo 1 (GIZ, 2016).	8
2.5.	Esquema general de una central hidroeléctrica de acumulación tipo 2 (GIZ, 2016).	9
2.6.	Esquema general de una central hidroeléctrica de acumulación tipo 3 (GIZ, 2016).	10
2.7.	Predimensionamiento de turbina francis, velocidad de rotación y número de polos (Bennewitz Bastian, R. (1983)).	17
2.8.	Predimensionamiento de turbina francis, caracol (Bennewitz Bastian, R. (1983)).	18
2.9.	Predimensionamiento de turbina francis, caracol (Bennewitz Bastian, R. (1983)).	18
2.10.	Predimensionamiento de turbina francis, difusor (Bennewitz Bastian, R. (1983)).	19
2.11.	Predimensionamiento de turbina francis, fórmulas (Bennewitz Bastian, R. (1983)).	20
2.12.	Módulo generador inscrito dentro de un espacio en planta de dimensiones SxS (Bennewitz Bastian, R. (1983)).	21
2.13.	Sumergencia mínima requerida por una turbina francis (Bennewitz Bastian, R. (1983)).	22
3.1.	Costo marginal medio de energía por hora en subestación Rapel del año 2022. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de Coordinador Eléctrico Nacional.	25
3.2.	Sector previsto para la construcción de la central PHS en Rapel.	27
3.3.	Visualización en planta del reservorio superior y opciones de trazado de tuberías.	33
3.4.	Corte de muro pretil del reservorio superior.	40
3.5.	Utilización de geomembrana como método de impermeabilización para Friosa en Chillán. Fuente: All Power Energy, s.f.	41
3.6.	Utilización de sillas como apoyo de tuberías de acero. Fuente: Instituto de Inge-niería UNAM, 2021.	45
3.7.	Utilización de machón de hormigón como atraque de una tubería a presión. Fuente: Instituto de Ingeniería UNAM, 2021.	45
3.8.	Zona de ubicación del proyecto. Fuente: Guzmán Vargas, R.	50
3.9.	Planta general de obras. Fuente: Guzmán Vargas, R.	51
3.10.	Planta general del reservorio superior. Fuente: Guzmán Vargas, R.	52
3.11.	Planta general obra de captación y entrega al reservorio superior. Fuente: Guz-mán Vargas, R.	53
3.12.	Plano general trazado tubería. Fuente: Guzmán Vargas, R.	54
3.13.	Planta general excavación casa de máquinas. Fuente: Guzmán Vargas, R.	55
3.14.	Planta general casa de máquinas. Fuente: Guzmán Vargas, R.	56

4.1.	Regresión lineal de índice L/H para las opciones 1, 2 y 3 del estudio de costos por tecnología de generación por precio por kilowatt de potencia instalada. . .	60
A.1.	Descripción general y estimación de costos de opciones de sistema de almacenamiento por bombeo (Inodú, 2019).	76
A.2.	Costos de operación y mantenimiento de opciones de sistema de almacenamiento por bombeo (Inodú, 2019).	77

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción y motivación

La creciente demanda de energía eléctrica y la necesidad de promover fuentes de generación más limpias y sostenibles ha impulsado el desarrollo de diversas tecnologías en el sector energético. En este contexto, las centrales hidroeléctricas de bombeo (también conocidas por su denominación en inglés Pumped Hydropower Storage, PHS) han emergido como una solución eficiente para el almacenamiento y generación de energía hidroeléctrica.

Como tecnología, las centrales a bombeo no son algo nuevo en la ingeniería, existiendo una cantidad importante de ellas en el mundo siendo la más importante, en cuanto a potencia se refiere, a la central de Bath County ubicada en Estados Unidos con una potencia instalada de 3.003 MW.

Las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo, aprovechan en su funcionamiento las fluctuaciones diarias en los precios de energía producto de la demanda, bombeando agua desde el reservorio inferior al superior en el horario valle y utilizando sus turbinas para la generación en horarios pico. Esta diferencia en los precios de energía provocado simplemente por efecto de la demanda, se ve potenciada por el fenómeno que se ha observado en los últimos años, el cual es una tendencia a la generación eléctrica dado por fuentes no convencionales como la energía fotovoltaica en las horas de menor demanda del sistema.

Aún cuando esta tecnología es una alternativa viable para generar una mayor estabilidad al sistema eléctrico, con una nula emisión de gases de invernadero en su ciclo de operación, no existen actualmente en Chile centrales construidas que utilicen el sistema de acumulación por bombeo para su funcionamiento.

Considerando lo anteriormente expuesto nace la idea de estudiar la viabilidad técnico-económica de una central de acumulación por bombeo en la cual se utilicen obras ya existentes, como lo es el Embalse Rapel, permitiendo abaratar costos de construcción a la vez de aprovechar las fluctuaciones en el precio diario de energía para otorgar una mayor estabilidad al sistema eléctrico.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Estudiar la viabilidad técnico-económica, a nivel de ingeniería conceptual, de la implementación de una central a bombeo en la localidad de Rapel. Para lo anterior se contempla utilizar como reservorio inferior del sistema, el embalse ya existente formado por la central del mismo nombre.

1.2.2. Objetivos específicos

- Definir la disposición de la planta y dimensionamiento general de sus elementos.
- Estimar los ingresos y costos esperables de la central.
- Realizar una evaluación económica y un análisis de riesgos del proyecto.

1.3. Alcances

- Recopilación y estudio de antecedentes de centrales a bombeo.
- Definición de un layout conceptual de la central utilizando cartografía disponible.
- Evaluación de tamaño de planta (caudal, volumen de regulación y potencia tentativas).
- Estudio y análisis de horas de generación y bombeo de la central.
- Predimensionamiento de obras civiles y equipos.
- Estimación de costos e ingresos de la planta.
- Evaluación de indicadores económicos.
- Análisis de constructibilidad de las obras.
- Análisis de posibles riesgos e incertidumbres a los cuales está afecto el proyecto.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Estado actual de la generación hidroeléctrica en el marco del cambio climático

En el contexto de cambio climático acelerado por el cual se encuentra afectado el planeta Tierra en la actualidad, surge la necesidad de crear nuevas fuentes energéticas con bajas emisiones de carbono con el fin de reemplazar el uso de combustibles fósiles en plantas de generación.

Es en este marco en el cual se han concretado varios acuerdos internacionales promovidos en las diferentes Conferencia de las Partes (COP) organizadas por Naciones Unidas, con el fin de limitar las emisiones de efecto invernadero y no sobrepasar los 2°C de aumento de temperatura media anual respecto a la era preindustrial para el año 2100 establecido en la COP21 el año 2015 mediante el Acuerdo de París, el cual fue ratificado y reconocido como emergencia en la COP26 el año 2021 en el cual además, se reconoce que un incremento de 1,5°C tendría repercusiones mucho menores y por tanto se fija como nuevo objetivo (United Nations, s. f.-a).

Con el objetivo de no sobrepasar los mencionados valores de aumento de la temperatura global y considerando que la Tierra ya tiene un calentamiento superior a los 1,1°C en comparación con finales del siglo XIX, se vuelve necesario que las emisiones se reduzcan en torno a un 45 % para 2030 y que se alcance el cero neto hacia 2050 (United Nations, s. f.-b).

Con los antecedentes expuestos, la energía hidroeléctrica surge como una excelente opción de generación eléctrica baja en emisiones, siendo la primera fuente de energía renovable y la tercera fuente de producción del mundo con un 16 % del total en 2020, por detrás del carbón (35 %) y el gas (23 %), presentando una capacidad instalada a nivel mundial de 1,330 GW de los cuales 160 GW son de centrales de acumulación por bombeo (Myanez, 2022). Como se observa en la figura 2.1, China se posiciona como el país con mayor capacidad de generación hidroeléctrica, seguida por Brasil y Estados Unidos.

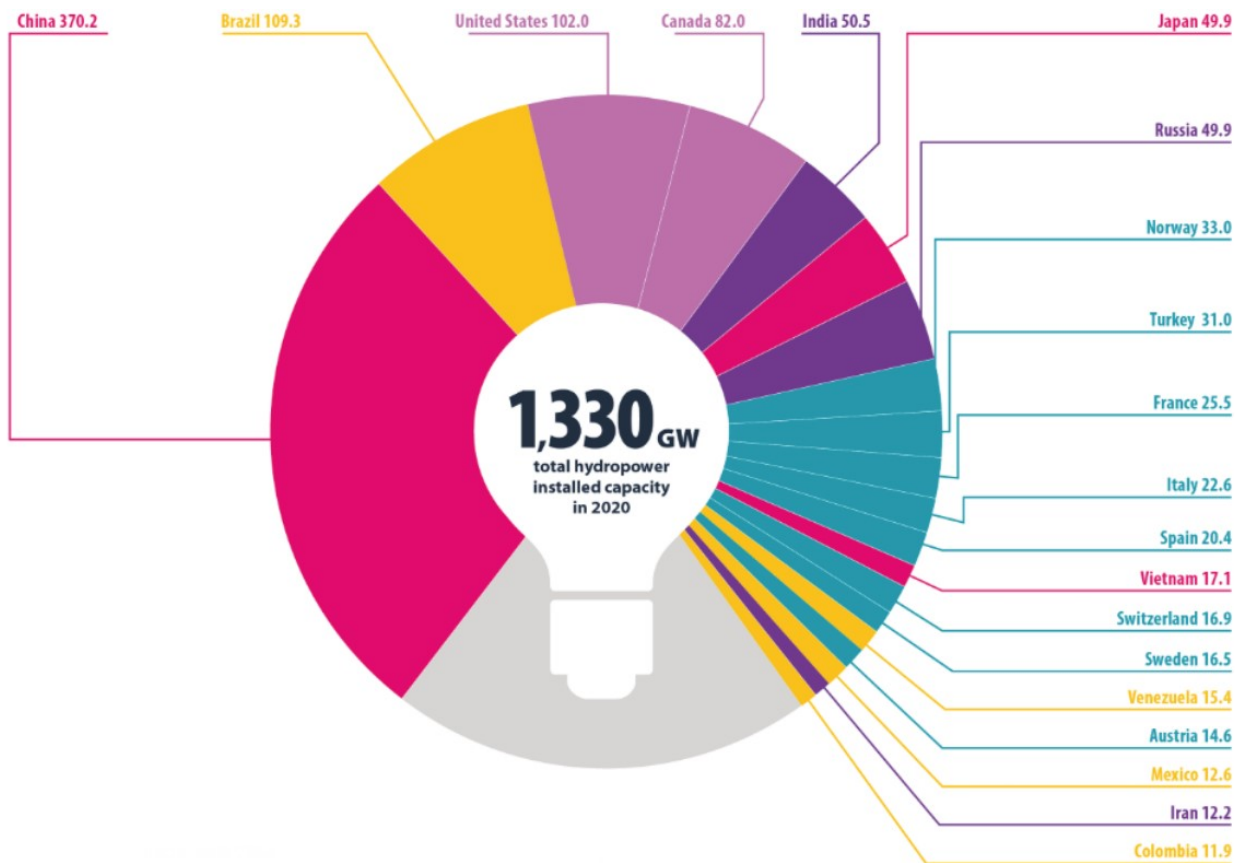


Figura 2.1: Distribución de capacidad de generación hidroeléctrica por países (2021 Hydropower Status Report, n.d.).

Aún cuando la generación hidroeléctrica se mantiene actualmente como la mayor fuente de energía renovable, esto no implica que este escenario se mantenga en el futuro, más aún, como se observa en la figura 2.2, la International Energy Agency (IEA) considera que dadas las políticas actualmente adoptadas junto con el plan de emisiones netas cero, para la década de los 2030s se espera que tanto las fuentes eólicas como fotovoltaicas sobrepasen la energía generada por las hidráulicas.

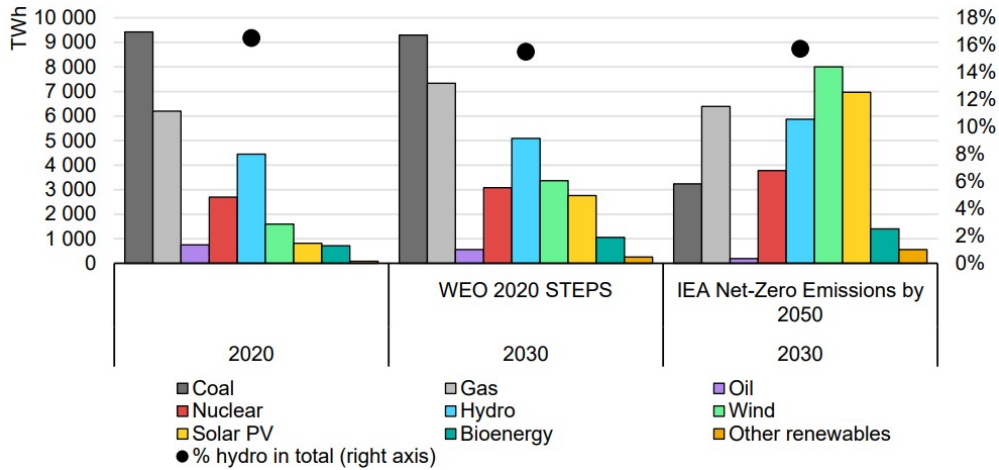


Figura 2.2: Generación eléctrica global por tipo para los escenarios STEPS y Net-Zero Emissions by 2050 de la IEA (Hydropower Special Market Report – Analysis - IEA, n.d.).

Lo anteriormente expuesto presenta un problema para la red eléctrica dada la naturaleza no regulable de este tipo de fuentes. Debido a esto la IEA considera necesario el contar con un sistema de almacenamiento energético que permita otorgar flexibilidad al sistema en periodos en los cuales la máxima demanda energética no coincida con la máxima generación. Como propuesta a esta necesidad resurgen las centrales de acumulación por bombeo o PHS por sus siglas en inglés, centrales que en un inicio surgieron como una forma de aprovechar los excedentes nocturnos de las plantas nucleares ante su dificultad de regulación de carga, y que ahora presentan un nuevo atractivo al contar con la capacidad de asimilar el exceso de generación en horas valle producido por las fuentes de energía renovables variables (ERV) como lo son la energía solar y eólica, junto con la capacidad de suplir la demanda en horas pico de manera casi instantánea.

2.2. Pumped Hydropower Storage (PHS)

Dentro de las tecnologías de almacenamiento energético más desarrolladas en términos de capacidad total de almacenamiento actualmente en funcionamiento del mundo se encuentran las centrales hidroeléctricas de bombeo. Este sistema también denominado como centrales de acumulación por bombeo o Pumped Hydropower Storage (PHS) proveen de aproximadamente 160 GW de los 167 GW disponibles actualmente como potencia de generación en sistemas de almacenamiento (NHA, 2022).

Mientras que los sistemas respaldados por baterías poseen un gran potencial para ofrecer servicios de flexibilidad de corto plazo (menos de 4 horas), la gran mayoría de sistemas requieren explorar soluciones para medio y largo plazo. Alternativas tales como el almacenamiento por bombeo (PHS), hidroeléctrica con regulación de embalse y el concepto de “Power to X” (por ejemplo gas o hidrógeno), podrían ser tecnologías con la capacidad de brindar flexibilidad al sistema en el largo plazo, como por ejemplo para realizar compensaciones estacionales en la producción renovable. La relevancia de estas alternativas aumentará a medida que se intensifique la integración de energía de generación variable (VRE) (Myanez, 2022).

Como principales aplicaciones de las centrales PHS se tienen (Myanez, 2022):

- Facilitar la integración de plantas de generación renovable en las redes eléctricas ya que tienen la capacidad de i) mitigar su variabilidad, ii) reducir sus restricciones operativas y iii) fortalecer la fiabilidad de suministro
- Proporcionar servicios de red (regulación primaria y secundaria, estabilización de frecuencia, compensación de reactiva, capacidad de reinicio del sistema tras un apagón etc.) que permiten estabilizar las redes eléctricas
- Reducir las reservas operativas de centrales térmicas.

La distribución mundial existente a la fecha de este tipo de centrales se concentra principalmente en las zonas de Norte América, Europa y Asia como se aprecia en la figura 2.3. Asia se destaca como el líder actual en términos de capacidad instalada contando con los dos países que lideran el ranking siendo estos Japón con 27,5 GW instalados y China como país líder mundial con 36 GW de capacidad instalada (IHA, 2022).

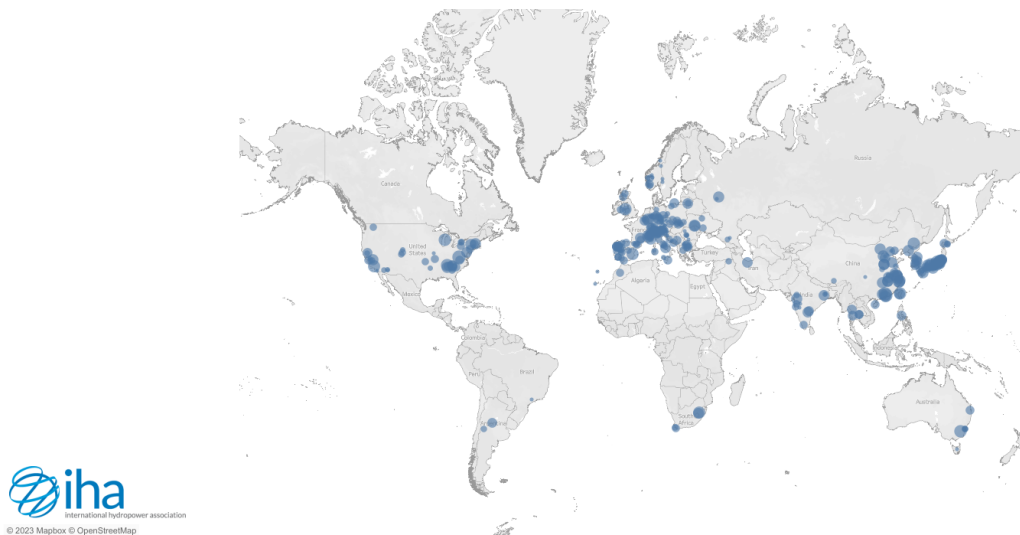


Figura 2.3: Centrales PHS en operación (IHA, 2022).

También conocido como Pumped Hydropower System (PHS), Pumped Storage Hydroelectricity (PHS), Pumped Hydroelectric Energy Storage (PHES), entre otros sinónimos, es un sistema que aprovecha el intercambio físico entre energía potencial y cinética para generar electricidad. Su principal diferencia con las técnicas de generación hidráulica más tradicionales, es el contar con una bomba que eleva el fluido desde un reservorio inferior a uno superior en su ciclo de almacenamiento de energía para posteriormente ser turbinado y generar electricidad cuando se es requerido.

En términos generales, las centrales de acumulación por bombeo presentan los siguientes componentes principales:

- **Reservorio Superior:** Es aquella obra encargada de la acumulación de agua en una zona elevada con respecto al reservorio inferior para posteriormente ser utilizada en

la generación de energía. Su función principal es la de almacenar como mínimo, un volumen de agua tal que la turbina pueda funcionar de manera ininterrumpida en el ciclo de generación de la central.

- **Reservorio Inferior:** Es la obra encargada de almacenar el agua posterior a su uso en la generación de electricidad para luego ser nuevamente elevada al reservorio superior mediante un sistema de bombas en momentos de baja demanda eléctrica. Aunque en líneas generales se recurre a reservas superficiales, tales como embalses o depósitos, también es posible considerar el uso del océano o de cavidades subterráneas como alternativas para la reserva inferior de agua.
- **Tubería Forzada:** Corresponde al sistema que conecta las aguas del reservorio superior con la casa de máquinas. Tiene como función principal conducir el agua almacenada en presión desde el reservorio superior a la casa de máquinas en el ciclo de generación y posteriormente conducir las aguas desde el reservorio inferior al superior en el ciclo de bombeo.
- **Casa de Máquinas:** Obra en la cual se ubican la mayor parte de las máquinas, elementos de regulación y comandos. Gracias al uso de turbinas, genera electricidad a partir de la energía hidráulica almacenada en el reservorio superior. También cumple con la función de almacenar las bombas utilizadas en el ciclo de bombeo en el cual se conduce el agua del reservorio inferior al superior.
- **Sistema Hidráulico:** Compuesto por turbinas y bombas o turbinas reversibles. Es aquel sistema encargado de transformar la energía cinética del agua en energía mecánica en el caso de las turbinas, o por el contrario, en el caso de las bombas, hacer uso de la energía mecánica de la bomba para elevar agua desde una zona inferior a una superior para ser almacenada.
- **Sistema Eléctrico:** Compuesto por generador y motor. Es el sistema encargado de transformar la energía mecánica de la turbina en energía eléctrica en el caso del generador, o por el contrario, tomar energía eléctrica del sistema para transformarla en energía mecánica en el caso del motor.

2.3. Tipos de Sistemas PHS

Existen distintas maneras de clasificar las centrales de acumulación por bombeo (PHS), tanto por la conexión o aislamiento hidráulico de los reservorios con fuentes naturales como por el tipo de relación presente en los sistemas hidráulicos y eléctricos.

Desde una perspectiva hidráulica, los sistemas de almacenamiento se dividen en dos categorías: circuitos cerrados y circuitos abiertos, también conocidos como centrales puramente de acumulación o mixtas. En el caso de los circuitos cerrados (Closed-Loop), el sistema de almacenamiento hidráulico no mantiene una conexión continua con un cauce natural, excepto para su llenado inicial y para compensar las pérdidas debidas a evaporación o infiltración. Mientras tanto, en los circuitos abiertos (Open-Loop), la conexión permanece constante.

Sumado a la caracterización por tipo de almacenamiento, existen 3 tipos de plantas PHS en términos de interacción y agrupación de los sistemas hidráulicos y eléctricos que se detallaran

a continuación.

2.3.1. Tipo 1

La configuración tipo 1, también denominada de sistemas separados implica una independencia y separación, tanto en su funcionamiento como físicamente del subsistema de producción eléctrica (turbina/generador) del subsistema de consumo eléctrico (bomba/motor), de tal forma como se es esquematizada en la figura 2.4.

