

MEC381 - Proyecto en Ingeniería Mecánica
Universidad Técnica Federico Santa María

"PROYECTO KOLWARA"
Almacenamiento y Venta de Energía

Informe Final

Autores:

Juan Pedro Alfaro¹
Rodrigo Araya²
Elliot De Cocker³
Javiera Espinoza⁴
Sebastián Rojas⁵
Matías Sáez⁶

28 de junio, 2024

¹Correo: juan.alfaroh@usm.cl - Rol USM: 201941003-2

²Correo: rodrigo.arayag@usm.cl - Rol USM: 201941005-9

³Correo: edecocker@usm.cl - Rol USM: 202390024-9

⁴Correo: javiera.espinozam@usm.cl - Rol USM: 201941036-9

⁵Correo: sebastian.rojasco@usm.cl - Rol USM: 201941045-8

⁶Correo: matias.saezb@usm.cl - Rol USM: 201941001-6



Índice

1 Descripción del proyecto	5
2 Objetivos	5
2.1 Objetivo general	5
2.2 Objetivos específicos	5
3 Alternativas del proyecto	6
3.1 Alternativas de almacenamiento	6
3.1.1 Alternativa 1: Sistema Bomba - Turbina	6
3.1.2 Alternativa 2: Baterías	6
3.1.3 Alternativa 3: Aire Comprimido	6
3.1.4 Alternativa 4: Hidrógeno Verde	6
3.1.5 Consideraciones para elegir la alternativa adecuada	6
3.1.6 Elección de la Alternativa	8
3.2 Alternativas tecnológicas para el sistema PSH	8
3.2.1 Turbina Reversible vs Turbina y Bomba	8
3.2.2 Represa vs Cuenca	9
3.2.3 Agua Salada vs Agua Desalinizada	9
3.2.4 Tuberías Subterráneas vs Tuberías Sobre Tierra	9
4 Características del proyecto	9
4.1 Flujo del Proceso	9
4.2 Tamaño del proyecto	10
4.3 Ubicación del proyecto	11
4.4 Configuración de la planta: Layout Preliminar	12
5 Impactos del proyecto	14
5.1 Económico	14
5.2 Tecnológico	14
5.3 Social	15
5.4 Legal	15
6 Implicaciones secundarias	16
6.1 Tributación	16
6.2 Normas y regulaciones	16
6.2.1 Ley General de Servicios Eléctricos (Ley N° 20.936)	16
6.2.2 Otras normativas	17
6.3 Medio ambiente	18
6.4 Riesgos	18
7 Ámbito de Influencia y Trabajo	18
8 Evaluación económica	19
8.1 Consideraciones previas	19
8.2 Ingresos	20



8.3 Gastos	21
8.3.1 OPEX	22
8.4 CAPEX	24
8.5 Flujo de caja e indicadores de rentabilidad	25
8.6 Análisis de Sensibilidad	27
8.7 Análisis Estocástico	30
9 Conclusión	33
Referencias	34
10 Anexos	36
10.1 Cálculos de ingresos para la selección de la alternativa de almacenamiento	36
10.2 Análisis de rentabilidad de las diferentes alternativas de almacenamiento	36
10.2.1 Análisis de rentabilidad de la alternativa PSH	36
10.2.2 Análisis de rentabilidad de la alternativa de baterías	37
10.2.3 Análisis de rentabilidad de la alternativa de aire comprimido	38
10.2.4 Análisis de rentabilidad de la alternativa del hidrógeno verde	38
10.3 Cálculos hidráulicos para la selección de equipos	39
10.4 Diagramas para cálculos hidráulicos	43



Resumen Ejecutivo

En el presente documento se declaran las bases del proyecto Kolwara (término Aymara para "Agua"). Este consiste en el aprovechamiento de las fluctuaciones del precio de la energía eléctrica durante el día, por medio de una central de acumulación energética, de forma que se compre energía cuando hay alta participación de ERNC, y se genere y venda cuando hay mayor demanda. Los objetivos del proyecto emplazan la generación de rentabilidad por el medio ya mencionado, la optimización de la eficiencia para el Sistema Interconectado Central, contribuir a la regulación del mercado energético y fomentar el uso de energías renovables no convencionales.

Dentro de la formulación del proyecto, se consideraron como alternativas para el método de acumulación: central de acumulación de agua por bombeo (PSH), sistema de almacenamiento por baterías (BESS), almacenamiento por compresión de aire y generación de hidrógeno verde. De estas, se define como la mejor bajo criterios de rentabilidad, impacto ambiental e impacto social, al **sistema PSH**. Esta alternativa consiste en acumular energía por medio del bombeo de agua hacia un embalse en altura, para luego impulsar una turbina y generar corriente eléctrica cuando se deseé. Dentro de las alternativas tecnológicas estudiadas para este tipo de sistema, se establece como la mejor configuración la implementación de **turbinas Francis reversibles**, el reservorio emplazado en una **cuenca** del norte de Chile, la utilización de **agua salada** como vector energético y la instalación de **tuberías sobre tierra** en lugar de subterráneas.