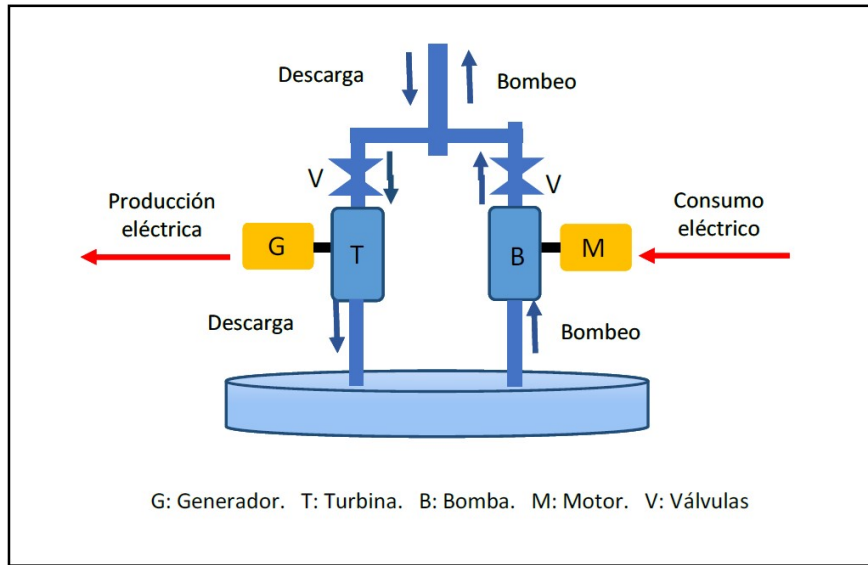


Figura 2.4: Esquema general de una central hidroeléctrica de acumulación tipo 1 (GIZ, 2016).

Como ventajas de esta configuración se encuentran el entregar la máxima flexibilidad de diseño al permitir seleccionar por separado los componentes en base a la operación que se planea adoptar, lo cual a su vez entrega un mayor rendimiento de los equipos. Sin embargo, las configuraciones de este tipo suelen conllevar un mayor costo inicial respecto a las configuraciones tipo 2 y 3, lo cual hace que este tipo de configuraciones destaque en mayor medida en proyectos ya existentes que requieran ser reconvertidos a sistemas PHS (proyectos brownfield), como lo pueden ser centrales hidroeléctricas de embalse o estaciones de bombeo.

2.3.2. Tipo 2

También conocido como sistema ternario, es una configuración que hace uso de una única máquina que cumple las funciones de sistema eléctrico motor/generador, pero con sistemas hidráulicos de bomba y turbina de manera independiente y separada como se esquematiza en la figura 2.5.

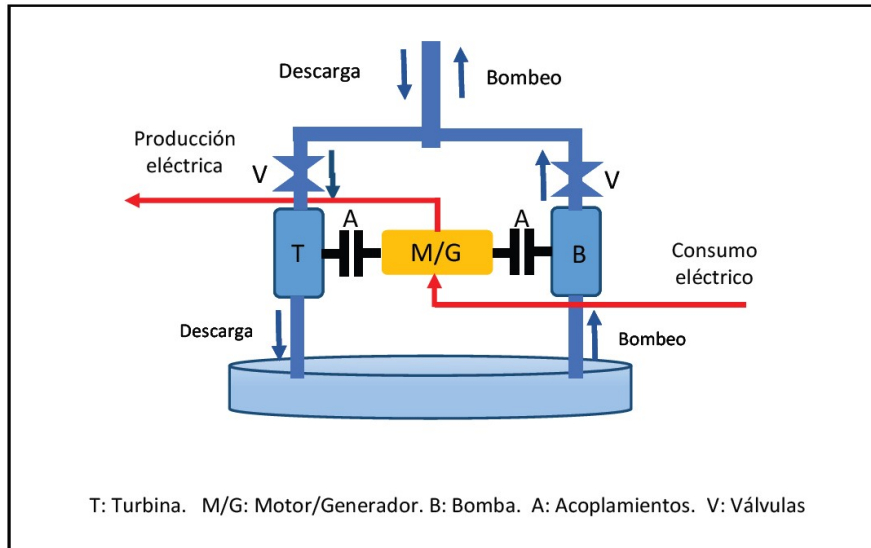


Figura 2.5: Esquema general de una central hidroeléctrica de acumulación tipo 2 (GIZ, 2016).

Ventaja de este sistema es la libertad y flexibilidad al momento de la elección de los equipos del sistema hidráulico permitiendo realizar la selección más adecuada de turbina y bomba para las condiciones de operación, implicando un mayor rendimiento de estos. Aún cuando este sistema cuenta con costos de inversión inferiores respecto a la configuración tipo 1, estos siguen siendo elevados al tener que contar con unidades de bomba y turbina de manera separadas.

2.3.3. Tipo 3

Conocido igualmente como sistema binario, es aquella configuración en la cual se utilizan únicamente dos máquinas, la máquina encargada del sistema hidráulico turbina/bomba la cual trabaja de manera reversible y la máquina eléctrica compuesta por el motor/generador, esquema de su funcionamiento se presenta en la figura 2.6.

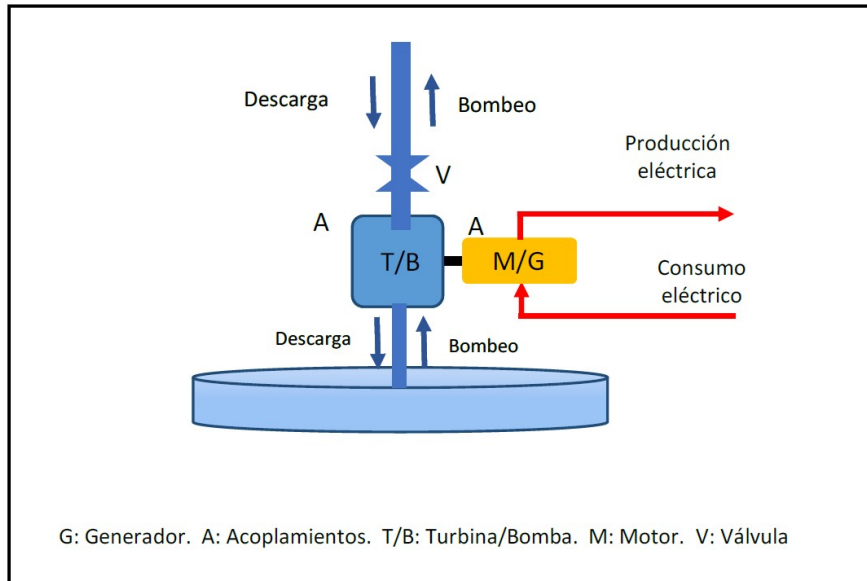


Figura 2.6: Esquema general de una central hidroeléctrica de acumulación tipo 3 (GIZ, 2016).

Como puntos a destacar de esta configuración a comparación de las configuraciones tipo 1 y 2, se encuentra el menor costo de inversión inicial de las máquinas a utilizar. Como desventaja, se encuentran que al considerarse una misma máquina turbina/bomba reversible, los rendimientos esperados y su flexibilidad de operación son menores al de los otros tipos mencionados, dado que los ciclos de operación de turbina y bomba no cuentan necesariamente con los mismos puntos de operación óptima.

2.3.4. Parámetros generales por tipo de configuración

Como ya se mencionó, las diferentes configuraciones de sistemas hidráulicos/eléctricos de las centrales PHS cuentan con diversas diferencias físicas que se deben tener en cuenta al momento de seleccionar los equipos a utilizar en la central.

Dentro de las diferencias más notables en equipos afectos al tipo de configuración a seleccionar es el caso de la turbina, puesto que por efecto de su construcción no son necesariamente aptas para las 3 configuraciones. Para el caso de las configuraciones tipo 1 y 2 pueden ser utilizadas tanto turbinas de acción como de reacción, a diferencia de la configuración tipo 3 en la cual se requiere que la turbina también posea la cualidad de poder bombear. Esto último solo es factible con la utilización de turbinas de reacción, descartando de inmediato la posibilidad de evaluar turbinas de acción como las tipo Pelton en el diseño.

Es así como en la tabla 2.1 se presentan los distintos aspectos claves a considerar para las diferentes configuraciones de central PHS.

Tabla 2.1: Parámetros relevantes por tipo de configuración (GIZ, 2016).

Parámetro	Sistema separado Tipo 1	Sistema ternario Tipo 2	Sistema binario Tipo 3
Altura máx.	1.500 [m] (Pelton) 700 [m] (Francis)	1.500 [m] (Pelton) 700 [m] (Francis)	700 [m] (Francis)
Potencia eléctrica máx.	1.400 [MW] (Francis) 500 [MW] (Pelton)	1.400 [MW] (Francis) 500 [MW] (Pelton)	400 [MW] (Francis)
Eficiencia total	$\approx 80\%$	$\approx 80\%$	$\approx 75\%$
Inversión inicial de equipos y control	alta	alta	baja
Mantenimiento	alta	alta	baja
Espacio necesario	alta	alta	bajo
Tiempo de transición bombeo-turbina, viceversa	rápido	rápido	lento
Construcción	flexible	flexible	bajo nivel de agua
Costo obras civiles	bajo	bajo	alto

2.4. Centrales PHS en el mundo

A fin de conocer el estado actual de las centrales de acumulación por bombeo en el mundo y con la posible relación que estos proyectos puedan tener con el que se plantea construir en Rapel, sirviendo como centrales de referencia, se presentan a continuación en la tabla 2.2 las 22 centrales PHS más similares al que se estudiará en la presente memoria en cuanto a altura de generación respecta, esto considerando que (como se detallará más adelante), la central PHS en Rapel cuenta con una altura geométrica aproximada de 140 metros.

Tabla 2.2: Centrales PHS actualmente en funcionamiento con altura de caída entre 120 y 160 metros. Fuente: International Hydropower Association.

Nombre	Tipo de Ciclo	País	Año puesta en marcha	Altura de Caída [m]	Capacidad de Generación [MW]	Capacidad de Bombeo [MW]
Shahe	Closed-Loop	China	2002	120	100	100
Ikehara	Closed-Loop	Japón	1964	120	350	350
Wivenhoe Dam	Open-Loop	Australia	1984	120	570	570
Srinagarind	Open-Loop	Tailandia	1980	121	720	360
Carters	Closed-Loop	Estados Unidos	1976	124	500	250
Wendefurth	Closed-Loop	Alemania	1967	125	80	72
Żarnowiec	Closed-Loop	Polonia	1983	125	716	800
Muddy Run	Open-Loop	Estados Unidos	1966	126	1072	1072
Langyashan	Closed-Loop	China	2007	126	600	600
Leitzach 1	Closed-Loop	Alemania	1983	128	49	45
Leitzach 2	Closed-Loop	Alemania	1960	128	50	37
Thisavros PSP	Open-Loop	Grecia	1996	135	384	384
Takanedaiichi (No.1)	Closed-Loop	Japón	1969	135	340	340
Azumi (Nagawado)	Open-Loop	Japón	1969	135	623	412
Mio (San bi)	Closed-Loop	Japón	1963	137	37	37
Niederwartha	Closed-Loop	Alemania	1930	142	40	40
Mount Elbert	Closed-Loop	Estados Unidos	1981	145	200	200
Tumut 3	Open-Loop	Australia	1972	150	1650	600
Shiroyama	Closed-Loop	Japón	1965	153	250	250
Busko Blato (Vrilo)	Open-Loop	Bosnia y Herzegovina	1974	155	11	10
Dnister PSP	Closed-Loop	Ucrania	2010	155	1026	1263
Waldshut	Closed-Loop	Alemania	1951	160	150	80

Dentro de las centrales actualmente en funcionamiento, destacan como más relevantes y posibles fuentes de información para el futuro del proyecto, debido a su capacidad de generación similar a la esperada en Rapel, las centrales Niederwartha, Leitzach 1 y Leitzach 2 ubicadas en Alemania, Mio (San bi) localizada en Japón y Busko Blato (Vrilo) ubicada en Bosnia y Herzegovina.

Estas 5 centrales cuentan con una configuración del tipo 3 o binaria, en la cual sus turbinas funcionan a la vez como bombas en los periodos de acumulación, cuentan con velocidad de generación fija y presentan un tipo de ciclo cerrado (Closed-Loop). Sin embargo la central Busko Blato difiere del resto al considerarse una planta de bombeo parte de un sistema hidráulico mayor que cuenta con la capacidad de utilizar sus bombas de manera inversa y generar electricidad en vez de ser una central a bombeo como tal (CS Buško Blato, s.f.).

En términos de capacidad de almacenamiento energético, las centrales alemanas Leitzach 1 y Leitzach 2 cuentan ambas con una capacidad de 0,55 [GWh], la central Niederwartha con

0,59 [GWh] y la central Mio en Japón con 0,69 [GWh] siendo la de mayor almacenaje.

2.5. Ecuaciones de Energía

A fin de explicitar las ecuaciones a utilizar en la presente memoria, se enumeran a continuación las expresiones asociadas.

2.5.1. Potencia de la Turbina (Harambour Palma, F. (2003))

$$P = \rho \cdot g \cdot \eta \cdot Q \cdot \Delta H \quad (2.1)$$

Donde:

- P : Potencia de generación [W].
- ρ : Densidad del agua [kg/m^3].
- g : Aceleración de gravedad [m/s^2].
- η : Eficiencia [-].
- Q : Caudal turbinado [m^3/s].
- ΔH : Diferencia de cotas menos pérdidas de carga [m].

De la expresión anterior, en el caso de generación se denominará $\Delta H = \Delta H_T$ como la diferencia de cotas menos perdidas de carga para la turbinación y $\Delta H = \Delta H_B$ para el ciclo de bombeo. La eficiencia (η) es determinada por:

$$\eta = \eta_{generador} \cdot \eta_{transformador} \cdot \eta_{turbina} \cdot (1 - C_p) \quad (2.2)$$

Donde:

- η : Eficiencia [-].
- $\eta_{generador}$: Eficiencia del generador [-].
- $\eta_{transformador}$: Eficiencia del transformador [-].
- $\eta_{turbina}$: Eficiencia de la turbina [-].
- C_p : Gasto energético interno [-].

Como valores de referencia estimativos aceptados, se considera la eficiencia del generador ($\eta_{generador}$) del 97 %, eficiencia del transformador ($\eta_{transformador}$) del 99 %, eficiencia de turbina ($\eta_{turbina}$) de 95 %, gasto energético interno (C_p) de 0,5 % y por tanto eficiencia interna ($1 - C_p$) de 99,5 %, dando una eficiencia de turbinación (η) del 90,77 %.

2.5.2. Potencia de la Bomba (Harambour Palma, F. (2003))

$$P_{bomba} = \frac{\rho \cdot g \cdot \Delta H \cdot Q_{bombeo}}{\eta_{bomba}} \quad (2.3)$$

Donde:

- P_{bomba} : Potencia de la bomba [W].
- ρ : Densidad del agua [kg/m^3].
- g : Aceleración de gravedad [m/s^2].

ΔH : Diferencia de cotas más pérdidas de carga.

Q_{Bombeo} : Caudal de bombeo [m^3/s]

η_{bomba} : Eficiencia de la bomba [-].

Cabe señalar en este apartado que para efectos del estudio realizado se considerará una eficiencia de bomba general del 90 %.

2.5.3. Diferencia de cotas menos pérdidas de carga (Harambour Palma, F. (2003))

La diferencia de cotas hace referencia a la también denominada como altura bruta (H_b) o altura geométrica de la central, la cual es la diferencia en metros entre las cotas del pelo de agua del reservorio superior y la altura a la cual se dispone la turbina. A esta altura bruta se le deben sustraer las pérdidas de carga con la cual se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta H = h_i - h_f - \sum \lambda \quad (2.4)$$

Donde:

ΔH : Diferencia de cotas menos perdidas de carga [m].

h_i : Altura inicial o cota agua reservorio superior [m].

h_f : Altura final, altura salida de agua o generalmente ubicación de turbina [m].

$\sum \lambda$: Perdidas de carga [m].

Tanto la altura inicial como altura final para el cálculo de la altura neta de generación están limitadas por las condiciones topográficas de la zona, mientras que las pérdidas de carga se generan producto de perdidas singulares y friccionales propias del flujo del agua.

Dado lo anterior, queda propuesto el cálculo de perdidas singulares a detalle para una etapa más avanzada del proyecto, sin embargo se les dará un valor porcentual en base a las pérdidas friccionales del sistema igual a un 10% de estas. Las pérdidas friccionales en cambio serán determinadas a partir del largo de la tubería, su materialidad y las condiciones de transporte del flujo, en específico de su velocidad. Lo anterior se expresa en la ecuación 2.5 conocida como ecuación de Darcy-Weisbach.

$$\Lambda_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (2.5)$$

Donde:

Λ_f : Pérdidas friccionales [m].

f : Factor de fricción de Darcy-Weisbach [-].

L : Largo de la tubería [m].

D : Diámetro interno de la tubería [m].

v : Velocidad del flujo de agua [m/s].

g : Aceleración de gravedad [m/s^2].

Luego las pérdidas totales del sistema serán calculadas como se expresa en la siguiente

ecuación:

$$\sum \Lambda = \Lambda_f + \Lambda_s \quad (2.6)$$

Donde:

$\sum \Lambda$: Pérdidas de carga totales del sistema [m].

Λ_f : Pérdidas friccionales [m].

Λ_s : Pérdidas singulares [m].

2.6. Predimensionamiento

2.6.1. Sumergencia en Toma (Mery M., Horacio (2013))

La sumergencia en la toma de agua del reservorio superior será calculada mediante la formula propuesta por el investigador alemán Jost Knauss, quien propone determinar la altura mínima sobre el eje de la tubería (S) a la cual no se generan vórtices como:

$$\frac{S}{D} = 2 \cdot F + \frac{1}{2} \text{ para } F \geq 0,5 \quad (2.7)$$

Donde:

S : Sumergencia [m].

D : Diámetro de la tubería o túnel [m].

F : Número de Froude [-].

2.6.2. Espesor de transporte para tuberías de acero (Harambour Palma, F. (2003))

$$e_{tpte} = \frac{D \cdot 500}{400} \quad (2.8)$$

Donde:

e_{tpte} : Espesor por transporte [mm].

D : Diámetro de la tubería [mm].

2.6.3. Espesor por presión para tuberías de acero (Harambour Palma, F. (2003))

Para efectos del presente trabajo conceptual, se asumirá que el acero con el cual estará confeccionada la tubería cumple la norma ASTM-A36 que considera un esfuerzo de fluencia de $\sigma_{acero}=2.530$ [kg/cm²].

$$e_p = \frac{(P_{Permanente} + P_{Transiente}) \cdot D}{2 \cdot \sigma_{acero}} \quad (2.9)$$

Donde:

e_p : Espesor por presión [mm].

$P_{\text{Permanente}}$: Presión régimen permanente [kg/cm^2].

$P_{\text{Transiente}}$: Presión régimen transiente [kg/cm^2].

D : Diámetro de la tubería [mm].

σ_{acero} : Tensión admisible acero [kg/cm^2].

Cabe señalar en este apartado que para efectos del estudio conceptual realizado en esta memoria, se considerará que la presión producto del fenómeno transiente, también denominado golpe de ariete, será igual a un 10 % de la presión del régimen permanente y se consideran 2mm extra de espesor por concepto de desgaste.

2.6.4. Casa de Máquinas

Para el predimensionamiento de la casa de máquinas se asumirá que el tamaño de la máquina a utilizar en la central PHS en Rapel será cercano al tamaño de una turbina francis convencional. Los cálculos realizados y consideraciones tomadas serán hechas principalmente en base al texto “Elementos básicos de diseño de un grupo generador” de los autores Rodolfo Bennewitz Bastian y Jorge Espinosa Ihnen.

Dentro de los principales parámetros que definen el tamaño de la casa de máquinas se encuentran la potencia de la turbina y su altura neta de caída asociada. Con estas variables determinadas por el terreno en el caso de la altura y como variable de diseño el caudal, se puede calcular mediante el ábaco que se muestra en la figura 2.7 la velocidad de rotación en revoluciones por minuto asociada a un número de polos.

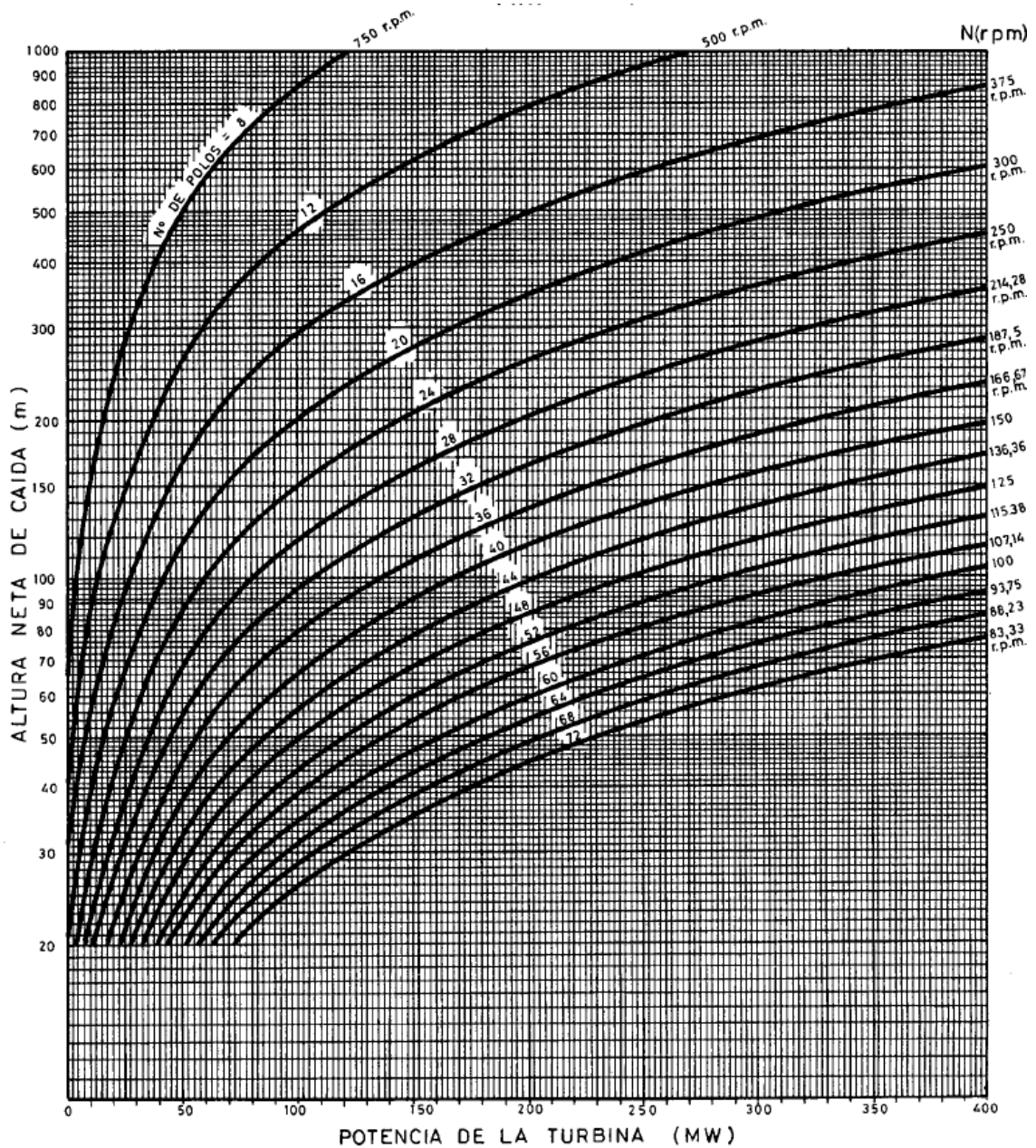


Figura 2.7: Predimensionamiento de turbina francis, velocidad de rotación y número de polos (Bennewitz Bastian, R. (1983)).

Determinada la velocidad de rotación de la máquina y su número de polos asociado, el siguiente parámetro importante a calcular y que será con el cual se definirán las dimensiones del generador, turbina y difusor, es el número específico (n_s) de la máquina el cual se calcula como sigue:

$$n_s = n \cdot \frac{\sqrt{kW}}{H_n^{1,25}} \quad (2.10)$$

Donde:

n_s : Número específico de la máquina.

n : Velocidad de rotación de la turbina [rpm].

kW : Potencia de la máquina [kW].

H_n : Altura de caída neta [m].

A continuación en las figuras 2.8, 2.9, 2.10, se presentan de manera esquemática las definiciones de variables del caracol de una turbina francis y su difusor asociado según lo descrito por Bennewitz Bastian, R. en su texto.

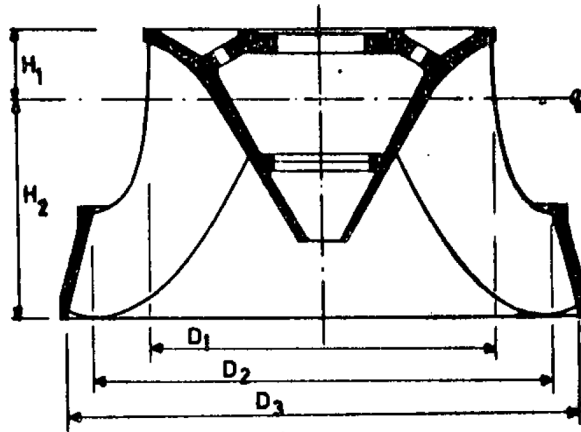


Figura 2.8: Predimensionamiento de turbina francis, caracol (Bennewitz Bastian, R. (1983)).

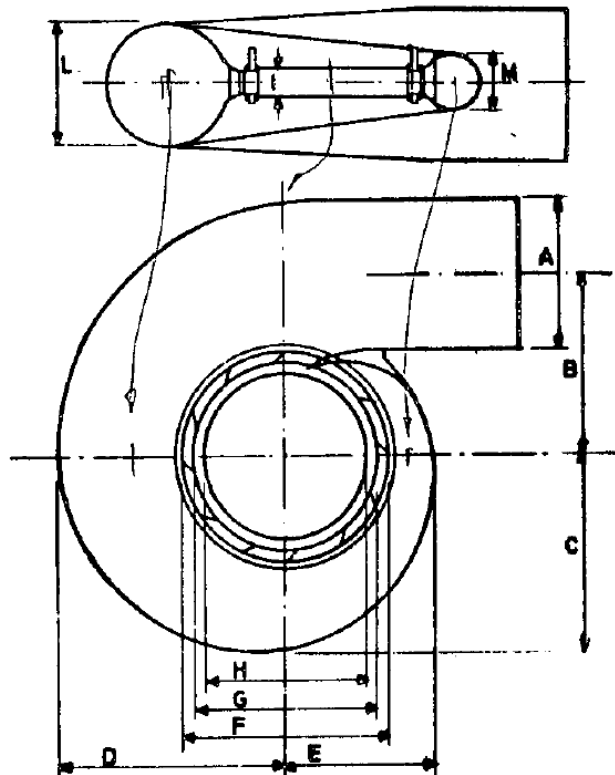


Figura 2.9: Predimensionamiento de turbina francis, caracol (Bennewitz Bastian, R. (1983)).

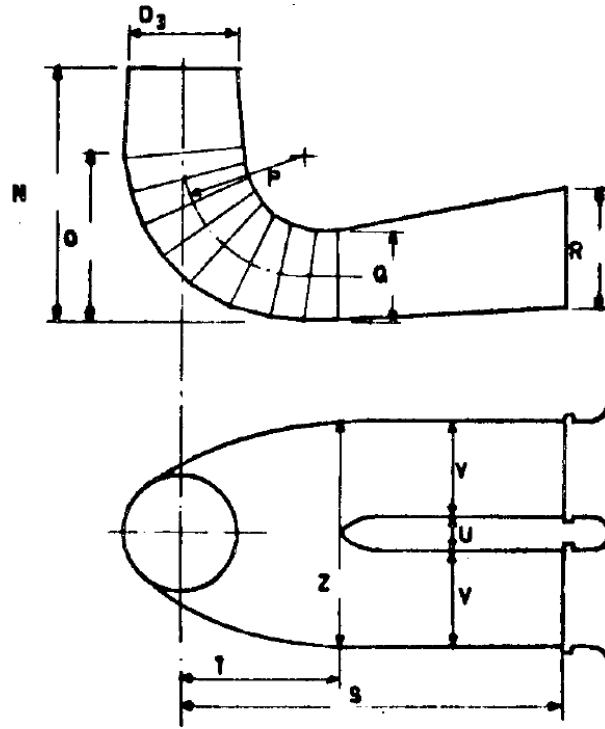


Figura 2.10: Predimensionamiento de turbina francis, difusor (Bennewitz Bastian, R. (1983)).

1	$n_s = n \sqrt{kW} / H_n^{1.25}$
2	$D_3 = (26.2 + 0.211 n_s) \sqrt{H_n} / n$
3	$D_1 = D_3 (0.4 + 94.5 / n_s)$
4	$D_2 = D_3 / (0.96 + 0.00038 n_s)$
5	$H_1 = D_3 (0.094 + 0.00025 n_s)$
6	$H_2 = D_3 / (3.16 - 0.0013 n_s) (110 < n_s < 350)$
	$H_2 = D_3 (-0.05 + 42 / n_s) (50 < n_s < 110)$
7	$A = D_3 (1.2 - 19.56 / n_s)$
8	$B = D_3 (1.1 + 54.8 / n_s)$
9	$C = D_3 (1.32 + 49.25 / n_s)$
10	$D = D_3 (1.50 + 48.8 / n_s)$
11	$E = D_3 (0.98 + 63.6 / n_s)$
12	$F = D_3 (1 + 131.4 / n_s)$
13	$G = D_3 (0.89 + 96.5 / n_s)$
14	$H = D_3 (0.79 + 81.75 / n_s)$
15	$I = D_3 (0.1 + 0.00065 n_s)$
16	$L = D_3 (0.88 + 0.00049 n_s)$
17	$M = D_3 (0.60 + 0.000015 n_s)$
18	$N = D_3 (1.54 + 203.5 / n_s)$
19	$O = D_3 (0.83 + 140.7 / n_s)$
20	$P = D_3 (1.37 - 0.00056 n_s)$
21	$Q = D_3 (0.58 + 22.6 / n_s)$
22	$R = D_3 (1.6 - 0.0013 n_s)$
23	$S = D_3 n_s / (-9.28 + 0.25 n_s)$
24	$T = D_3 (1.5 + 0.00019 n_s)$
25	$U = D_3 (0.51 - 0.0007 n_s)$
26	$V = D_3 (1.10 + 53.7 / n_s)$
27	$Z = D_3 (2.63 + 33.8 / n_s)$

Figura 2.11: Predimensionamiento de turbina francis, fórmulas (Bennewitz Bastian, R. (1983)).

A continuación se presenta la fórmula utilizada para el cálculo de velocidad de embalamiento de una turbina francis (Bennewitz Bastian, R. (1983)):

$$\frac{N_e}{N} = 1,52 + 1,52 \cdot 10^{-3} \cdot N_s \quad (2.11)$$

Donde:

N_e : Velocidad de embalamiento [rpm].

N : Velocidad del régimen [rpm].

N_s : Número específico de la turbina.

A continuación se presenta la fórmula utilizada para el cálculo del diámetro del rotor del generador asociado a una turbina francis (Bennewitz Bastian, R. (1983)):

$$D_{rotor} = \frac{60}{\pi} \cdot \frac{V_{max}}{N_e} \quad (2.12)$$

Donde:

D_{rotor} : Diámetro del rotor del generador [m].

V_{max} : Velocidad máxima de diseño [m/s].

N_e : Velocidad de embalamiento [rpm].

Se define dentro del texto de (Bennewitz Bastian, R. (1983)) como módulo de la unidad o del grupo, una distancia S tal que el grupo generador de la planta junto con sus servicios auxiliares quedan comprendidos dentro de un cuadrado de dimensiones SxS como se observa en la figura 2.12

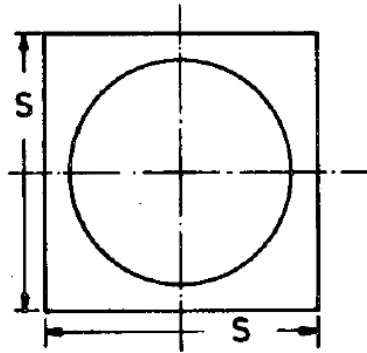


Figura 2.12: Módulo generador inscrito dentro de un espacio en planta de dimensiones SxS (Bennewitz Bastian, R. (1983)).

Luego el módulo S se determina de dos maneras dependiendo de la velocidad de rotación del equipo. Para velocidades de rotación iguales o menores a 375 r.p.m., el módulo quedará definido por el espacio requerido por la turbina siendo $S = D_{caracol} + 4,16[m]$, considerando del diámetro de caracol como la suma de las dimensiones $D_{caracol} = C + B + A/2$ como se muestra en la figura 2.9. En el caso de velocidades superiores a 375 r.p.m., el módulo S queda definido por el generador siendo $S = D_{Rotor} + 8,3[m]$.

Altura de aspiración recomendada para turbinas francis (Bennewitz Bastian, R. (1983)):

$$H_S = H_{bar} - \sigma_c \cdot H \quad (2.13)$$

Donde:

H_S : Altura de aspiración recomendada medida desde D_3 [m].

H_{bar} : Presión atmosférica menos presión de vapor [mca].

σ_c : Coeficiente de cavitación crítico [-].

H : Altura neta de la turbina [m].

Coeficiente de cavitación crítico para turbinas francis (Bennewitz Bastian, R. (1983)):

$$\sigma_c = 7,54 \cdot 10^{-5} \cdot N_s^{1,41} \quad (2.14)$$

Donde:

σ_c : Coeficiente de cavitación crítico [-].

N_s : Número específico de la turbina.

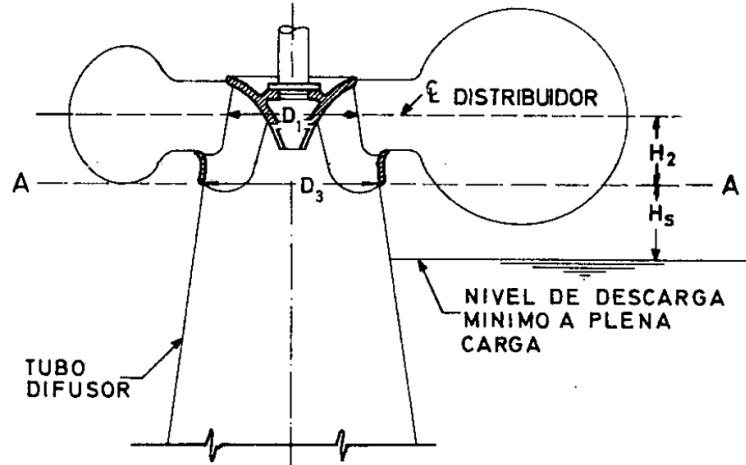


Figura 2.13: Sumergencia mínima requerida por una turbina francis (Bennewitz Bastian, R. (1983)).

2.7. Costos asociados a una central PHS

2.7.1. Estudio de determinación de costos por tecnología de generación (Inodú, 2019)

Con la finalidad de definir un costo estimado para la realización de una obra de las características mencionadas, se utilizará como guía el informe “Estudio de determinación de costos por tecnología de generación” realizado por la empresa consultora Inodú para ser utilizada como guía de presupuestos para la Comisión Nacional de Energía (CNE).

El estudio abarca diferentes obras de generación y transmisión las cuales entran dentro de las categorías Centrales Térmicas, Centrales Renovables y Opciones Emergentes. Es dentro de esta última en la cual se incluyen las centrales de almacenamiento por bombeo.

Las centrales de almacenamiento por bombeo consideradas para el análisis del estudio corresponden a centrales de potencia entre los 449 y 513 MW con capacidad de almacenamiento de 10 horas. Se menciona en el estudio que los costos fueron calculados considerando las variaciones del proyecto Mead evaluado por el Departamento del Interior de los Estados Unidos. Además mencionar que puede existir una amplia dispersión de costos dependiendo de las condiciones específicas del emplazamiento del proyecto a abordar. La información de las partidas consideradas y sus costos se presenta en la figura A.1 del anexo.

Como medida comparativa de la eficiencia de un sistema PHS, se define dentro del estudio el índice L/H, el cual relaciona el largo de la tubería entre reservorios (L) y la altura entre

ellos (H), siendo más eficiente, los sistemas de centrales con razón L/H más cercano a 1.

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) de centrales PHS se presentan como respaldo en la figura A.2 del anexo, los cuales serán promediados para la determinación de un costo de O&M en el caso del costo fijo y variable para el cálculo de ingreso neto de la central.

2.7.2. Relaciones analíticas para estimar costos preliminares de obras civiles (Endesa, 2011)

En conjunto con el estudio de determinación de costos por tecnología de generación citado en la sección anterior para el cálculo del presupuesto del proyecto PHS en Rapel, se utilizará como referencia para la separación de costos por obra el informe técnico de ENDESA titulado “Relaciones analíticas para estimar costos preliminares de obras civiles”.

En este informe se señalan diferentes relaciones de costos asociados a las principales obras asociadas a centrales hidroeléctricas. De acuerdo a lo anterior, se presentan a continuación las obras a considerar en la central PHS junto con su relación de costos.

- Presas de rellenos:

$$C = 20.100 \cdot V^{0,46} \quad (2.15)$$

Donde:

C : Costo total [KUSD].

V : Volumen embalsado [$10^6 m^3$].

Coefficiente de autocorrelación $R^2 = 0,9901$

- Caminos nuevos normales:

$$C = 332 \cdot L^{1,21} \quad (2.16)$$

Donde:

C : Costo total [KUSD].

L : Largo del camino [km].

Coefficiente de autocorrelación $R^2 = 0,9433$

- Caminos nuevos difíciles:

$$C = 1.240 \cdot L^{0,89} \quad (2.17)$$

Donde:

C : Costo total [KUSD].

L : Largo del camino [km].

Coefficiente de autocorrelación $R^2 = 0,9811$

- Bocatoma en embalses artificiales:

$$C = 12,4 \cdot Q^{0,83} \quad (2.18)$$

Donde:

C : Costo total [KUSD].
 Q : Caudal de diseño [m^3/s].
 Coeficiente de autocorrelación $R^2 = 0,8869$

- Tuberías exteriores:

$$C = 0,0862 \cdot (Q \cdot H^{1,5} \cdot (n \cdot L)^{0,687})^{0,60} \quad (2.19)$$

Donde:

C : Costo total [KUSD].
 Q : Caudal de diseño por tubería [m^3/s].
 H : Altura de caída neta [m].
 n : Número de tuberías [-].
 L : Largo tubería [km].
 Coeficiente de autocorrelación $R^2 = 0,9874$

- Casa de máquinas:

$$C/n^{0,7} = 3.350 \cdot (P/H)^{0,69} \quad (2.20)$$

Donde:

C : Costo total [KUSD].
 n : Número de unidades [-].
 P : Potencia instalada [MW].
 H : Altura de caída neta [m].
 Coeficiente de autocorrelación $R^2 = 0,9835$

- Aceros para tuberías:

$$C = 6,61 \cdot Ac^{1,01} \quad (2.21)$$

Donde:

C : Costo total [KUSD].
 Ac : Peso del acero [ton].
 Coeficiente de autocorrelación $R^2 = 0,9904$

Si bien las relaciones anteriormente expuestas entregan como resultado valores en miles de dolares (KUSD), se utilizarán estos valores de manera relativa en base a un total de inversión, utilizándose como un porcentaje del costo del total como se verá más adelante en el capítulo 4.

Capítulo 3

Tamaño de planta

3.1. Ciclo Bombeo-Turbinación

Con el propósito de definir los posibles horarios de turbinación y bombeo en los cuales operaría la central PHS en Rapel, es requisito conocer los precios de energía del mercado en los cuales a priori la central consumiría energía en las horas de bombeo y entregaría energía al sistema en las horas de turbinación del agua almacenada.

Bajo este requerimiento se construye el gráfico de la figura 3.1, en el cual se muestran los costos marginales medios (CMg) por hora para cada mes del año 2022 de la subestación Rapel, posible subestación en la cual la central PHS se conectaría a la red eléctrica. Sumado a lo anterior segmentado en rojo se presenta el promedio anual del costo marginal.

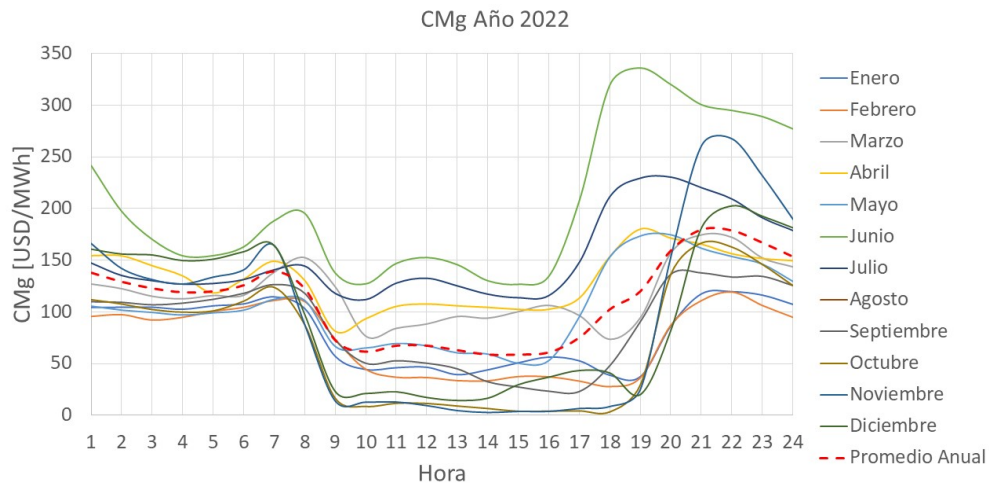


Figura 3.1: Costo marginal medio de energía por hora en subestación Rapel del año 2022. Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de Coordinador Eléctrico Nacional.

Observando la curva del promedio anual de la figura 3.1, se aprecia que el precio valle de energía se concentra en un periodo de 8 horas, entre las 9:00 de la mañana y las 17:00 de la tarde, siendo este entorno a los 60 [USD/MWh]. Teniendo esta consideración y suponiendo

que las horas valle no varíen en gran medida en los próximos años, se optará por considerar como parte de las horas de bombeo de la central el total de las horas mencionadas.

En el caso del periodo de generación o turbinación de la planta PHS en Rapel, las horas más rentables para la central son aquellas en las que se presenta los mayores precios de energía en el sistema. Considerando lo anterior, se observa que como máximo lapso de horas en las cuales sería factible para la central estar generando electricidad sería entre las 17:00 de la tarde y las 6:00 de la mañana, acumulando un total de 12 horas de generación ininterrumpida posible para la central. Sin embargo, de estas últimas, considerando que el peak de precios (180 [USD/MWh] aproximadamente) se genera en un horario acotado, se considerará para el estudio de esta memoria dos casos para el caso de horas de generación, el primero turbinando durante 8 horas de manera ininterrumpida y segundo durante 4 horas también de forma ininterrumpida, los cuales serán abordados en mayor detalle durante el capítulo 4.

3.2. Volumen reservorio superior

Continuando con el dimensionamiento de la central, el siguiente paso a definir es el tamaño de los reservorios a utilizar, en específico los volúmenes de estos que determinan de manera directa la cantidad de energía que puede entregar la planta de manera ininterrumpida. En este sentido, cabe mencionar que dadas las características específicas del proyecto en el cual se basa esta memoria, el tamaño del reservorio inferior del sistema PHS no comprende una limitación al sistema puesto que se considera que este será el ya existente Embalse Rapel, el cual cuenta con un volumen muy superior al que se espera utilizar en el funcionamiento de la central PHS.

Considerando lo anterior, el estudio se centrará únicamente en el volumen requerido del reservorio superior para suplir una cierta demanda de caudal en un lapso determinado de tiempo el cual, como ya fue mencionado en la sección anterior, será de 8 horas en el periodo de turbinación como máximo y 8 horas de bombeo. Junto a esta limitación de tener la capacidad de otorgar un cierto volumen de agua por 8 horas seguidas, se suman limitaciones geográficas, medioambientales, entre otras.

Dentro de las limitaciones más importantes consideradas al momento de determinar un volumen máximo factible para el reservorio superior, se encuentra la determinación de afectar en la menor medida posible la vida vegetal y animal de la zona en la cual se piensa llevar a cabo esta obra. Tomando en cuenta esto, el reservorio superior se posicionará en la cima de un cerro colindante al embalse Rapel, cuya cima se presenta naturalmente de manera plana y desprovista en su mayoría de árboles como se observa en la figura 3.2.