Se establecen las características del proyecto, de las cuales se destacan la **potencia nominal hidráulica de 250 [MW]**, el funcionamiento en 2 turnos de 8 horas (uno para bombeo y otro para turbinado), el emplazamiento ubicado en la **subestación central de Tocopilla 110kV**, lo cual determina a su vez la **altura nominal** de la central, con un valor de 450 [m].

La configuración de la planta la instalación de un **embalse de agua salada a 1800 [m] de la costa**, con una **capacidad de 2 [Glts]**, conectado por medio de una tubería forzada conformada por **dos ductos de 3,64 [m] de diámetro** a la sala de máquinas ubicada en la playa. La sala de máquinas comprende **dos turbinas Francis reversibles de 159 [MW]** nominales, con un rotor de 2,22 [m] girando a 500 [rpm]. Este edificio se presenta sobre un terreno de 54×50 [m²].

La evaluación del proyecto establece un horizonte de evaluación de 40 años y tasa de descuento del 6%, esto debido al bajo riesgo que presenta un proyecto de estas características (la demanda sobre la energía es exclusivamente creciente). Se estima un valor residual del 10%, asociado principalmente a la obra civil. Se impone el impuesto de primera categoría para de un 27% anual sobre la utilidad bruta. Se calculan los ingresos en ventas energéticas de 82,47 [MUSD], mientras que los gastos totales obtenidos son 26,82 [MUSD] al año. La inversión calculada (CAPEX) asciende a un presupuesto de 397,13 [MUSD]. De esta forma, el flujo de caja establece que los indicadores de rentabilidad del proyecto son **272,02 [MUSD]** en **Valor Actual Neto**, una **Tasa Interna de Retorno del 11,2%** y un **Período de retorno de inversión de 9 años**.

La sensibilización del proyecto establece que los **factores de mayor influencia sobre la rentabilidad** son (en orden decreciente): factor de pérdidas (asociado a fricción en tuberías y accesorios), los costos fijos, el precio de compra base (límite para que la compra energética sea beneficiosa), la reducción en el precio de venta (debido a la introducción de más oferta en el mercado) y finalmente el aumento porcentual sobre el precio de compra (debido a la introducción de mayor demanda).

El análisis estotástico por método de Monte Carlo determina que la **probabilidad de ocurrencia**



del cumplimiento de todos los factores considerados y, por consiguiente, de la rentabilidad esperada es **mayor al 40%**.

Se concluye así, que el proyecto Kolwara es viable técnica y económica en el mercado chileno, siendo una inversión que fomenta la sostenibilidad y sustentabilidad, así como también políticas gubernamentales e internacionales para la mitigación del cambio climático.



1 Descripción del proyecto

El nombre *Kolwara*, significa "agua" en Aymara, pueblo originario del norte de Chile, área donde se emplaza el proyecto. Este consiste en aprovechar las fluctuaciones en el precio horario de la energía eléctrica en un nodo energético específico dentro del país, el cual se debe principalmente a la participación de ERNC y su bajo costo productivo durante el día, para acumular energía durante períodos de bajo costo y posteriormente comercializarla cuando el precio sea mayor. Esta compra y venta se realizará directamente a la red eléctrica, participando en el mercado de energías como un productor más. La acumulación de energía se realizará usando almacenamiento de agua por bombeo, tecnología muy madura y ampliamente utilizada alrededor del mundo. En los períodos de bajo costo, se compra energía eléctrica, para bombear agua de mar a una gran altura, que después será utilizada para accionar una turbina y generar electricidad, que será vendida a un precio mayor.

2 Objetivos

2.1 Objetivo general

Desarrollo de una planta que aproveche las fluctuaciones en el precio horario de la energía eléctrica de la red del país almacenando energía para su posterior venta.

2.2 Objetivos específicos

- Realizar la inyección de energía durante las horas de mayor demanda en el sistema eléctrico, especialmente en vista de las proyecciones futuras que indican que la demanda energética podría exceder la capacidad de suministro. Estos períodos de alta demanda, conocidos como horarios punta, serán identificados para realizar la inyección de energía y aprovechar así los recursos disponibles de manera óptima.
- Mejorar la eficiencia del Sistema Interconectado Central mediante la gestión adecuada de la energía. Esto implica evitar situaciones en las que una planta de generación deba evacuar una gran cantidad de energía debido a la falta de consumo, lo que podría resultar en una sobrecarga del sistema.
- Contribuir a la regulación del mercado energético al introducir nuevos competidores. Se espera que esta inclusión tenga un efecto positivo en la regulación de los precios de la energía, especialmente considerando que la energía adquirida a bajo costo podría afectar el precio de venta en relación con los principales proveedores del mercado.
- Fomentar el aprovechamiento energético y mejorar la viabilidad económica de las plantas de Energías Renovables no Convencionales (ERNC). Estas plantas, que pueden generar grandes cantidades de energía en condiciones favorables, se beneficiarán de una estrategia que les permita almacenar y comercializar la energía de manera eficiente, lo que contribuirá a su solvencia económica a largo plazo