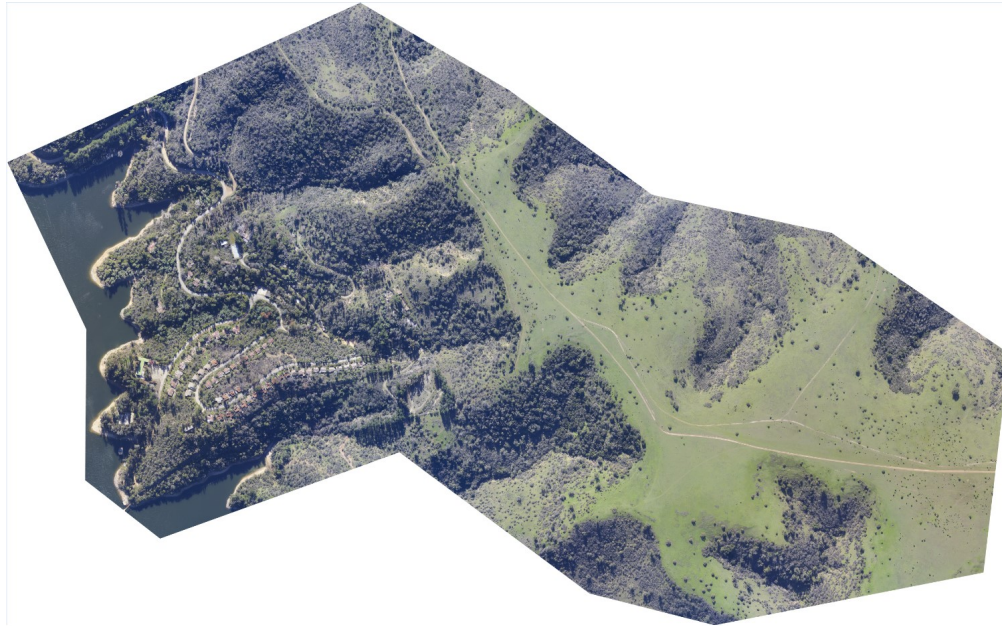


Figura 3.2: Sector previsto para la construcción de la central PHS en Rapel.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, se realizaron las tablas 3.1, 3.2, 3.3, en las cuales se observan los volúmenes factibles para turbinar y bombear considerando distintos diámetros de tubería y diferentes velocidades para el flujo de agua suponiendo una fase de turbinación continua de 8 horas, mientras que en las tablas 3.4, 3.5, 3.6, 3.7 se presentan las configuraciones factibles para un segundo escenario en el cual se turbine durante 4 horas.

Tabla 3.1: Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m^3), por diámetro de tubería (1,0 a 2,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 8 horas de funcionamiento con 1 línea de tubería.

D [m] \ V [m/s]	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
1,0	23	27	33	38	44	51	58	65	73	82	90
1,5	34	41	49	57	67	76	87	98	110	122	136
2,0	45	55	65	76	89	102	116	131	147	163	181
2,5	57	68	81	96	111	127	145	163	183	204	226
3,0	68	82	98	115	133	153	174	196	220	245	271
3,5	79	96	114	134	155	178	203	229	257	286	317
4,0	90	109	130	153	177	204	232	261	293	327	362
4,5	102	123	147	172	200	229	261	294	330	367	407
5,0	113	137	163	191	222	254	290	327	366	408	452
5,5	124	151	179	210	244	280	318	360	403	449	498
6,0	136	164	195	229	266	305	347	392	440	490	543
6,5	147	178	212	248	288	331	376	425	476	531	588
7,0	158	192	228	268	310	356	405	458	513	572	633

Tabla 3.2: Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m³), por diámetro de tubería (2,1 a 3,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 8 horas con 1 línea de tubería.

D [m] \ V [m/s]	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0
1,0	100	109	120	130	141	153	165	177	190	204
1,5	150	164	179	195	212	229	247	266	285	305
2,0	200	219	239	261	283	306	330	355	380	407
2,5	249	274	299	326	353	382	412	443	476	509
3,0	299	328	359	391	424	459	495	532	571	611
3,5	349	383	419	456	495	535	577	621	666	713
4,0	399	438	479	521	565	612	660	709	761	814
4,5	449	493	538	586	636	688	742	798	856	916
5,0	499	547	598	651	707	765	824	887	951	1018
5,5	549	602	658	717	778	841	907	975	1046	1120
6,0	599	657	718	782	848	917	989	1064	1141	1221
6,5	648	712	778	847	919	994	1072	1153	1236	1323
7,0	698	766	838	912	990	1070	1154	1241	1332	1425

Tabla 3.3: Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m³), por diámetro de tubería (1,0 a 2,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 8 horas de funcionamiento con 2 líneas de tubería.

D [m] \ V [m/s]	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
1,0	45	55	65	76	89	102	116	131	147	163	181
1,5	68	82	98	115	133	153	174	196	220	245	271
2,0	90	109	130	153	177	204	232	261	293	327	362
2,5	113	137	163	191	222	254	290	327	366	408	452
3,0	136	164	195	229	266	305	347	392	440	490	543
3,5	158	192	228	268	310	356	405	458	513	572	633
4,0	181	219	261	306	355	407	463	523	586	653	724
4,5	204	246	293	344	399	458	521	588	660	735	814
5,0	226	274	326	382	443	509	579	654	733	817	905
5,5	249	301	358	420	488	560	637	719	806	898	995
6,0	271	328	391	459	532	611	695	784	879	980	1086
6,5	294	356	423	497	576	662	753	850	953	1062	1176
7,0	317	383	456	535	621	713	811	915	1026	1143	1267

Tabla 3.4: Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m³), por diámetro de tubería (2,1 a 3,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 4 horas de funcionamiento con 1 línea de tubería.

D [m] \ V [m/s]	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0
1,0	50	55	60	65	71	76	82	89	95	102
1,5	75	82	90	98	106	115	124	133	143	153
2,0	100	109	120	130	141	153	165	177	190	204
2,5	125	137	150	163	177	191	206	222	238	254
3,0	150	164	179	195	212	229	247	266	285	305
3,5	175	192	209	228	247	268	289	310	333	356
4,0	200	219	239	261	283	306	330	355	380	407
4,5	224	246	269	293	318	344	371	399	428	458
5,0	249	274	299	326	353	382	412	443	476	509
5,5	274	301	329	358	389	420	453	488	523	560
6,0	299	328	359	391	424	459	495	532	571	611
6,5	324	356	389	423	459	497	536	576	618	662
7,0	349	383	419	456	495	535	577	621	666	713

Tabla 3.5: Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m³), por diámetro de tubería (3,1 a 4,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 4 horas de funcionamiento con 1 línea de tubería.

D [m] \ V [m/s]	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0
1,0	109	116	123	131	139	147	155	163	172	181
1,5	163	174	185	196	208	220	232	245	258	271
2,0	217	232	246	261	277	293	310	327	344	362
2,5	272	290	308	327	346	366	387	408	430	452
3,0	326	347	369	392	416	440	464	490	516	543
3,5	380	405	431	458	485	513	542	572	602	633
4,0	435	463	493	523	554	586	619	653	688	724
4,5	489	521	554	588	623	660	697	735	774	814
5,0	543	579	616	654	693	733	774	817	860	905
5,5	598	637	677	719	762	806	852	898	946	995
6,0	652	695	739	784	831	879	929	980	1032	1086
6,5	706	753	801	850	901	953	1006	1062	1118	1176
7,0	761	811	862	915	970	1026	1084	1143	1204	1267

Tabla 3.6: Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m³), por diámetro de tubería (1,0 a 2,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 4 horas de funcionamiento con 2 líneas de tuberías.

D [m] \ V [m/s]	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
1,0	23	27	33	38	44	51	58	65	73	82	90
1,5	34	41	49	57	67	76	87	98	110	122	136
2,0	45	55	65	76	89	102	116	131	147	163	181
2,5	57	68	81	96	111	127	145	163	183	204	226
3,0	68	82	98	115	133	153	174	196	220	245	271
3,5	79	96	114	134	155	178	203	229	257	286	317
4,0	90	109	130	153	177	204	232	261	293	327	362
4,5	102	123	147	172	200	229	261	294	330	367	407
5,0	113	137	163	191	222	254	290	327	366	408	452
5,5	124	151	179	210	244	280	318	360	403	449	498
6,0	136	164	195	229	266	305	347	392	440	490	543
6,5	147	178	212	248	288	331	376	425	476	531	588
7,0	158	192	228	268	310	356	405	458	513	572	633

Tabla 3.7: Volúmenes requeridos de reservorio superior (valores por mil m³), por diámetro de tubería (2,1 a 3,0 metros) y velocidad de flujo (1,0 a 7,0 metros por segundo) para 4 horas de funcionamiento con 2 líneas de tuberías.

D [m] \ V [m/s]	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0
1,0	100	109	120	130	141	153	165	177	190	204
1,5	150	164	179	195	212	229	247	266	285	305
2,0	200	219	239	261	283	306	330	355	380	407
2,5	249	274	299	326	353	382	412	443	476	509
3,0	299	328	359	391	424	459	495	532	571	611
3,5	349	383	419	456	495	535	577	621	666	713
4,0	399	438	479	521	565	612	660	709	761	814
4,5	449	493	538	586	636	688	742	798	856	916
5,0	499	547	598	651	707	765	824	887	951	1018
5,5	549	602	658	717	778	841	907	975	1046	1120
6,0	599	657	718	782	848	917	989	1064	1141	1221
6,5	648	712	778	847	919	994	1072	1153	1236	1323
7,0	698	766	838	912	990	1070	1154	1241	1332	1425

Dada la experiencia del equipo con diferentes centrales, se optó por escoger como velocidad máxima de generación los 6 [m/s] para el caso de tuberías de acero, velocidad a la cual las vibraciones del sistema de tuberías causado por el flujo del agua es aún manejable. Otra opción de materialidad factible para la fabricación de tuberías para la central es el plástico

reforzado con fibra de vidrio (PRFV), en el cual a cambio de utilizar un material de en general menor costo y rugosidad que el acero, se deben respetar las velocidades máximas de escurrimiento de agua recomendadas de 3 [m/s].

En adición a lo anterior y dadas las distintas limitaciones ya mencionadas con anterioridad del reservorio superior, se llegó a un volumen máximo a utilizar de 550.000 [m³] de volumen de regulación de la central. Considerando una velocidad de agua de 6 [m/s] en el caso de utilizar tuberías de acero y 8 horas de ciclo de generación implica diámetros internos de 2,0 [m] para el escenario de 1 línea de tuberías y 1,4 [m] en el caso de utilizar 2 líneas paralelas. En el supuesto de utilizar tuberías de PRFV, los diámetros internos serían de 2,8 [m] y 2 [m] para los mismos casos respectivamente.

Bajo el supuesto de limitar el ciclo de generación a 4 horas con el mismo volumen de reservorio superior, los diámetros internos que se obtienen para el escenario de utilizar tuberías de acero son de 2,8 [m] en el caso de utilizar 1 línea de tuberías y 2 [m] para el caso de 2 líneas de tuberías, mientras que de utilizar tuberías de PRFV los diámetros internos deberán ser 4 [m] y 2,8 [m] para los casos de considerar 1 y 2 líneas de tuberías respectivamente.

En esta sección, es importante mencionar el efecto que tendría en el nivel del Embalse Rapel la operación de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo con un embalse de las dimensiones anteriormente mencionadas. Para esto nos centraremos en la información que se tiene en la actualidad de la curva de volumen del embalse y se realizará una interpolación lineal de los datos.

Como se observa en la tabla 3.8, con los volúmenes que se manejan actualmente en el Embalse Rapel, se realizó una interpolación suponiendo una relación lineal entre la altura del nivel del agua con el volumen extra que representa, en base a esto se puede afirmar de manera preliminar y considerando que no se tienen mayores antecedentes, que una central PHS con capacidad de 0,55 [10⁶ m³] impactaría al nivel del Embalse Rapel entorno a 1 [cm].

Tabla 3.8: Variación del nivel del Embalse Rapel en base a interpolación lineal de volumen por cm de altura considerando la operación de una central PHS de 0,55 [10⁶ m³] de volumen de operación.

Cotas [m.s.n.m]	Volumen [10 ⁶ m ³]	Volumen por cm (Interpolado) [10 ⁶ m ³]	Variación nivel [cm]
100-101	43,25	0,43	1,3
101-102	49,22	0,49	1,1
102-103	55,71	0,56	1,0
103-104	62,72	0,63	0,9
104-105	73,34	0,73	0,7
105-106	82,34	0,82	0,7

3.3. Disposición del reservorio y líneas de tuberías

Como limitante principal para la extensión en planta del reservorio superior, se consideró el afectar en la menor manera posible la vegetación arbórea de la zona, dimensionando el muro del reservorio de tal manera que el pie del talud del pretil no colisionara con la vegetación actual, cabe destacar que aún teniendo este cuidado, existen árboles de Espino dentro del área del espejo de agua del reservorio los cuales deberían ser considerados al momento de la evaluación ambiental de la obra la cual no se encuentra dentro de los alcances de esta memoria.

Siguiendo con la descripción del pretil, este se proyecta de tal forma que su coronamiento esté en la cota 246 [msnm], lo cual teniendo en cuenta una revancha correspondiente al 10% de la altura máxima del muro equivalente a 80 [cm], posiciona el pelo de agua del reservorio superior en la cota 245,2 [msnm]. El muro se proyecta con taludes tanto internos como externos con relación H:V de 3:2, además se consideró que su altura máxima no puede sobrepasar los 8 [m] desde el pie del talud y un ancho en el coronamiento de 4 metros con radios de giro en sus vértices de 20 [m], con el propósito de funcionar como vía útil para el tránsito de maquinaria. El punto más bajo de la superficie interna del reservorio se encuentra, para efectos de esta memoria, en la posición de la posible bocatoma generada al considerar realizar la primera opción de trazado de tuberías que se muestran en la figura 3.3 en la cota 241,6 [msnm].

Para el presente trabajo se consideraron 2 opciones de trazado de tuberías para la central PHS en Rapel, la primera ubicándose mayoritariamente por sobre las instalaciones y casas abandonadas del antiguo campamento datado desde la construcción del Embalse Rapel, contando con un largo de tuberías de aproximadamente 1036 [m] desde el reservorio superior hasta la orilla del Embalse Rapel como se muestra en la figura 3.3. La segunda opción de trazado parte en la zona más al norte del reservorio superior, esta también se encuentra por sobre los terrenos del antiguo campamento, pero a diferencia de la primera opción, si bien cuenta con antiguos caminos del campamento, estos se encuentran abandonados y en mal estado, dificultando el paso en gran medida del sector a intervenir, esta segunda opción cuenta con un largo estimado de 630 [m].

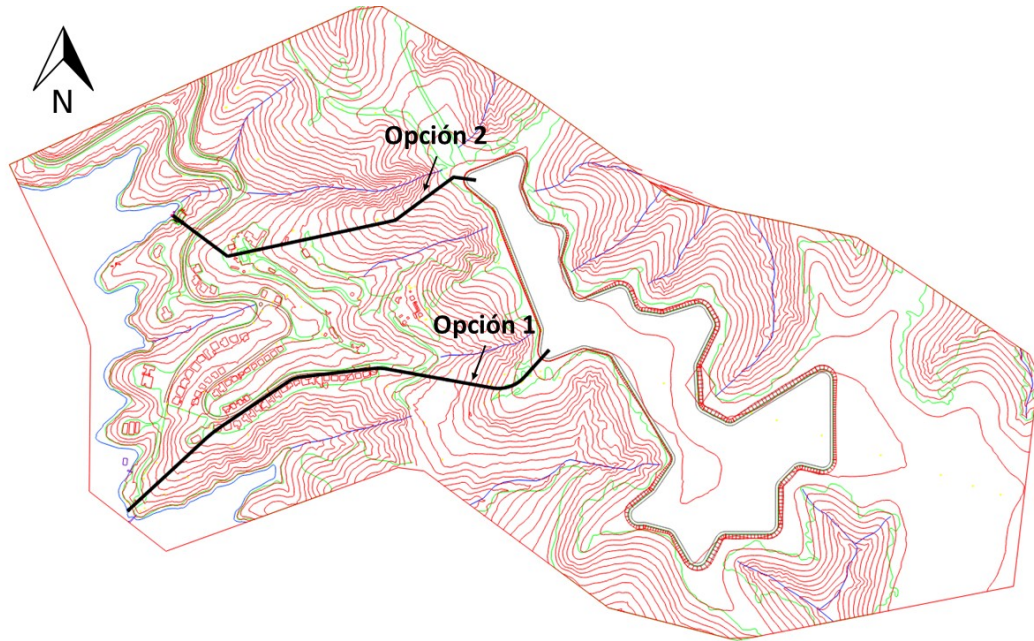


Figura 3.3: Visualización en planta del reservorio superior y opciones de trazado de tuberías.

3.4. Potencias y Caudales

Para el cálculo de la potencia y caudal esperables de la planta en el ciclo de generación de esta, se consideraron 4 opciones factibles dados los antecedentes explicados anteriormente. Se consideraron ambos trazados de tuberías de largos 1036 [m] y 630 [m], junto con los dos materiales más factibles para la construcción de tuberías, por un lado el acero convencional y por otro las tuberías de plástico reforzado con fibra de vidrio (PRFV). En adición a estos, se realizará el estudio de potencias para los casos de bombear durante 8 horas y generar durante 8 horas, junto con el escenario de bombear durante las mismas 8 horas pero generar en un lapso de tiempo menor de 4 horas. Este último escenario se estudiará dada la posibilidad de centrar las horas de generación en torno al peak de costos marginales observado en la figura 3.1 de la sección 3.1, todo lo anterior para los casos de 1 y 2 líneas de tuberías de diámetros internos constantes tales como los que se mencionaron en la sección 3.2.

Para el cálculo de altura de generación de la central PHS, se consideraron como punto del pelo de agua en el reservorio superior (h_i), punto de restitución de aguas (h_f) y como resultado de su diferencia la altura bruta o geométrica ($H_{geométrica}$) las cotas y altura expuestas en la tabla 3.9. Cabe destacar en este apartado que la cota de restitución de aguas fue seleccionada de tal manera que coincidiera con el nivel medio de aguas del Embalse Rapel el cual oscila entre los 104,7 m.s.n.m y los 100,6 m.s.n.m.

Tabla 3.9: Cotas superior e inferior de la central PHS para el cálculo de altura geométrica.

h_i [msnm]	245,2
h_f [msnm]	102,7
$H_{geométrica}$ [m]	142,6

3.4.1. Caso 8 Horas de Generación y 8 Horas de Bombeo

Considerando los diferentes escenarios posibles ya mencionados para la línea de agua, se identificarán de manera arbitraria como sigue:

- Escenario A.1: Opción 1 de trazado, tuberías de acero y 1 línea de tuberías.
- Escenario A.2: Opción 1 de trazado, tuberías de acero y 2 líneas de tuberías.
- Escenario B.1: Opción 1 de trazado, tuberías de PRFV y 1 línea de tuberías.
- Escenario B.2: Opción 1 de trazado, tuberías de PRFV y 2 líneas de tuberías.
- Escenario C.1: Opción 2 de trazado, tuberías de acero y 1 línea de tuberías.
- Escenario C.2: Opción 2 de trazado, tuberías de acero y 2 líneas de tuberías.
- Escenario D.1: Opción 2 de trazado, tuberías de PRFV y 1 línea de tuberías.
- Escenario D.2: Opción 2 de trazado, tuberías de PRFV y 2 líneas de tuberías.

Considerando los parámetros asociados a las tuberías que se muestran para cada escenario en la tabla 3.10, junto con los parámetros físicos asociados al flujo de agua dentro de la tubería explicitados en la tabla 3.11 idéntico en todos los casos, es posible obtener una aproximación de las pérdidas friccionales esperadas de esta configuración utilizando el método explicado en la sección 2.5.3, donde f es determinado mediante el ábaco de Moody por el número de Reynolds del flujo y la rugosidad relativa de la tubería (ϵ/D). El resultado de este cálculo se presenta en la tabla 3.12, en donde Λ_f son las pérdidas friccionales del sistema en metros para los escenarios descritos.

Tabla 3.10: Parámetros asociados a las tuberías para el cálculo de pérdidas de carga friccional, considerando 8 horas de generación y 8 horas de bombeo.

Escenario	L [m]	D [mm]	ϵ [mm]	ϵ/D [-]
A.1	1036	2000	0,06	$3,00 \cdot 10^{-5}$
A.2	1036	1400	0,06	$4,29 \cdot 10^{-5}$
B.1	1036	2800	0,0015	$5,36 \cdot 10^{-7}$
B.2	1036	2000	0,0015	$7,50 \cdot 10^{-7}$
C.1	630	2000	0,06	$3,00 \cdot 10^{-5}$
C.2	630	1400	0,06	$4,29 \cdot 10^{-5}$
D.1	630	2800	0,0015	$5,36 \cdot 10^{-7}$
D.2	630	2000	0,0015	$7,50 \cdot 10^{-7}$

Tabla 3.11: Parámetros asociados al flujo de agua dentro de la tubería para escenarios con tubería de acero (A y C) y tubería de PRFV (B y D) considerando 8 horas de generación y 8 horas de bombeo.

	Acero	PRFV
$u_T = u_B$ [m/s]	6	3
ν [m ² /s]	$1 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-6}$

Tabla 3.12: Parámetros asociados a las pérdidas friccionales dentro de la tubería, considerando 8 horas de generación y 8 horas de bombeo.

Escenario	Re [-]	f [-]	J [-]
A.1	$1 \cdot 10^7$	0,011	0,0101
A.2	$8 \cdot 10^6$	0,011	0,0144
B.1	$8 \cdot 10^6$	0,008	0,0013
B.2	$6 \cdot 10^6$	0,008	0,0018
C.1	$1 \cdot 10^7$	0,011	0,0101
C.2	$8 \cdot 10^6$	0,011	0,0144
D.1	$8 \cdot 10^6$	0,008	0,0013
D.2	$6 \cdot 10^6$	0,008	0,0018

Tabla 3.13: Pérdidas de carga friccionales y totales por escenario considerando 8 horas de generación y 8 horas de bombeo.

Escenario	Λ_f [m]	$\Sigma \Lambda$ [m]
A.1	10,5	11,5
A.2	14,9	16,4
B.1	1,4	1,5
B.2	1,9	2,1
C.1	6,4	7,0
C.2	9,1	10,0
D.1	0,8	0,9
D.2	1,2	1,3

Para los distintos escenarios, considerando la altura geométrica de la central de 144,6 [m] y las pérdidas de carga presentadas anteriormente en la tabla 3.12, se realiza el cálculo de las respectivas potencias de turbinación y bombeo aproximadas esperables de la central PHS como se indicó anteriormente en la ecuación 2.1 y 2.3 de la sección 2.5.1 y 2.5.2 respectivamente, entregando los resultados que se presentan en la tabla 3.14.

Tabla 3.14: Potencias de turbinación y bombeo considerando 8 horas de bombeo y 8 horas de generación.

Escenario	P_T [MW]	P_B [MW]
A.1	22,0	25,9
A.2	20,7	26,2
B.1	23,2	23,8
B.2	23,6	24,3
C.1	22,8	25,2
C.2	21,8	25,2
D.1	23,3	24,3
D.2	23,7	24,2

En adición a las potencias máximas esperables para las distintas configuraciones expresadas en la tabla anterior, se presenta en la tabla 3.15 el límite de energía máximas producible anual por la central PHS (E_T) y límite de energía requerida para bombeo (E_B). Cabe mencionar que dados los alcances de esta memoria, estos cálculos fueron realizados suponiendo que la central genera las 8 horas del día a máxima potencia los 365 días del año, mismas consideraciones que para su ciclo de bombeo. Queda propuesto para una etapa más avanzada el modelamiento a detalle.

Tabla 3.15: Energía anual de turbinación y bombeo considerando 8 horas de bombeo y 8 horas de generación diarias.

Escenario	E_T [GWh/año]	E_B [GWh/año]
A.1	64,23	75,69
A.2	60,58	76,55
B.1	67,75	69,36
B.2	68,84	71,07
C.1	66,44	73,48
C.2	63,67	73,45
D.1	68,03	69,08
D.2	69,24	70,67

3.4.2. Caso 4 Horas de Generación y 8 Horas de Bombeo

Considerando los mismos escenarios de la sección anterior, se presentarán los cálculos de pérdidas friccionales, potencias máximas y energía anual en el caso de considerar una fase de generación de la central PHS en Rapel de 4 horas y una fase de bombeo de 8 horas.

Al igual que en el caso de la sección 3.4.1, se calculará la pérdida friccional (Λ_f) en base a la rugosidad del acero ($\epsilon = 0,06$ [mm]) y del PRFV ($\epsilon = 0,0015$) para los 2 posibles trazados estudiados en esta memoria como se observa en la tabla 3.16 con los diámetros internos de tuberías ya mencionados en la sección 3.2.

A diferencia del caso de generación anterior, al existir una diferencia entre el tiempo

destinado a la fase de generación y la fase de bombeo, se considerará que la velocidad del flujo de diseño será la máxima permisible para el caso de la fase más breve (generación) y distinta a la de su contraparte. Esto último queda explicitado en la tabla 3.17 en la cual la velocidad y por ende el caudal de la fase de bombeo será la mitad del considerado para la fase de generación (dado que el tiempo de bombeo es el doble del de turbinación).

Tabla 3.16: Parámetros asociados a las tuberías para el cálculo de pérdidas de carga friccional, considerando 4 horas de generación y 8 horas de bombeo.

Escenario	L [m]	D [mm]	ϵ [mm]	ϵ/D [-]
A.1	1036	2800	0,06	$2,14 \cdot 10^{-5}$
A.2	1036	2000	0,06	$3,00 \cdot 10^{-5}$
B.1	1036	4000	0,0015	$3,75 \cdot 10^{-7}$
B.2	1036	2800	0,0015	$5,36 \cdot 10^{-7}$
C.1	630	2800	0,06	$2,14 \cdot 10^{-5}$
C.2	630	2000	0,06	$3,00 \cdot 10^{-5}$
D.1	630	4000	0,0015	$3,75 \cdot 10^{-7}$
D.2	630	2800	0,0015	$5,36 \cdot 10^{-7}$

Tabla 3.17: Parámetros asociados al flujo de agua dentro de la tubería para escenarios con tubería de acero (A y C) y tubería de PRFV (B y D) considerando 4 horas de generación y 8 horas de bombeo.

	Acero	PRFV
u_T [m/s]	6	3
u_B [m/s]	3	1,5
ν [m ² /s]	$1 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-6}$

Como se mencionó, al contar en este caso con 2 velocidades de flujo distintas, una asociada a la fase de turbinación (u_T) y otra a la fase de bombeo (u_B), implicará el realizar su correspondiente distinción en cuanto a parámetros asociados a las pérdidas friccionales se refiere, los resultados de estos cálculos se presentan en la tabla 3.19 en donde se distinguen las pérdidas asociadas a la fase de turbinación ($\sum \Lambda_T$) y las pérdidas asociadas a la fase de bombeo ($\sum \Lambda_B$).

Tabla 3.18: Parámetros asociados a las pérdidas friccionales dentro de la tubería, considerando 4 horas de generación y 8 horas de bombeo.

Escenario	Re_T [-]	Re_B [-]	f [-]	J_T [-]	J_B [-]
A.1	$2 \cdot 10^7$	$8 \cdot 10^6$	0,011	0,0072	0,0018
A.2	$1 \cdot 10^7$	$6 \cdot 10^6$	0,011	0,0101	0,0025
B.1	$1 \cdot 10^7$	$6 \cdot 10^6$	0,008	0,0009	0,0002
B.2	$8 \cdot 10^6$	$4 \cdot 10^6$	0,008	0,0013	0,0003
C.1	$2 \cdot 10^7$	$8 \cdot 10^6$	0,011	0,0072	0,0018
C.2	$1 \cdot 10^7$	$6 \cdot 10^6$	0,011	0,0101	0,0025
D.1	$1 \cdot 10^7$	$6 \cdot 10^6$	0,009	0,0010	0,0003
D.2	$8 \cdot 10^6$	$4 \cdot 10^6$	0,009	0,0015	0,0004

Tabla 3.19: Pérdidas de carga friccionales y totales por escenario considerando 8 horas de generación y 8 horas de bombeo.

Escenario	Λ_{fT} [m]	Λ_{fB} [m]	$\Sigma \Lambda_T$ [m]	$\Sigma \Lambda_B$ [m]
A.1	7,5	1,9	8,2	2,1
A.2	10,5	2,6	11,5	2,9
B.1	1,0	0,2	1,0	0,3
B.2	1,4	0,3	1,5	0,4
C.1	4,5	1,1	5,0	1,2
C.2	6,4	1,6	7,0	1,7
D.1	0,7	0,2	0,7	0,2
D.2	0,9	0,2	1,0	0,3

Considerando las pérdidas expuestas en la tabla anterior se procede con el cálculo de las potencias máximas esperables en la central PHS en Rapel de considerar el caso de generar durante 4 horas y realizar la fase de bombeo durante 8 horas en la tabla 3.20. Cabe destacar en este apartado que si bien las potencias de bombeo requeridas son similares al caso anterior de generar durante 8 horas detallado en la sección 3.4.1 dado que se consideran las mismas horas para la fase de bombeo, estas en realidad son menores dado que los diámetros considerados para la tubería son mayores al anterior caso y la velocidad es reducida a la mitad, disminuyendo de esta forma las pérdidas friccionales.

Tabla 3.20: Potencias de turbinación y bombeo considerando 8 horas de bombeo y 4 horas de generación.

Escenario	P_T [MW]	P_B [MW]
A.1	44,2	23,8
A.2	44,0	24,5
B.1	47,5	24,0
B.2	46,4	23,6
C.1	45,3	23,7
C.2	45,5	24,3
D.1	47,6	24,0
D.2	46,6	23,5

Al igual que en el caso descrito en la sección 3.4.1, se presenta en la tabla 3.21 el límite de energía máximas producible anual por la central PHS (E_T) y límite de energía requerida para bombeo (E_B). Cabe mencionar que dados los alcances de esta memoria, estos cálculos fueron realizados suponiendo que la central genera las 4 horas del día a máxima potencia los 365 días del año, mismas consideraciones que para su ciclo de bombeo. Queda propuesto para una etapa más avanzada el modelamiento a detalle.

Tabla 3.21: Energía anual de turbinación y bombeo considerando 8 horas de bombeo y 4 horas de generación diarias.

Escenario	E_T [GWh/año]	E_B [GWh/año]
A.1	64,52	69,63
A.2	64,23	71,46
B.1	69,35	70,17
B.2	67,75	68,82
C.1	66,07	69,24
C.2	66,44	70,90
D.1	69,51	70,13
D.2	67,98	68,76

Finalmente y por motivos de extensión del presente trabajo de memoria, se continuará el análisis de predimensionamiento, evaluación económica y análisis de riesgos, para el escenario C.1 en los casos de generación durante 8 y 4 horas con iguales 8 horas consideradas para el ciclo de bombeo, los cuales consideran caudales iguales a 18,85 [m³/s] y 36,95 [m³/s] respectivamente .

3.5. Predimensionamiento de Obras Civiles y Equipos

3.5.1. Reservorio superior

El reservorio superior del sistema PHS proyectado en Rapel tiene distintas consideraciones que afectaron el volumen almacenable en este el cual como ya fue mencionado se considera

de 550.000 [m³]. Dentro de las consideraciones más importantes y que mayor impacto tienen en el volumen son primero, el considerar como límite en planta la vegetación arbórea de la zona, quedando el pie del talud exterior del pretil limitado por esta restricción.

Como segundo aspecto más relevante en el área en planta del reservorio superior se encuentra el evitar posibles interferencias con otros proyectos situados en la zona.

La tercera variable que afecta en mayor medida al tamaño del reservorio, es la altura de muro considerada para el pretil, el cual en esta etapa conceptual del proyecto se consideró un límite de altura máxima de 8 metros con un talud de razón H:V de 3:2, tanto para la cara externa del talud como la cara interna como se ejemplifica en la figura 3.4.

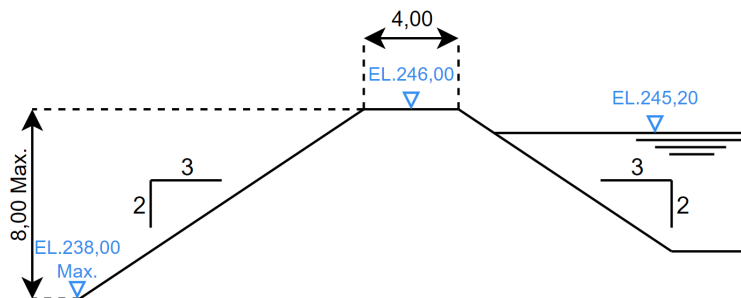


Figura 3.4: Corte de muro pretil del reservorio superior.

Con estas consideraciones en cuenta, se definió el coronamiento del pretil en la cota 246 m.s.n.m. con un ancho de 4 metros y radios de curvatura de 20 metros, pensado para el tránsito de maquinaria por sobre el pretil tanto en su periodo de construcción como en la etapa de operación y mantenimiento de éste. Para esta etapa de predimensionamiento, se considera una revancha desde el coronamiento equivalente al 10 % de la altura máxima del muro, igual a 0,8 [m], lo cual posiciona nivel máximo de aguas del reservorio en la cota 245,2 m.s.n.m.. El área de afectación en planta de esta obra se proyecta aproximadamente en 202.000 [m²]. La excavación estimada para la materialización de la obra es de 479.000 [m³] y un relleno de 99.000 [m³].

Como método de impermeabilización de la obra, se considera el uso de geomembrana tanto en el fondo como en las paredes internas del reservorio superior como se ejemplifica en la figura 3.5. La superficie estimada para la geomembrana es de 186.000 [m²].



Figura 3.5: Utilización de geomembrana como método de impermeabilización para Friosa en Chillán. Fuente: All Power Energy, s.f.

3.5.2. Obra de captación

La obra de captación considerada para la central PHS en Rapel es una obra que continúa desde el reservorio descrito en la sección anterior y conduce las aguas hasta la tubería en presión.

Dado que se trata de la continuación del reservorio superior, el coronamiento de esta obra es idéntico al del pretil igual a 246 m.s.n.m. con un ancho de 4 metros en ambas laderas, revancha de 0,8 [m], taludes H:V igual a 3:2 en su sección externa y 1:2 en el canal. Se considera un muro de contención compuesto de 2 muros alas de 14 metros de largo y un muro central donde irá la boca de la tubería de 20 metros, los muros cuentan con espesor de 0,3 [m] y una altura de 15,5 metros.

En cuanto al canal, este se considera de ancho basal igual a 0,5 [m] con taludes internos H:V igual a 1:2, y talud externo de razón H:V igual a 3:2 con un largo total aproximado de 74 metros. En el interior del canal se considera un recubrimiento de shotcrete de 0,1 [m] de espesor que en volumen alcanza los 180 [m³] aproximadamente.

La sumergencia requerida por la boca de la tubería, se determinó mediante la ecuación propuesta por Jost Knauss y los resultados se muestran en la tabla 3.22, en la cual S representa la sumergencia mínima requerida medida desde el eje de la tubería.

Tabla 3.22: Sumergencia crítica (S) en obra de toma del reservorio superior para los casos de generación de 8 y 4 horas.

Parámetro	8h Turb.	4h Turb.
v [m/s]	6	6
D [m]	2	2,8
F [-]	1,35	1,14
S/D [-]	3,2	2,8
S [m]	6,4	7,8

3.5.3. Tubería en presión

Si bien el predimensionamiento de la tubería en presión del sistema PHS proyectado en Rapel ya fue abordado de manera inicial en las secciones 3.4.1 y 3.4.2, llegando a valores de largo de tubería y diámetro tentativos, en este apartado se revisarán algunas de las consideraciones tomadas en el sistema de apoyo de la tubería en el suelo, espesores adoptados según tramo y más.

Comenzar mencionando que dado que el presente trabajo de memoria trata de un estudio conceptual, los diámetros internos de tuberías se consideran fijos a lo largo de esta, sin embargo, no se descarta la posibilidad de optar por una solución telescópica en una etapa más avanzada del proyecto cuya evaluación queda fuera de los alcances del presente trabajo.

En el caso de los espesores, estos si se consideran variables y dependientes de la presión hidrostática sobre ellas. El procedimiento seguido para la segmentación de tramos fue en base al criterio de minimizar el volumen de acero a utilizar en tuberías, de esta forma se definió un primer tramo de tubería comenzando desde la bocatoma y alcanzando un largo tal que el espesor requerido para soportar la presión hidrostática más 2 [mm] por concepto de desgaste de la tubería, sea igual al espesor mínimo requerido para el transporte de las tuberías. Luego los tramos siguientes estarán segmentados por cada milímetro de aumento en el espesor. El resultado de esta metodología entregó los tramos y valores de espesor que se muestran en la tabla 3.23 para el caso de generación durante 8 horas y en la tabla 3.24 para el caso de generación durante 4 horas.

Tabla 3.23: Espesor de tubería de acero calculada según espesor de transporte y espesor de presión hidrostática para caso de generación durante 8 horas.

Altura bruta	Parámetro	8h Turb.
Tramo (Hb->0-114)	Ptub + G.A [kg/cm2]	12,5
	Diámetro [m]	2
	e tpte [mm]	6,3
	e presión [mm]	5,0
	e seleccionado [mm]	7,0
Tramo (Hb->114-137)	Ptub + G.A [kg/cm2]	15,1
	Diámetro [m]	2
	e tpte [mm]	6,3
	e presión [mm]	6,0
	e seleccionado [mm]	8,0
Tramo (Hb->110-142,6)	Ptub + G.A [kg/cm2]	15,9
	Diámetro [m]	2
	e tpte [mm]	6,3
	e presión [mm]	6,4
	e seleccionado [mm]	9,0

Tabla 3.24: Espesor de tubería de acero calculada según espesor de transporte y espesor de presión hidrostática para caso de generación durante 4 horas.

Altura bruta	Parámetro	4h Turb.
Tramo (Hb->0-114)	Ptub + G.A [kg/cm2]	12,5
	Diámetro [m]	2,8
	e tpte [mm]	8,3
	e presión [mm]	7,0
	e seleccionado [mm]	9,0
Tramo (Hb->114-130)	Ptub + G.A [kg/cm2]	14,3
	Diámetro [m]	2,8
	e tpte [mm]	8,3
	e presión [mm]	8,0
	e seleccionado [mm]	10,0
Tramo (Hb->130-142,6)	Ptub + G.A [kg/cm2]	15,9
	Diámetro [m]	2,8
	e tpte [mm]	8,3
	e presión [mm]	8,9
	e seleccionado [mm]	11,0

Con los tramos ya definidos por altura bruta, se procedió con la determinación del largo propiamente tal de la tubería según la opción número 2 de trazado como ya se había mencionado en secciones anteriores. A partir del largo y el espesor, se determinó el volumen de acero de la tubería por tramo y con este valor se determinó el peso de acero requerido para las tuberías, suponiendo una densidad típica del acero de 7850 [kg/m³]. Los resultados obtenidos junto con el total de acero a utilizar en la extensión completa de la tubería se presenta en la tabla 3.25 para el caso de generación durante 8 horas y en la tabla 3.26 para el caso de generación de 4 horas.

Tabla 3.25: Toneladas de acero a utilizar en tuberías para el caso de generación durante 8 horas.

Tramo	Largo [m]	espesor [mm]	Volúmen por metro [m ³ /m]	Volumen total [m ³]	Peso total [ton]
(Hb->0-114)	552	7	0,044	24,4	191,3
(Hb->114-137)	60	8	0,050	3,0	23,8
(Hb->137-142,6)	22,36	9	0,057	1,3	10,0
				Total:	225,0

Tabla 3.26: Toneladas de acero a utilizar en tuberías para el caso de generación durante 4 horas.

Tramo	Largo [m]	espesor [mm]	Volumen por metro [m ³ /m]	Volumen total [m ³]	Peso total [ton]
(Hb->0-114)	552	9	0,079	43,8	344,2
(Hb->114-130)	54	10	0,088	4,8	37,4
(Hb->130-142,6)	28,36	11	0,097	2,8	21,6
				Total:	403,2

Dada la topografía del terreno y la necesidad de contar con cierta sumergencia en la obra de toma para evitar posibles vórtices, se tomó como decisión de diseño el enterrar gran parte de la estructura bajo suelo, dejando el tercio más cercano a la casa de máquinas de manera visible. Establecida esta decisión, aproximadamente los primeros 400 metros desde la toma la tubería se encontrará dentro de una zanja, la cual contará con una cama de arena de 0,3 [m] sobre la cual descansará la tubería. Esta zanja luego será cubierta con material de relleno hasta quedar completamente tapada. Por otro lado, la sección de la tubería que se encontrará sobre el suelo, contará con aproximadamente 35 sillas de apoyo como las presentes en el ejemplo de la figura 3.6, una cada 6 metros de tubería, las cuales consideran una estructura metálica que servirá de apoyo para la tubería y una fundación de hormigón tal que permita resistir la carga sobre ésta.



Figura 3.6: Utilización de sillas como apoyo de tuberías de acero. Fuente: Instituto de Ingeniería UNAM, 2021.

En adición a la cama de arena y sillas de apoyo, se considera el colocar machones de hormigón en los puntos de quiebre de la tubería, los cuales se proyectan de 50 centímetros de espesor y de 1 metro de fundación. Ejemplo de esta estructura se presenta en la figura 3.7.



Figura 3.7: Utilización de machón de hormigón como atraque de una tubería a presión. Fuente: Instituto de Ingeniería UNAM, 2021.

3.5.4. Casa de Máquinas

La casa de máquinas es aquella estructura conformada por un edificio cuya función es ser el lugar donde van montados los equipos hidráulicos y eléctricos que permiten la generación de electricidad a partir del flujo del agua a presión. Como consideración inicial para la determinación del tamaño a emplazar de esta obra, se consideró pertinente como primera aproximación el suponer que el tamaño de una turbobomba y sus elementos asociados serán similares en dimensiones a los de una turbina francis de misma potencia de turbinación.

Para el predimensionamiento de la casa de máquinas, se tomó como base el libro “Elementos básicos de diseño de un grupo generador”, de los autores Rodolfo Bennewitz Bastian y Jorge Espinosa Ihnen, en el cual como se mencionó en el capítulo de marco teórico en la sección 2.6.4, se considera que el grupo generador y sus elementos auxiliares quedan inscritos

en un cuadrado de dimensiones $S \times S$ siendo S el denominado módulo de la unidad.

Para determinar el módulo de la unidad primero es requisito determinar el número específico de la máquina, el cual como se observa en la ecuación 2.10 depende de la potencia de la turbina, su altura neta asociada y su velocidad de rotación. De estos 3 elementos se conocen con precisión los primeros 2, mientras que para conocer la velocidad de rotación adecuada se deberá recurrir al ábaco de la figura 2.7 del cual se obtienen 2 resultados distintos para los casos de estudio.

Para el primer caso en el cual la turbina genera durante 8 horas al día y cuya altura neta es de 135,6 [m] entregando una potencia de 22.753 [kW], se considera como adecuada una velocidad de rotación de 500 r.p.m. y una cantidad de 12 polos. El segundo caso en el cual se consideran 4 horas de generación diarias y 137,6 [m] de altura neta entregando una potencia de 45.253 [kW], se considera como pertinente una velocidad de rotación de 375 r.p.m. con una cantidad de polos igual a 16.

Luego con estos parámetros ya determinados y siguiendo las ecuaciones presentadas en la figura 2.11, se procedió con el cálculo de las dimensiones que tendría la turbina las cuales se presentan en la tabla 3.27.

Tabla 3.27: Dimensiones turbina francis según altura neta (H_n), número de polos (P), revoluciones por minuto (n) y Potencia para los casos de generación durante 8 y 4 horas.

Parámetro	8h Turb.	4h Turb.
H_n [m]	135,6	137,6
P [-]	12	16
n [r.p.m]	500	375
Potencia [kW]	22.753	45.253
n_s	163,1	169,5
D_3	1,4	1,9
D_1	1,4	1,9
D_2	1,4	1,9
H_1	0,2	0,3
H_2	0,5	0,7
A	1,5	2,1
B	2,0	2,8
C	2,3	3,1
D	2,5	3,5
E	1,9	2,6
F	2,5	3,4
G	2,1	2,9
H	1,8	2,5
I	0,3	0,4
L	1,4	1,9
M	0,9	1,2
N	3,9	5,3
O	2,4	3,2
P	1,8	2,5
Q	1,0	1,4
R	2,0	2,7
S	7,3	9,9
T	2,2	3,0
U	0,6	0,8
V	2,0	2,7
Z	4,0	5,5

Luego de determinadas las dimensiones de la turbina y siguiendo con lo explicado anteriormente en la sección 2.6.4, se puede determinar el ancho del caracol calculado siguiendo el procedimiento descrito en el marco teórico entregando los resultados que se muestran en la tabla 3.28, el cual para rotaciones de turbina de 375 r.p.m. o menores determina el tamaño del módulo de la unidad generadora.

Tabla 3.28: Diámetro del caracol asociado a una turbina francis, para los casos de generación durante 8 y 4 horas.

	8h Turb.	4h Turb.
$D_{caracol}$ [m]	5,1	6,9

Con la finalidad de determinar el diámetro del rotor del generador asociado a una turbina francis, se requiere determinar la velocidad de embalamiento del sistema, el cual como se mostró anteriormente en la ecuación 2.11 depende únicamente del número específico de la turbina y la velocidad del régimen. Posteriormente siguiendo lo descrito en la ecuación 2.12 para determinar el diámetro del rotor, asumiendo un valor de velocidad máxima de diseño de 150 [m/s], procediendo con los cálculos se llegan a los resultados de diámetro de rotor expuestos en la tabla 3.29, los cuales para velocidades de rotación por sobre los 375 r.p.m. determinan el tamaño del módulo de la unidad generadora.

Tabla 3.29: Diámetro de rotor del generador asociado a una turbina francis, según velocidad de embalamiento (N_e), velocidad del régimen (N) y velocidad máxima (V_{max}) para los casos de generación durante 8 y 4 horas.

Parámetro	8h Turb.	4h Turb.
N_e/N [-]	1,8	1,8
N_e [r.p.m]	883,9	666,5
V_{max} [m/s]	150	150
D_{rotor} [m]	3,2	4,3

Finalmente, con los valores calculados se procede a determinar el módulo de la unidad generadora para ambos casos de generación siguiendo el procedimiento descrito en la sección 2.6.4, en donde para el caso de generación durante 8 horas diarias, el módulo de la unidad queda determinado por $S = D_{Rotor} + 8,3[m]$ y para el caso de generación durante 4 horas como $S = D_{caracol} + 4,16[m]$, resultando en lo expuesto en la tabla 3.30, de donde se tomó como aproximación un módulo de la unidad igual a 12 [m] que abarca una casa de máquinas suficiente en ambos escenarios.

Tabla 3.30: Longitud del módulo del grupo generador de una turbina francis para los casos de generación durante 8 y 4 horas.

	8h Turb.	4h Turb.
Módulo de la unidad [m]	11,5	11,1

Dado que el resultado del módulo de la unidad generadora fue de aproximadamente 12 metros, el tamaño proyectado de la casa de máquinas será el suficiente para contar con el espacio necesario para el grupo generador y sus sistemas auxiliares y un patio adyacente para

futuras mantenciones y reparaciones de los equipos, lo cual implica un tamaño de casa de máquina a considerar para el proyecto de 2SxS.

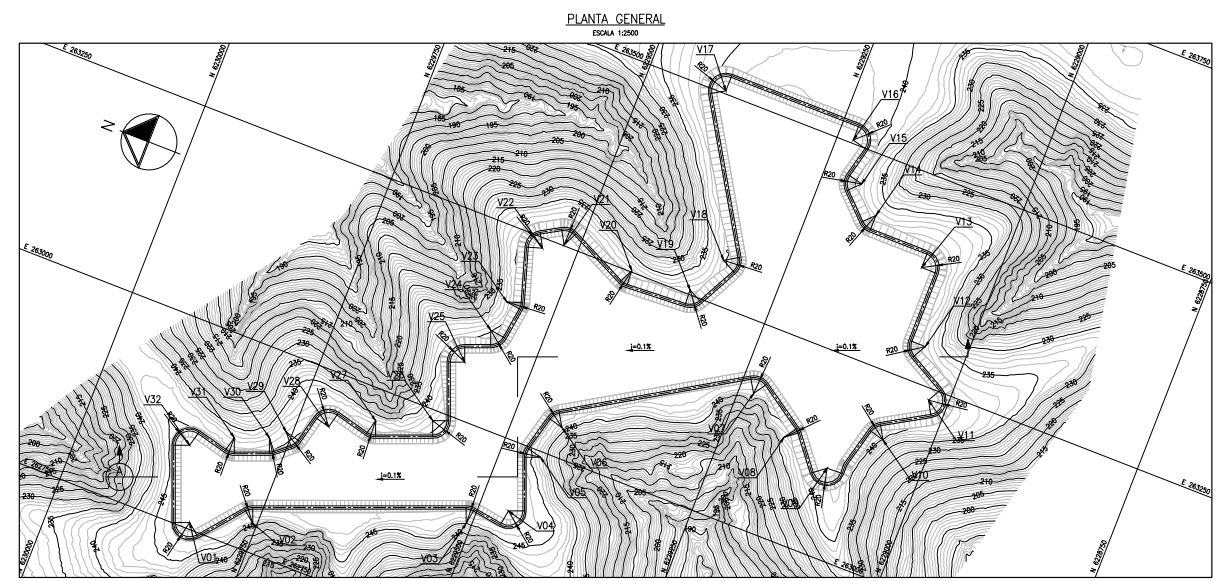
Continuando con el predimensionamiento de la casa de máquina y sus consideraciones, punto importante a presentar en esta sección es la sumergencia requerida por la turbina cuando ésta se encuentre en funcionamiento. Esto se determinó siguiendo lo propuesto en las ecuaciones 2.13 y 2.14 del marco teórico, tomando como supuesto una temperatura del agua de 15,6°C para el cálculo de la presión de vapor. EL resultado de estos cálculos se presenta a continuación en la tabla 3.31, en la cual cabe recalcar que H_S es medido desde la altura D_3 de la turbina como se muestra en la figura 2.13, por lo cual dado que este presenta valores negativos implica la necesidad de posicionar la turbina a una cota bajo una distancia H_S de la cota mínima del Embalse Rapel.

Tabla 3.31: Altura de aspiración recomendada (H_S) según coeficiente de cavitación crítica para turbina francis (σ_c) y presión atmosférica menos presión de vapor (H_{bar}) para los casos de generación de 8 y 4 horas.

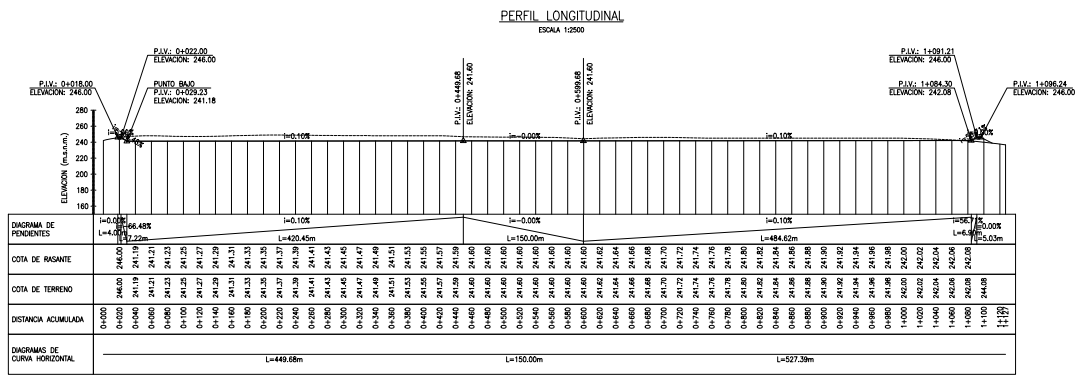
Parámetro	8h Turb.	4h Turb.
σ_c [-]	0,099	0,105
H_{bar} [mca]	10,03	10,03
H_S [m]	-3,43	-4,37

3.6. Planos

A continuación se presentan los planos de las obras mayores contempladas en la central PHS, en la figura 3.8 se presenta el plano general de las obras y su ubicación. En la figura 3.9, se presentan la distribución de las obras mayores de la central PHS en Rapel. En la figura 3.10 se presenta el plano del reservorio superior junto con las coordenadas de sus vértices y un perfil longitudinal. En la figura 3.11 se presenta la obra de captación y entrega de la central junto con cortes longitudinal y transversal de esta. La tubería en presión se muestra en la figura 3.12, las cuales comienzan desde la obra de toma y entrega de la central y permiten llevar el agua hasta la casa de máquinas. En la figura 3.13 se muestra el plano en planta de excavación considerada para la casa de máquinas, en la cual se consideraron taludes segmentados y en la figura 3.14 se muestra la planta general de la casa de máquinas.



CUADRO DE COORDENADAS		
VERTICE	NORTE	ESTE
V01	6229828.21	262794.29
V02	6229795.25	262796.47
V03	6229804.80	262882.35
V04	6229445.09	262916.18
V05	6229450.32	262993.14
V06	6229438.85	263037.51
V07	6229211.17	263145.97
V08	6229175.77	263126.41
V09	6229111.71	263102.31
V10	6229059.49	263168.49
V11	6229024.38	263226.40
V12	6229025.44	263296.37
V13	6229002.44	263386.70
V14	6229189.28	263426.70
V15	6229020.27	263464.83
V16	6229229.87	263504.05
V17	6229400.44	263500.79
V18	6229376.31	263520.41
V19	6229352.01	263525.75
V20	6229428.57	263521.60
V21	6229519.03	263521.04
V22	6229442.56	263527.44
V23	6229460.05	263518.87
V24	6229565.85	263518.60
V25	6229591.63	263509.24
V26	6229592.39	263596.98
V27	6229658.90	263641.00
V28	6229716.73	263623.68
V29	6229752.91	263907.41
V30	6229774.87	263893.12
V31	6229815.70	263871.23
V32	6229864.22	263846.19



PREPARADO POR:		REVISADO POR:		APROBADO POR:			
R.O./A.J.A./A.J.A.	R.O.D.	R.O.D.	R.O.D.	R.O.D.	R.O.D.	X	X
UNIDAD DIM	ESCALA	FECHA	VERSION			X	X
m	INDICADA	JUL.-2023	A			X	X
PLANO Nº			LAMINA			X	X
			001				

Figura 3.10: Planta general del reservorio superior. Fuente: Guzmán Vargas, R.

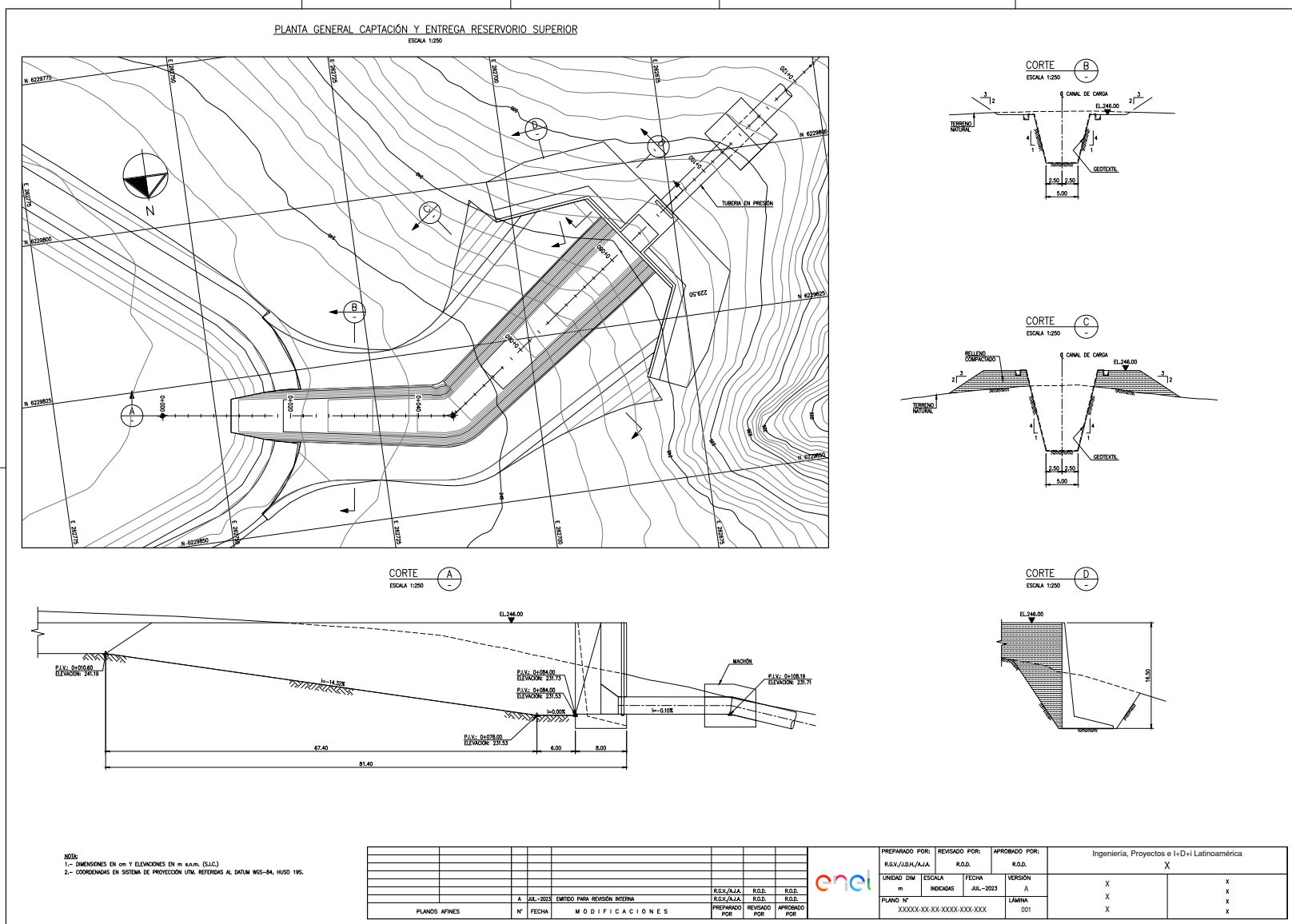


Figura 3.11: Planta general obra de captación y entrega al reservorio superior. Fuente: Guzmán Vargas, R.

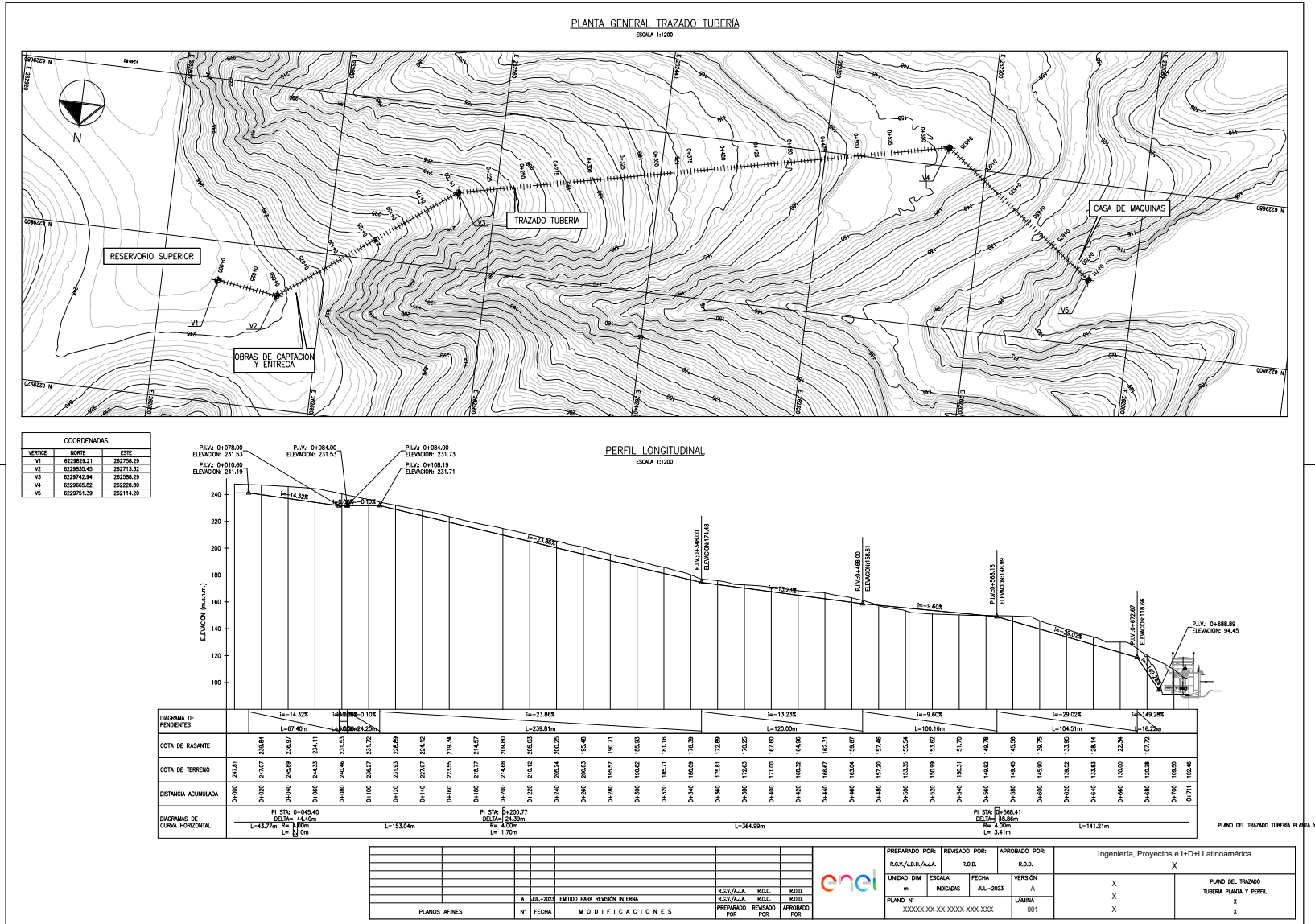


Figura 3.12: Plano general trazado tubería. Fuente: Guzmán Vargas, R.

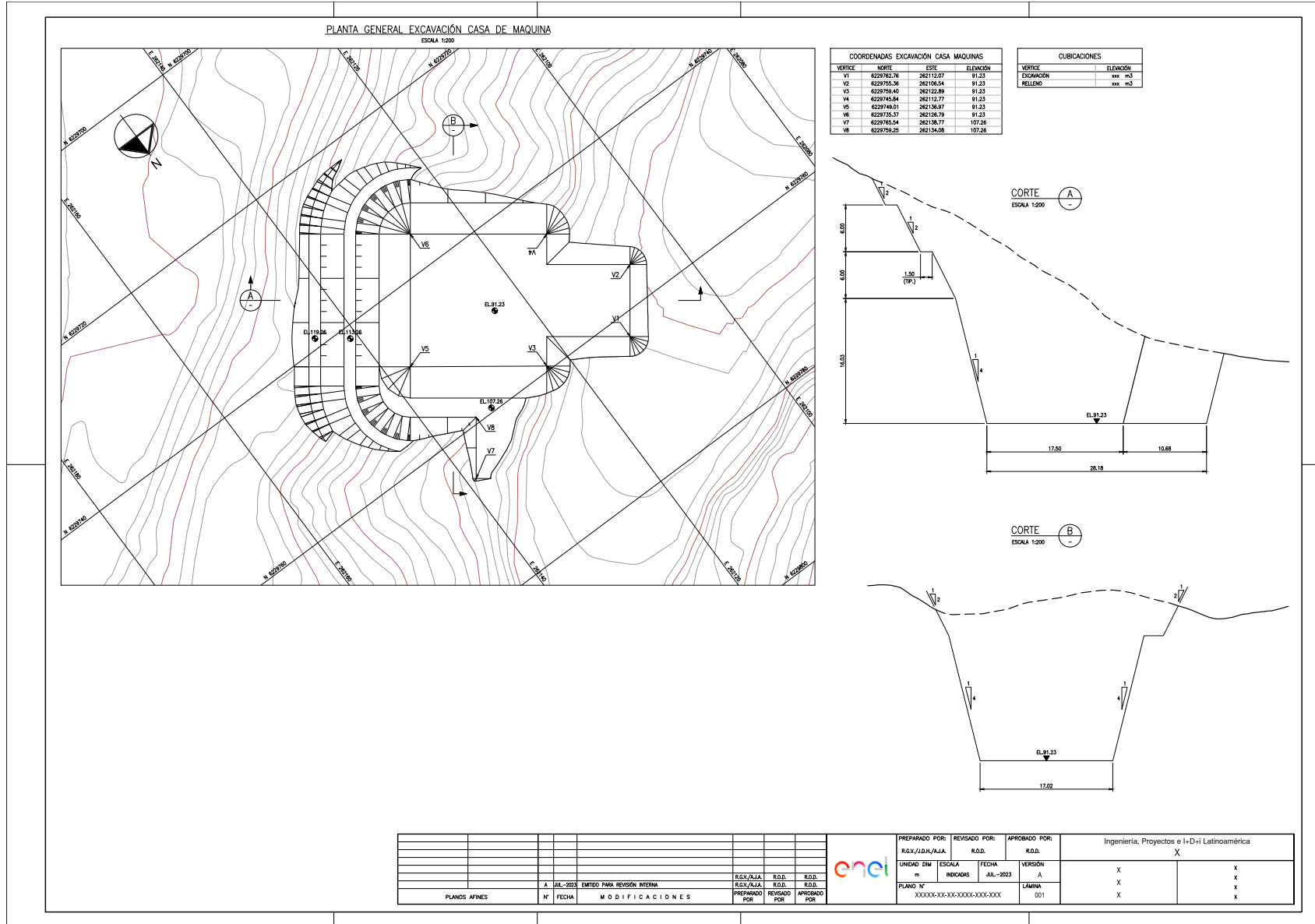


Figura 3.13: Planta general excavación casa de máquinas. Fuente: Guzmán Vargas, R.

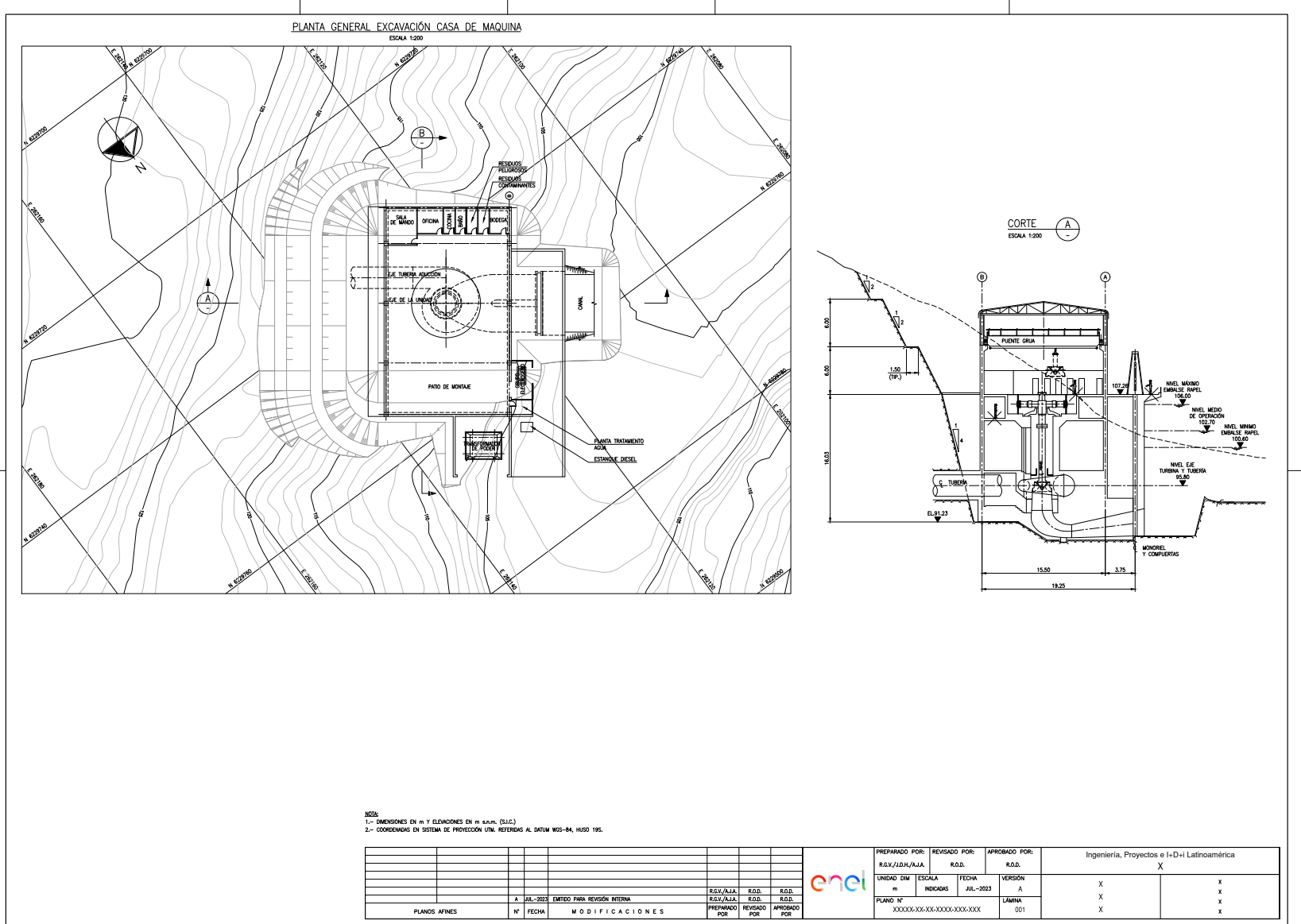


Figura 3.14: Planta general casa de máquinas. Fuente: Guzmán Vargas, R.

Capítulo 4

Evaluación Económica

4.1. Partidas

En esta sección se mostrará un itemizado de partidas por obra de la central PHS proyectada en Rapel, en el cual se consideran los desarrollos y resultados obtenidos del predimensionamiento de las obras realizado en la sección 3.5 del capítulo 3.

En adición a lo mencionado, se agregaron diferentes partidas las cuales se consideran necesarias para la realización del proyecto que dado el alcance de la memoria no pudieron ser desarrollados en mayor detalle, estos elementos son: Obra de seguridad para el desagüe del reservorio superior; Compuertas planas de servicio y emergencia en la obra de captación previas a la tubería; Equipos tales como Turbobomba, Generador, y Transformador incluyendo suministro y montaje de ellos; Ataguía en la bahía del Embalse Rapel; Modificaciones a la subestación Rapel para la conexión de una nueva planta; Reposición de camino por el cual cruza la tubería en presión.

Dentro de las consideraciones aplicadas al caso de estudio dada la falta de estudios a detalle de la geología del sector a intervenir, se tiene el separar las excavaciones en dos grandes grupos, excavación en material común y excavación en roca. En las obras del reservorio superior, obra de toma y tubería forzada, se supuso que del total de excavación, un 80 % de este será de material común mientras que el restante 20 % será hecho en roca. En cambio para el caso de la casa de máquinas, dada su mayor profundidad de excavación, se supuso que el 20 % del total de excavación será en material común y el restante 80 % será realizado en roca. Considerar que en etapas más avanzadas del proyecto estos porcentajes podrían variar.

Otra de las aproximaciones realizadas en cuanto a las partidas de las obras, es el caso de las armaduras de acero para las estructuras de hormigón armado. En estos casos se asumió un valor de cuantía a priori tentativo al no contar con ingeniería a detalle de las estructuras, la cual no se encuentra dentro de los alcances de esta memoria y queda propuesto para una etapa más avanzada del proyecto. Los valores de cuantías considerados fueron de 35 [kg/m³] para el caso de machones, 70 [kg/m³] para las fundaciones de las sillas de apoyo de la tubería en presión y 100 [kg/m³] en el caso de estructuras que se proyecta estarán afectas a soportar mayores esfuerzos como lo son el muro de contención de la obra de toma y su respectiva zona de compuertas.

A continuación en la tabla 4.1 se presenta el itemizado de cubicaciones por obra.

Tabla 4.1: Partidas por obras del proyecto PHS en Rapel

Ítem	Descripción	Unidad	8h Turb.	4h Turb
			Cantidades	
1	Reservorio Superior			
1.1	Excavación en material común (80 % Excavación Total)	m3	383000	383000
1.2	Excavación en roca (20 % Excavación Total)	m3	96000	96000
1.3	Rellenos de material de excavación	m3	99000	99000
1.4	Cubierta impermeabilización flexible con geomembrana sobre paredes y fondo	m2	186000	186000
1.5	Obra de seguridad	gl	1	1
2	Obra de captación			
2.1	Excavación en material común (80 % Excavación Total)	m3	3700	3700
2.2	Excavación en roca (20 % Excavación Total)	m3	900	900
2.3	Rellenos de material de excavación	m3	1800	1800
2.4	Shotcrete	m3	180	180
2.5	Hormigón	m3	255	265
2.6	Armadura Muro	Ton	25	27
2.7	Compuerta Plana Servicio	gl	1	1
2.8	Compuerta Plana Emergencia	gl	1	1
3	Tubería Forzada (L=630m)			
3.1	Tubería Acero	Ton	225	403
3.2	Excavación en material común (Zanja tubería) (80 % Excavación Total)	m3	14000	13000
3.3	Excavación en roca (20 % Excavación Total)	m3	4000	3000
3.4	Relleno Zanja Tubería	m3	1200	1100
3.5	Relleno suelo para tapar tubería	m3	6400	5700
3.6	Hormigón fundación sillas y machones	m3	70	140
3.7	Armadura fundación sillas y machones	ton	5	9
3.8	Sillas tubería (estructura metálica)	Unidad	35	35
3.9	Cama de Arena	m3	310	310
4	Casa de Máquinas			
4.1	Equipos (Turbobomba, Generador, Transformados) (suministro y montaje)	gl	1	1
4.2	Obras Civiles Edificio			
4.2.1	Excavación en material común (20 % Excavación Total)	m3	2000	2000
4.2.2	Excavación en roca (80 % Excavación Total)	m3	10000	10000
4.2.3	Construcción Edificio	gl	1	1
4.2.4	Material de Relleno	m3	3100	3100
4.3	Ataguía Embalse Rapel	gl	1	1
5	Líneas y subestaciones			
5.1	Conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	km	1,1	1,1
5.2	Modificaciones Subestación Rapel	gl	1	1
5.3	Líneas de servicios auxiliares (Conexión Obra Captación)	km	0,6	0,6
6	Accesos vehiculares			
6.1	Camino Acceso Casa de Máquina	km	0,3	0,3
6.2	Estandarización Camino Existente a Obra de captación	km	3,6	3,6
6.3	Camino Cruce Campamento (Reposición)	gl	1	1

4.2. Costos

El apartado de costos del presente trabajo tendrá como base el estudio realizado por la empresa consultora Inodú titulado “Estudio de determinación de costos por tecnología de generación” encargado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), en el cual dentro de la tecnología de los sistemas PHS, se realizó una comparación de 3 centrales de potencias entre 449 y 513 MW, con capacidades para generar durante un ciclo de 10 horas. El resultado que se obtuvo del estudio fueron los costos unitarios por kW de potencia instalada. Además y como respaldo de lo considerado por el estudio se presenta en la figura A.1 del anexo los costos por partida considerados en el cálculo global de precios del estudio.

Para realizar la comparación de manera que los datos presentados por el estudio fueran lo más representativos posible del escenario de central PHS propuesto en esta memoria, se consideró relevante utilizar como parámetro comparativo la relación entre el largo de la tubería de una central y su altura geométrica (L/H), el cual es óptimo cuando el valor es igual a 1 y cuanto más se aleje de este límite, mayor será el costo unitario por kW de la planta, esto se condice con lo mostrado en el estudio de Inodú en el cual como se muestra en la tabla 4.2 el cual es un extracto de los datos utilizados en el estudio, en donde a mayor índice L/H mayor el costo unitario.

Tabla 4.2: Tabla resumida con parámetros utilizados para la comparación de precios unitarios por kW de potencia instalada. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Inodú, 2019.

Parámetro	Opción 1	Opción 2	Opción 3
L/H [-]	8,11	3,90	4,92
Costo Unitario [USD/kW]	2.409	2.151	2.227

Al realizar el cálculo del índice escogido para el caso de la central de estudio de esta memoria mostrado en la tabla 4.3, se obtuvo un valor de $L/H = 4,36$ el cual se asocia con una potencia de 22.753 [kW] en el caso de considerar una generación durante 8 horas y con una potencia de 45.753 [kW] en el caso de generar durante 4 horas diarias.

Tabla 4.3: Índice L/H y potencia en kW propios de la central PHS estudiada para Rapel.

Parámetro	8h Turb.	4h Turb.
$H_{geométrica}$ [m]	144,6	144,6
$L_{tubería}$ [m]	630	630
L/H [-]	4,36	4,36
Potencia [kW]	22.753	45.253

Dado que el valor de L/H para la central PHS en Rapel se encuentra del rango de las centrales estudiadas por Inodú, se interpolaron los datos de estas opciones como se muestra

en la figura 4.1 y se dedujo que para el caso de un índice $L/H = 4,36$ el costo unitario es de aproximadamente 2.185 [USD/kW].

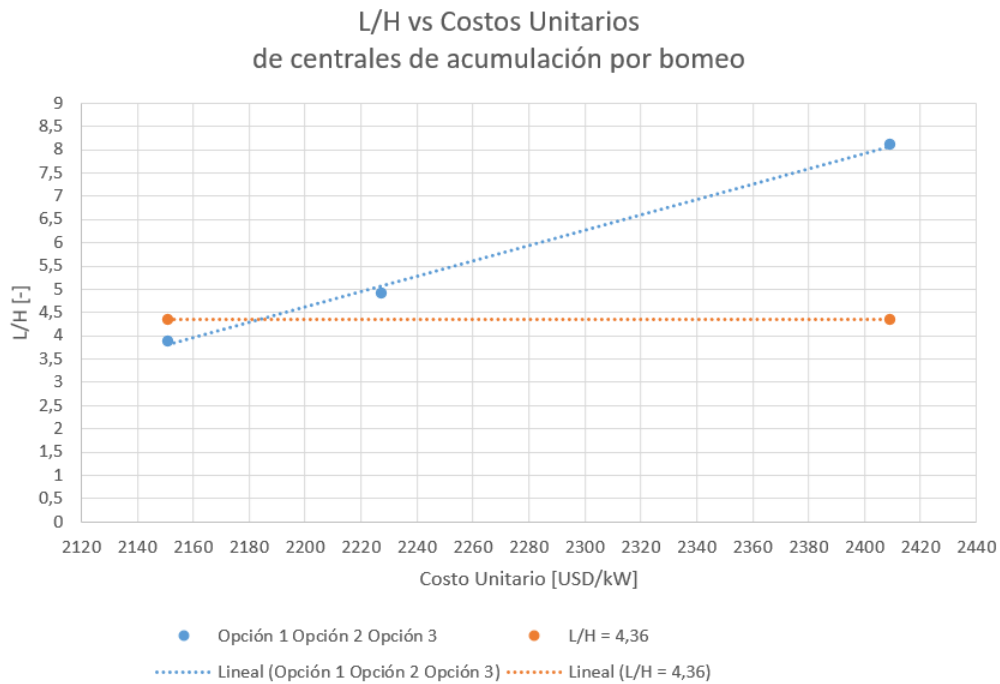


Figura 4.1: Regresión lineal de índice L/H para las opciones 1, 2 y 3 del estudio de costos por tecnología de generación por precio por kilowatt de potencia instalada.

Continuando con la determinación de costos, se procedió con el cálculo de costos relativos de las obras más relevantes en términos del total del proyecto para el caso de central PHS considerando un ciclo de generación de 8 horas. Para esto se utilizaron las relaciones analíticas 2.15, 2.16, 2.17, 2.18, 2.19, 2.20 y 2.21 del capítulo 2 extraídas del informe técnico de ENDESA (2011).

Como supuestos utilizados se tienen el asumir el reservorio superior como una obra de presa de relleno de igual capacidad y que existen ciertas obras que dado lo que se ha expuesto en el presente informe de memoria, son compartidas y de igual tamaño en los casos de generación durante 8 horas y 4 horas. Estas obras son el reservorio superior de 550.000 [m³], caminos al reservorio superior y caminos a la casa de máquina (dado que ambas se proyectan en la misma posición geográfica).

Mencionadas las consideraciones hechas, se procedió con el cálculo de la inversión requerida para el caso de la central PHS con ciclo de generación de 8 horas el cual se presenta en la tabla 4.4. El resultado fue de una inversión para las obras de reservorio superior (presa de relleno), caminos hacia el reservorio superior y caminos hacia la casa de máquinas de 41,8 millones de dólares [MUSD], representando un 84 % del total y una inversión para las obras de toma, tuberías y casa de máquinas de 7,9 [MUSD] siendo un 16 % del total, lo cual en síntesis hace referencia a una inversión total para el proyecto de 49,7 [MUSD] preliminarmente.

Tabla 4.4: Monto de inversión en millones de dólares para central PHS en Rapel considerando 8 horas de generación.

	Costo ^a [KUSD]	Costo Relativo	% del total	Inversión ^b [MUSD]
Presa de relleno	15267	74 %	84 %	41,8
Caminos nuevos normales (al reservorio superior)	1564	8 %		
Caminos difíciles (a la casa de máquinas)	425	2 %		
Bocatoma en embalses artificiales	142	1 %	16 %	7,9
Tuberías exteriores	594	3 %		
Casa de Máquinas	978	5 %		
Acero para tuberías	1570	8 %		
			TOTAL	49,7

^a Cifra según informe técnico de ENDESA (2011).

^b Cifra según estudio elaborado por Inodú (2019).

Para el caso de central PHS con ciclo de generación de 4 horas, como fue mencionado anteriormente, se utilizó como supuesto que esta comparte las mismas características y dimensiones para las 3 obras ya mencionadas (Reservorio superior, camino a reservorio superior y camino a casa de máquinas) y por ende se considerará que el monto asociado a dichas obras será idéntico al caso anterior pero suponiendo un porcentaje relativo al total de inversión diferente. De esta manera, se determinó que el costo relativo de inversión para el reservorio superior, caminos a reservorio superior y camino a casa de máquinas sería del 76 % del total con un monto de 41,8 [MUSD] y para el caso de las obras restantes (24 % del total) sería en base al aumento de potencia de la central al doble entregando un valor de 24,0 [MUSD]. Sumando ambos valores, se obtiene que la inversión total preliminar para una central PHS de las características mencionadas y un ciclo de generación de 4 horas sería de 65,8 [MUSD].

Tabla 4.5: Monto de inversión en millones de dólares para central PHS en Rapel considerando 4 horas de generación.

	Costo ^a [KUSD]	Costo Relativo	% del total	Inversión ^b [MUSD]
Presa de relleno	15267	67 %	76 %	41,8
Caminos nuevos normales (al reservorio superior)	1564	7 %		
Caminos difíciles (a la casa de máquinas)	425	2 %		
Bocatoma en embalses artificiales	248	1 %	24 %	24,0
Tuberías exteriores	901	4 %		
Casa de Máquinas	1556	7 %		
Acero para tuberías	2829	12 %		
			TOTAL	65,8

^a Cifra según informe técnico de ENDESA (2011).

^b Cifra según estudio elaborado por Inodú (2019).

En relación al plazo, con respecto a los equipos requeridos por la central, se espera que su tiempo de fabricación sea de aproximadamente 18 meses y en cuanto al tiempo de construcción de un proyecto de estas características, se encuentra entre los 18 y 24 meses. Para efectos de la evaluación económica a realizar, el costo total se considerará prorrateado en 2 años de construcción de la central PHS Rapel.

4.3. Ingresos

Para la determinación de los ingresos de la central, se consideró como horario de turbinación óptimo aquel en el cual se presentan las horas continuas con mayor costo marginal (CMg) promedio. Como se observa en la tabla 4.6, para el escenario de una central de turbinación durante 8 horas el horario óptimo se comprende entre las 20:00 y 3:59 con un CMg promedio de 153,2 [USD/MWh]. En el caso de una central con turbinación de 4 horas, el horario se acotaría entre las 20:00 y 23:59, con un CMg promedio de 170,8 [USD/MWh].

Tabla 4.6: Costo marginal medio anual por hora de la subestación Rapel junto con horarios de turbinación óptimos para casos de generación durante 8 y 4 horas.

		Hora	CMg [USD/MWh]
		1	137,6
		2	128,8
		3	122,5
		4	118,7
		5	119,7
		6	125,5
		7	138,9
		8	122,0
		9	72,1
		10	61,3
		11	67,1
		12	67,1
		13	62,7
		14	58,5
		15	58,5
		16	60,6
		17	74,9
		18	102,2
		19	119,6
Turb. 4h	Horario Turbinación 8h	20	158,9
		21	179,2
		22	178,4
		23	166,7
		24	153,2
		1	137,6
		2	128,8
		3	122,5
		4	118,7
		5	119,7
		6	125,5
		7	138,9

Luego para determinar el ingreso neto, se utilizaron los datos del estudio de Inodú (2019) en el cual, tomando como valor representativo de costo fijo el promedio entre las 3 centrales mencionadas en el estudio y determinando un costo variable en función de la energía generada por la central, se presentan en la tabla 4.7 los costos de operación y mantenimientos esperables de las opciones estudiadas en la presente memoria.

Tabla 4.7: Costos de operación y mantenimiento fijo y variables para los escenarios de generación durante 8 y 4 horas.

	Energía anual generada [MWh]	O&M variable [USD/MWh]	O&M variable [MUSD]	O&M fijo [MUSD]	O&M anual [MUSD]
Turb. 8h	66.440	2	0,13	0,01	0,14
Turb. 4h	66.070	2	0,13	0,01	0,14

Indicados los ingresos brutos y costos de O&M, se procedió con el cálculo de los ingresos netos de la planta como la diferencia entre estos dos valores, obteniendo los valores que se presentan resumidos en la tabla 4.8 expuesta a continuación.

Tabla 4.8: Ingreso neto esperable de la central PHS en Rapel para las opciones de turbinación durante 8 y 4 horas.

	O&M [MUSD/año]	Ingreso bruto [MUSD/año]	Ingreso neto [MUSD/año]
Turb. 8h	0,14	10,2	10,0
Turb. 4h	0,14	11,3	11,1

4.4. Indicadores económicos

Con la información expuesta en la sección anterior y considerando dos posibles tasas de descuento de 8 % y 10 % para el cálculo de ingresos actualizados para la evaluación económica, teniendo en cuenta 50 años como horizonte de evaluación, se obtiene como resultado los ingresos actualizados que se muestran a continuación en la tabla 4.9.

Tabla 4.9: Ingresos actualizados proyectados de las opciones de central para PHS en Rapel

	Ingresos anual neto [MUSD]	Ingresos Actualizados (Tasa 8 %) [MUSD]	Ingresos Actualizados (Tasa 10 %) [MUSD]
Turb. 8h	10,2	124,4	100,8
Turb. 4h	11,3	137,9	111,8

Como fue expuesto anteriormente en la sección 4.2 en las tablas 4.4 y 4.5, los montos de inversión aproximados para los escenarios de generación durante 8 y 4 horas son de 49,7 y 65,8 millones de dólares respectivamente. Se tomó como supuesto que el gasto de este dinero será prorrateado durante los 2 años estimados de construcción del proyecto, lo cual considerando tasas de 8 % y 10 % entrega como resultado los costos actualizados expuestos en la tabla 4.10.

Tabla 4.10: Costo actualizado al prorratear en 2 años los costos de construcción con tasas de descuento del 8 % y 10 %.

	Costo [MUSD]	Costo Actualizado (Tasa 8 %) [MUSD]	Costo Actualizado (Tasa 10 %) [MUSD]
Turb. 8h	49,7	55,8	57,4
Turb. 4h	65,8	73,9	76,0

Luego se determinó el valor actual neto (VAN) de ambas opciones de ciclo de generación con las tasas anteriormente mencionadas, obteniendo los resultados que se muestran a continuación en la tabla 4.11.

Tabla 4.11: Valor actual neto (VAN) de las opciones de generación durante 8 y 4 horas para tasas de descuento del 8 % y 10 %.

	VAN (Tasa 8 %)	VAN (Tasa 10 %)
Turb. 8h	66,9	42,1
Turb. 4h	62,4	34,5

Otro de los índices de evaluación económica verificados fue la tasa interna de retorno (TIR), la cual se determinó para ambas opciones de ciclo de turbinación, entregando los resultados que se presentan en la tabla 4.12.

Tabla 4.12: Tasa interna de retorno (TIR) de las opciones de generación durante 8 y 4 horas.

	TIR
Turb. 8h	16,1 %
Turb. 4h	13,9 %

Capítulo 5

Análisis de Constructibilidad y Riesgos

5.1. Análisis de constructibilidad de las obras

La constructibilidad de un proyecto es esencial para el éxito de la obra, y en el caso particular de esta, existen aspectos clave que son considerados al momento de la planificación. En primer lugar, existe la presencia de accesos vehiculares preexistentes a las diferentes áreas del proyecto, incluyendo caminos de tierra a la zona del reservorio superior, que junto a los terrenos del propio reservorio superior son propiedad de un privado y caminos pavimentados del antiguo campamento Rapel cercanos a la ubicación de los trazados para las tuberías en presión y casa de máquinas los cuales son propiedad de ENEL. Esto es un elemento crucial que facilita la logística y reduce posibles obstáculos durante la construcción. Estos accesos preexistentes permiten una movilización eficiente de maquinaria y personal, contribuyendo significativamente a la factibilidad del proceso constructivo.

Otro de los aspectos importantes a destacar de la zona estudiada es el contar con viabilidad geográfica para la realización de calicatas para determinar fundaciones y calicatas de exploración de yacimientos de áridos. Esta posibilidad, permitirá en etapas posteriores de ingeniería contar con información detallada sobre las condiciones del suelo y la calidad de materiales de construcción. Además, la identificación de yacimientos de áridos en la zona permitiría a futuro un abaratamiento de los costos de construcción totales. Observando desde otra perspectiva, de no considerar la explotación de yacimientos como fuente de insumos, al tratarse Rapel de una zona de fácil acceso, se tiene en cuenta la posibilidad de comprar el material necesario a otras fuentes.

De manera similar al punto anterior, existe el potencial de considerar el uso tanto de botaderos propios como el arrendar estos espacios a terceros, entregando una mayor flexibilidad en la gestión de los residuos de construcción.

En cuanto a la impermeabilización del reservorio superior, como fue mencionado anteriormente en la sección 3.5.1 será mediante el uso de geomembrana. Esta selección fue realizada en base a la durabilidad y sobretodo eficacia de esta opción por sobre otras. El uso de geomembrana permite reducir los riesgos de filtración al mínimo de manera independiente a las características de permeabilidad propias del sector a emplazar la obra.

Sumado a lo ya mencionado, otra de las ventajas de considerar un proyecto como el descrito en una zona como lo es el antiguo campamento Rapel, es la oportunidad de aprovechar infraestructura existente de manera total o parcial. En específico, existe la alternativa de utilizar parte de los sistemas ya construidos de saneamiento como base para una futura faena, permitiendo cumplir con estándares regulatorios ambientales minimizando los impactos negativos en el entorno circundante.

5.2. Riesgos e Incertidumbres

En esta sección, se realizará una breve descripción de los riesgos a los que el proyecto podría enfrentarse, en conjunto con las incertidumbres inherentes al trabajo conceptual realizado, quedando por fuera de los alcances temas a tratar con mayor detalle y análisis en futuras etapas del proyecto. Los temas a tratar serán separados en 5 categorías distintas: Obras del proyecto; Precios y Costos; Permisos y posibles requerimientos; Medioambiente; Competencias con otras tecnologías.

5.2.1. Obras del proyecto

Iniciando con los posibles riesgos e incertidumbres que podrían incidir en las diversas obras de la central, comenzar por mencionar que de manera general no se cuentan con estudios geotécnicos de la zona en la cual se proyecta la construcción de la central PHS, lo cual limita la oportunidad de entregar seguridad respecto a los taludes de excavaciones y rellenos optados a lo largo del presente trabajo de memoria, siendo únicamente taludes tentativos.

Ligado con el punto anterior, durante la etapa de cubicaciones tentativas del proyecto, se consideraron diferentes ponderadores a los volúmenes de excavación los cuales se subdividieron en excavación en material común y excavación en roca. Estos porcentajes están afectos a una gran incertidumbre, los cuales impactan de manera directa los costos de estas partidas.

Dentro de otra de las aproximaciones consideradas en el proyecto se encuentra el volumen de hormigón y cuantía consideradas para armaduras de obras compuestas de hormigón armado, a los cuales se consideró un volumen aproximado de las obras y una cuantía tentativa a partir de la experiencia del equipo en obras similares y que se resolverá con en el diseño de detalle de las obras.

Una de las grandes consideraciones del trabajo expuesto en el presente informe fue el optar por realizar los cálculos de la central PHS en Rapel suponiendo que esta se trataría de una central de tipo binaria, es decir, tendría una máquina capaz de cumplir sus funciones como turbina en las horas de generación y como bomba en el ciclo de bombeo, contando con un mismo sistema motor/generador. Esta elección fue hecha dada su mayor simplicidad para la determinación de tamaño de casa de máquinas, la cual fue realizada suponiendo que las dimensiones de una turbina reversibles son similares a las de una turbina francis de características técnicas como potencia y altura neta iguales. Se deja propuesto para futuras iteraciones del proyecto el determinar si esta configuración de central es efectivamente la más adecuada para el proyecto planteado.

Junto con las consideraciones explicadas para la casa de máquinas, su cota también fue

determinada siguiendo el supuesto de que la máquina tendría similares requerimientos de sumergencia los cuales fueron determinados solo para el caso del ciclo de generación durante 8 y 4 horas. Queda propuesto para una etapa más avanzada del proyecto el determinar sumergencias adecuadas para el ciclo de bombeo de la planta dependientes de la máquina a considerar.

Incertidumbre en cuanto a conexiones de la planta con el exterior también entran dentro de este apartado, entre estas existen dos temas más importantes a destacar en el presente informe que dados los alcances de este no pudieron ser cubiertos. Primero está la conexión de la central con la subestación más cercana la cual es la Subestación Rapel, de esta se debiese determinar su capacidad para la conexión de una nueva planta generadora que a su vez requerirá de energía del sistema interconectado central en su ciclo de bombeo para funcionar. Como segundo punto a mencionar respecto al acceso a la zona de la central PHS, existe un túnel por el cual pasa el camino que lleva desde el Embalse Rapel hasta la zona tentativa para la casa de máquinas, el cual podría no tener las dimensiones adecuadas para el paso de maquinaria y equipos por el interior de este, se requiere de un análisis de mayor profundidad en este aspecto en futuras etapas del proyecto.

Por último mencionar en este apartado que si bien la evaporación se estima no será una variable de mayor impacto en la central dado el recambio constante de agua del reservorio superior con el Embalse Rapel, en una etapa posterior del proyecto se insta a que al momento de realizar un modelo de generación de la central PHS, se incluya esta variable dentro de los cálculos de variación de altura neta de la planta.

5.2.2. Precios y costos

Las incertidumbres de precios y costos se originan principalmente del hecho de contar con dos opciones de ciclos de generación que requieren tuberías de requerimientos distintos. Mientras que para el caso de generación durante 8 horas utilizando tubería de acero se consideran tuberías de 2 [m] de diámetro los cuales pueden ser conseguidos con mayor facilidad de manera comercial, para el caso de generación durante 4 horas con 1 línea de tubería de acero, el diámetro requerido aumenta a 2,8 [m].

Considerando lo anteriormente mencionado, se deja para etapas posteriores del proyecto el determinar de manera óptima la cantidad de líneas de tuberías y diámetros a utilizar que sean más adecuados para la rentabilidad esperada del proyecto.

Otro de los riesgos relacionados a esta sección es la varianza que pueda sufrir a futuro los costos marginales de energía, tanto en su valor como en su distribución a lo largo de las horas del día, dado que esto último es determinante de las horas aceptables para los ciclos de bombeo y generación. Aún cuando este apartado impacta de manera directa el retorno esperado por la central, se estima que la variación de estos factores no será de mayor escala en los próximos años, aún así, se incita a en próximas etapas del proyecto a realizar un estudio a detalle de esta variable.

5.2.3. Permisos y posibles requerimientos

Existen incertidumbres respecto a los permisos que serán solicitados por las autoridades e instituciones como la Dirección General de Aguas (DGA). Dado que esta tecnología de generación es relativamente nueva en el cono sur y no existen antecedentes en Chile respecto al uso de derechos de agua no consuntivos desde una obra como lo es el Embalse Rapel a una nueva instalación adyacente para la generación de energía con devolución de aguas en el mismo sector de toma, actualmente se desconocen los permisos y alcances de estos a ser solicitados.

En cuanto a posibles requerimientos no abordados en el presente trabajo se encuentra el incluir dentro de las obras de la central una obra de seguridad para el reservorio superior que permita el desagüe de este sin requerir el accionar de la turbina. Esta obra de seguridad podría variar entre obras diversas como un vertedero que permita la descarga de las aguas en alguna quebrada cercana o el dividir el flujo de la tubería tal que permita un desagüe seguro mediante una válvula de control de presión, entre otras posibilidades.

5.2.4. Medioambiente

Dentro de las incertidumbres medioambientales, se encuentra el requerimiento o no de un estudio de impacto ambiental (EIA), esto dado que actualmente en Chile no se encuentran explicitados dentro de la legislación del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) los proyectos del tipo PHS. Lo anterior se presenta como una gran incertidumbre al no conocerse con certeza si este cuerpo legal (Ley 19.300 Sobre bases generales del medio ambiente) aplicará íntegramente en el caso de centrales de acumulación por bombeo. Sin embargo, se estima que el proyecto si requeriría de un EIA al considerar la construcción de un embalse de dimensiones considerables como reservorio superior. Se deja propuesto para una etapa más avanzada del proyecto el realizar una evaluación de impacto ambiental que permita el vislumbrar las afectaciones del proyecto al medio ambiente y el estudio en materia legal del caso.

5.2.5. Competencia con otras tecnologías

Por su funcionamiento, las centrales PHS funcionan como baterías que almacenan energía de manera gravitacional para luego ser transformada en energía eléctrica cuando sea requerido. Dado esto, es factible el pensar en este tipo de centrales puedan conectarse a otras plantas de energía como lo pueden ser plantas fotovoltaicas y servir como alternativa a los Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías (BESS, por sus siglas en inglés). En este sentido, se deja propuesto para etapas más avanzadas del proyecto el considerar conectar el sistema PHS en Rapel directamente a una planta de generación renovable variable y comparar sus beneficios respecto de otras tecnologías con misma función como las BESS.

5.3. Recomendaciones

Como se mencionó en la sección anterior, el estudio expuesto en el presente informe tuvo como supuesto inicial la conexión de la central PHS al Sistema Interconectado Central (SIC), tanto para su ciclo de generación como de bombeo. Como recomendación en este aspecto es el evaluar en futuras etapas del proyecto la posibilidad de conexión de la central a una fuente de energía renovable variable que permita disminuir los costos del ciclo de bombeo.

Dentro de las recomendaciones en cuanto al reservorio superior, se recomienda la construcción de un muro parapeto de alrededor de 40 cm en el coronamiento del reservorio para el cumplimiento del DS 50 del Ministerio de Obras Públicas, el cual menciona que para embalses por sobre $50.000 m^3$ de capacidad de almacenamiento, se utilice una revancha mínima de 1 metro. Otra de las posibles mejoras al sistema es aumentar el tamaño del reservorio, permitiendo de esta manera el aumentar las horas de turbinación de la central o mantener estas aumentando en cambio las potencias de generación y bombeo, lo cual podría realizarse cambiando las alturas máximas de muro del pretil considerado o aumentando el área en planta del reservorio superior. En el caso de aumentar las potencias de la central, se podría llegar a requerir el aumentar el diámetro de las tuberías o aumentar el número de líneas paralelas de estas. Se sugiere para etapas más avanzadas del proyecto realizar un estudio económico del impacto de escalar el proyecto a potencias mayores.

Como se mencionó en la sección 5.2.1, los cálculos de predimensionamiento de la casa de máquina fueron realizados a partir del supuesto que una turbina reversible cuenta con dimensiones similares a las de una turbina Francis de mismas características de generación. Sobre este aspecto se recomienda para etapas más avanzadas del proyecto el contar con información proveniente directamente de proveedores de este tipo de tecnologías los cuales puedan dar más certeza de las dimensiones requeridas por la máquina.

Como parte de las pruebas que se recomiendan realizar en etapas más avanzadas del proyecto se encuentra el realizar calicatas en el sector del reservorio superior que permitan caracterizar el suelo con el cual se proyecta trabajar. En adición a las calicatas se recomienda el realizar al menos un sondaje en el sector previsto para la construcción de la casa de máquinas, esto dado que la excavación que se prevé para esta obra es de mayor profundidad que en las otras obras de la central implicando un mayor impacto en las cubicaciones de tipo de excavación a realizar y contar con información del suelo sobre el cual estará fundada la construcción.

En adición a lo ya mencionado, se recomienda el estudiar sectores factibles para ser autorizados como botaderos o vertederos.

Finalmente, dado que no fue cubierto en los alcances de este trabajo, se recomienda estudiar la factibilidad técnica y económica de utilizar tuberías de diámetro variable que permitan el ahorro de costos en esta partida. Además se considera pertinente el realizar una comparación entre la utilización de una turbina de velocidad fija como fue considerada en el presente trabajo contra una turbina de velocidad variable la cual entregue mayor flexibilidad al sistema PHS.

Capítulo 6

Conclusiones

Respecto al ciclo de bombeo-turbinación a considerar en la operación de la central PHS, se estimó mediante los costos marginales de la subestación Rapel un periodo máximo de 8 horas de bombeo y 8 horas de turbinación. Sumado a lo anterior, se consideró como límite inferior para las horas de generación entorno a los máximos costos marginales de 4 horas. Cabe mencionar que no estuvo dentro de los alcances de esta memoria el determinar los periodos óptimos de operación, por lo que los valores mencionados representan el rango factible de la central.

En términos del tamaño de planta, se consideró que bajo los supuestos y limitaciones explicados en el capítulo 3, el volumen del reservorio superior con el cual se realizó la evaluación sería de 550.000 [m³], el cual se proyectó conformado por muros de tierra y recubrimiento de geomembrana como forma de impermeabilización. Tomando en cuenta este volumen y una velocidad de flujo dentro de las tuberías de 6 [m/s] para los periodos de 4 y 8 horas de generación, se determinó que los diámetros de tuberías a utilizar para cumplir con lo establecido, adoptando solo 1 línea de tuberías, serían de 2 y 2,8 metros respectivamente.

En relación con las potencias de bombeo y turbinación de la planta, el desnivel geométrico entre el reservorio superior y el Embalse Rapel es de aproximadamente 142,6 metros. Se tomó en cuenta como opción de trazado a considerar en los cálculos posteriores aquella cuyo largo fuera el menor, obteniendo una longitud de tuberías de acero de 630 [m] aproximadamente. Con estas consideraciones se llegaron a potencias de turbinación y bombeo de 22,8 y 25,2 [MW] para un periodo de turbinación de 8 horas y de 45,3 y 23,7 [MW] en el caso de generar durante 4 horas. Cabe mencionar que estos valores son propios de los casos específicos estudiados, y en consecuencia varían de considerarse diferentes trazados, diámetros y materiales para la tubería entre otras variables.

Con respecto a la determinación preliminar de costos de una central de las características mencionadas a lo largo del presente informe, al separar las obras idénticas entre un escenario de generación del otro y el estimar a través del índice L/H un precio unitario por kilowatt de potencia instalada. Se obtuvieron valores de inversión de 49,7 millones de dólares para el caso de una central de ciclo de generación de 8 horas y de 65,8 millones de dólares en el caso de considerar 4 horas de ciclo de generación. Los tiempos de fabricación de los equipos se estiman en 18 meses, mientras que para la construcción de la central se estima un plazo entre 18 y 24 meses.

Al realizar el análisis de indicadores económicos del proyecto, se identificó que ambas opciones de generación (durante 8 y 4 horas) cuentan con un VAN positivo al utilizar tasas de descuento de 8% y 10%, contando con una tasa interna de retorno mayor la opción de una central PHS con ciclo de generación de 8 horas, siendo esta del 16,1%, mientras que de considerarse la opción con 4 horas de generación diarias la TIR calculada es de 13,9%. Estos valores obtenidos para esta etapa del estudio, indican a priori que se trataría de un buen proyecto en materia económica

Finalmente y para posteriores etapas de ingeniería, se recomienda el realizar mayores estudios en la zona donde se proyecta la central, tales como estudios geotécnicos, sondajes, ingeniería básica de estructuras de hormigón armado, entre otros. En adición a lo anterior, se debiese considerar en siguientes etapas posibles alternativas de configuración de central como podrían ser sistemas separados o un sistema terciario, en los cuales turbina y bomba sean equipos diferentes. Como última recomendación, indicar que ante la falta de información legal en cuanto a centrales que utilicen el sistema de acumulación por bombeo (PHS) con toma en embalses artificiales en el país, se requiere un mayor análisis que permita otorgarle viabilidad al proyecto.

Bibliografía

1. Salinas Piraud, D. (2021). Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas costeras con sistema PHS en Chile.
2. Olivares Arriagada, J. (2023). Adaptación central hidroeléctrica Los Molles a una central a bombeo.
3. Coordinador Eléctrico Nacional. (2023). <https://www.coordinador.cl/>
4. Iberdrola. Distribuidor de energía. <https://www.iberdrola.com/sustainability/pumped-storage-hydropower>
5. Jiménez Pérez, R. (2012). Estudio de los factores técnicos y económicos que condicionan la instalación de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo . Evaluación conceptual de su aplicación en Chile.
6. Norvento Enerxia. Almacenamiento energético por bombeo: Pasado, Presente y Futuro. (2022). <https://www.norvento.com/blog/almacenamiento-energetico-por-bombeo-pasado-presente-y-futuro/>
7. United Nations. (s. f.-a). COP26 | Naciones Unidas. <https://www.un.org/es/climatechange/cop26>
8. United Nations. (s. f.-b). Net Zero Coalition | Naciones Unidas. <https://www.un.org/es/climatechange/net-zero-coalition>
9. Myanez. (2022, January 31). Almacenamiento energetico por bombeo: Pasado, Presente y Futuro. - Norvento. Norvento - Tu Camino Hacia La Independencia EnergeTica. <https://www.norvento.com/blog/almacenamiento-energetico-por-bombeo-pasado-presente-y-futuro/>
10. 2021 Hydropower Status Report. (s.f.). <https://www.hydropower.org/publications/2021-hydropower-status-report>
11. Hydropower Special Market Report – Analysis - IEA. (s.f.). IEA. <https://www.iea.org/reports/hydropower-special-market-report>
12. International Hydropower Association. (2022). Pumped Storage Tracking Tool. <https://www.hydropower.org/hydropower-pumped-storage-tool>
13. National Hydropower Association, NHA. (1983). <https://www.hydro.org/>

14. CS Buško Blato. (s.f.). hep.hr. <https://www.hep.hr/proizvodnja/hidroelektrane-1528/pp-he-jug/cs-busko-blato/1553>
15. Inodú, Energy & Sustainability [Inodú]. (2019). ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE COSTOS POR TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN.
16. Bennewitz Bastian, R. (1983). Elementos básicos de un grupo generador.
17. Harambour Palma, F. (2003). Introducción al Proyecto de Centrales Hidroeléctricas.
18. Mery M., Horacio (2013). Hidráulica aplicada al diseño de obras.
19. Instituto de Ingeniería UNAM (2021), Gaceta del Instituto de Ingeniería, UNAM, Número 150, Septiembre-Octubre 2021. <https://www.iingen.unam.mx/es-mx/AlmacenDigital/Gaceta/GacetaSeptiembre-Octubre2021/Paginas/default.aspx>

Anexos

Anexo A. Itemizado Costos PHS Inodú (2019).

Descripción del Sistema		Opción 1	Opción 2	Opción 3
Potencia neta	MWe	449	464	513
Número de unidades	#	2	2	2
Caida (Static head) (H)	m	203	291	721
Volumen de almacenamiento utilizable	hm3	9,46	6,80	3,10
Energía almacenada	MWh	4.490	4.640	5.133
Horas de almacenamiento	#	10	10	10
Diametro del túnel	m	1 @ 8,53	1 @ 7,32	1 @ 6,70
Diametro de la tubería a presión	m	2 @ 4,57	2 @ 3,66	2 @ 2,43
Distancia Horizontal (intake - descarga)	m	1.417	811	2.753
Largo de la tubería (entre reservorios) (L)	m	1.644	1.135	3.550
Razón L/H		8,11	3,90	4,92
Eficiencia de generación	%	75 - 80	75 - 80	75 - 80
Línea de transmisión	km	20	20	20
Voltaje	kV	220	220	220
Estimación de Costos				
		Opción 1	Opción 2	Opción 3
Reservorio superior y embalse				
Embalse	k USD	35.000	28.000	21.000
Captación y bocatomas	k USD	11.156	11.156	11.156
Obras Civiles				
Obra civil de la central	k USD	96.968	96.968	96.968
Captación del reservorio superior	k USD	6.024	3.681	3.012
Shaft vertical	k USD	11.799	9.590	11.082
Túnel horizontal	k USD	37.002	18.067	50.675
Tubería a presión	k USD	4.786	4.795	11.082
Draft tube tunnels & Draft tube gates	k USD	3.116	3.388	6.807
Tailrace tunnels	k USD	37.002	17.445	27.286
Estructura de descarga & canal	k USD	27.778	29.452	27.778
Cámara de compensación	k USD	28.112	28.112	28.112
Draft tube / galería de transformación	k USD	14.503	14.503	14.503
Túneles de acceso	k USD	20.847	13.706	48.726
Underground haul tunnels	k USD	13.387	13.387	13.387
Caminos de acceso	k USD	16.101	11.366	4.736
Obras y estructuras miscelaneas	k USD	27.890	27.890	27.890
Instalación de faena y preparación del sitio	k USD	39.403	39.403	39.403
Total obras civiles	k USD	384.719	331.754	411.448
Equipamiento de generación	k USD	220.000	226.000	242.000
Interconexión	k USD	26.088	26.629	28.488
Subtotal Costos Directos	k USD	676.964	623.540	714.093
Contingencia (25%)	k USD	169.241	155.885	178.523
Costos indirectos (25%)	k USD	169.241	155.885	178.523
Costo total de construcción	k USD	1.015.445	935.309	1.071.139
Adquisición de Terreno	k USD	3.790	3.790	3.790
Permisos	k USD	2.000	2.000	2.000
Overhead del Desarrollador	k USD	18.278	16.836	19.281
Seguros generales	k USD	5.077	4.677	5.356
Compensaciones a la comunidad	k USD	163	163	163
Utilidades Desarrollador	k USD	20.309	18.706	21.423
Costo Desarrollo	k USD	1.065.062	981.480	1.123.150
Costo Total	k USD	1.081.565	998.256	1.143.345
Costo Unitario	USD/kW	2.409	2.151	2.227

Figura A.1: Descripción general y estimación de costos de opciones de sistema de almacenamiento por bombeo (Inodú, 2019).

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1	Opción 2	Opción 3
O&M fijo	k USD/año	9.539	9.495	10.547
O&M variable	USD/MWhe	2,0	2,0	2,0

Figura A.2: Costos de operación y mantenimiento de opciones de sistema de almacenamiento por bombeo (Inodú, 2019).