3 Alternativas del proyecto

3.1 Alternativas de almacenamiento

3.1.1 Alternativa 1: Sistema Bomba - Turbina

Almacena energía como energía potencial en agua, bombeándola a una altura superior durante baja demanda y liberándola para generar electricidad durante alta demanda. Tiene una eficiencia superior al 80%, es una tecnología madura y la más utilizada en el mundo para almacenamiento de energía, con una vida útil que puede superar los 50 años. Sin embargo, tiene una baja densidad energética (alrededor de 0,7 kWh/m³) y requiere un gran espacio para la construcción de embalses, lo que a menudo está cerca de zonas turísticas o protegidas.

3.1.2 Alternativa 2: Baterías

El sistema BESS (Battery Energy Storage System) almacena electricidad en baterías de ión-litio durante baja demanda y la libera durante alta demanda. Las baterías requieren poco mantenimiento, tienen alta eficiencia de conversión (80%-90%) y necesitan menos espacio comparado con otras alternativas. Desventajas incluyen un alto costo de inversión y una vida útil limitada (4000 a 6000 ciclos de carga/descarga, estimados en 15 años). Al final de su vida útil, generan una cantidad significativa de desechos, causando un impacto ecológico relevante. Además, la capacidad de almacenamiento es limitada, con la mayor planta BESS del mundo teniendo una capacidad de 1,2 GWh.

3.1.3 Alternativa 3: Aire Comprimido

En esta alternativa, el exceso de electricidad se utiliza para comprimir aire y almacenarlo, liberando energía al expandirse a través de una turbina. Existen tres tipos: diabático, adiabático e isotérmico, siendo este último el más eficiente y de menor costo. Tiene alta capacidad y potencia, costos operativos bajos y una larga vida útil (30-50 años). Sin embargo, los costos de inversión iniciales son muy altos y la eficiencia de ida y vuelta es relativamente baja (60%-70%). La selección del sitio de almacenamiento es compleja, ya sea una mina subterránea abandonada, construcción de un sitio subterráneo o sobre tierra, o acueductos de gas natural no utilizados en Chile. Además, la operación de la planta puede conllevar importantes emisiones de carbono.

3.1.4 Alternativa 4: Hidrógeno Verde

Esta alternativa utiliza hidrógeno verde producido mediante electrólisis del agua, usando electricidad de fuentes renovables. Los beneficios incluyen la abundancia de recursos renovables en Chile (solar y eólica), reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y buen potencial de exportación. Sin embargo, la inversión inicial en infraestructura (electrolizadores y sistemas de almacenamiento) es costosa y depende de la tecnología para reducir costos y mejorar la eficiencia del proceso de electrólisis. Además, hay alta competencia con otras formas de energía más establecidas y se necesita tiempo para desarrollar una solución rentable.

3.1.5 Consideraciones para elegir la alternativa adecuada

Según el estudio realizado de los costos marginales en los distintos nodos de la red, se estipula en primera instancia la conexión del proyecto en el nodo de la región de Atacama. Esto se basa en que

es uno de los nodos que dispone una mayor ventana horaria de precios bajos.

El rango horario de compra energética comprende 7 a 8 horas, las cuales para efecto de estudio, se considerarán entre las 9:00 y 17:00. La compra y venta de energía, como ya se ha mencionado, se efectuará directamente a la Red (Coordinador Eléctrico Nacional). En la siguiente Figura se puede observar el gráfico de costo marginal para el nodo en particular:

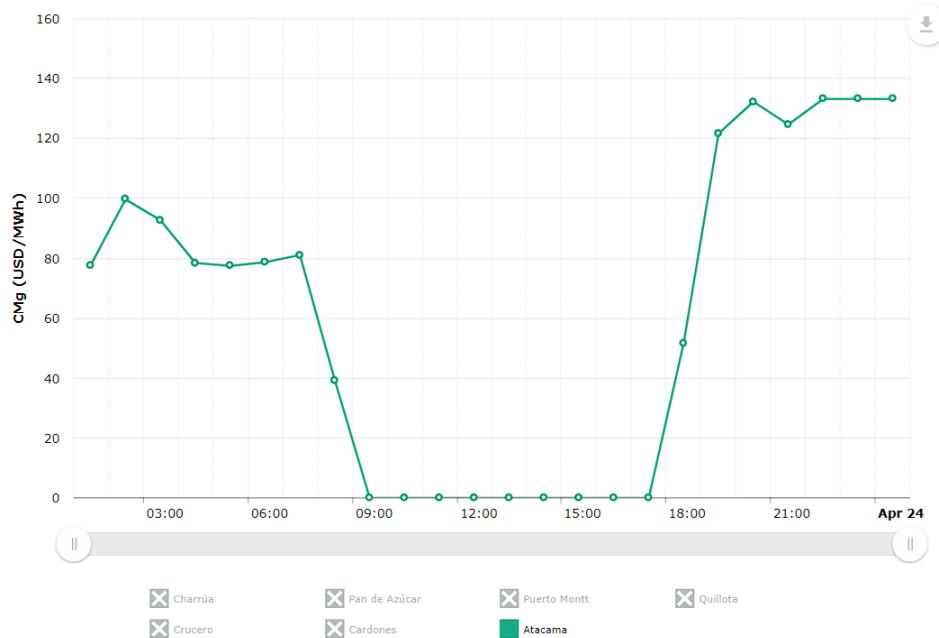


Figura 1: Costo Marginal Real del nodo de Atacama, con fecha 23 de abril, 2024. fuente: *Coordinador Eléctrico Nacional*.

Por otra parte, para efectos de prefactibilidad del proyecto, se considerará una potencia objetivo de $P = 250$ [MW], lo cual acorde al horario de compra, requerirá una capacidad de almacenamiento de $C = 2000$ [MWh]. Estos valores están asociados aumentar en un 7% a 8% de la demanda neta en la ventana horaria de compra, según lo informado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Sobre el cálculo de ingresos, como primera aproximación este se realiza en base a elegir un día de cada mes del último año en representación de este, para luego calcular los costos de compra energética en el rango horario previamente indicado, así como también los ingresos nominales en base a los máximos 8 precios de aquellos días, para finalmente multiplicar por la potencia nominal y considerar la eficiencia de cada planta. El valor del ingreso diario se multiplica posteriormente por la cantidad de días del mes evaluado, para posteriormente sumarse los ingresos mensuales y entregar un valor referencial para el ingreso anual.

Ahora, para estimar los costos de inversión, se considera el costo de otras plantas de cada tecnología como referencia, calculando un promedio entre estas. Puesto que estas plantas modelo pueden tener diferentes capacidades de potencia y energía que la que se busca diseñar, es que el costo de inversión de estas se escala proporcionalmente a las especificaciones de 250 [MW] y 2000 [MWh].

Observación: estos cálculos solo son referenciales, y su objetivo es comparar las alternativas entre



si, y no establecer la rentabilidad final del proyecto. El desglose de este cálculo se puede encontrar en los anexos del documento.

3.1.6 Elección de la Alternativa

Para la elección de la alternativa a escoger se confecciona una matriz de decisión considerando los siguientes criterios.

1. Rentabilidad (50%): Es el criterio con mayor peso, considera los indicadores calculados con anterioridad.
2. Impacto Medioambiental (25%): Considera los impactos de la construcción y operación de la planta sobre el ecosistema.
3. Impacto Social (25%): Es el criterio relacionado con la generación de empleos, la imagen pública del proyecto, etc.

Cada criterio impacta la nota a través de su propio peso, siendo calificado del 1 (deficiente) al 5 (sobresaliente). Así, se tiene:

Tabla 1: Matriz de decisión para la elección de la alternativa óptima

	Criterio 1	Criterio 2	Criterio 3	Nota
	50%	25%	25%	100%
PSH	5	4	4	4,5
BESS	1	3	3	2
CAES	0	4	4	2
Hidrógeno	1	5	4	2,75

Finalmente la alternativa escogida es la Alternativa 1, es decir, el **Sistema Bomba - Turbina**.

3.2 Alternativas tecnológicas para el sistema PSH

3.2.1 Turbina Reversible vs Turbina y Bomba

Emplear bombas y turbinas por separado en lugar de turbinas reversibles implicaría un aumento en los costos de inversión al tener que adquirir dos tipos de máquinas especializadas. Adicionalmente, esto significaría un aumento de espacio requerido, cimentación, estructuras de soporte, enfriamiento y control. En cuanto a la instalación, se implementaría un mayor número de tuberías y accesorios, lo que a su vez conllevarían un incremento en la mano de obra. Por último, al tener un mayor número de equipos que mantener, y al ser parte del proceso en serie, disminuye la confiabilidad del sistema, aumentando los costos de operación y mantenimiento.

Acorde a la literatura, los incrementos en los costos pueden ser los presentados en la Tabla 2. Si de esta Tabla se utilizan los valores promedio y se aplican al CAPEX y OPEX estimados en las secciones posteriores (ver Tablas 6 y 7) se obtendrían valores de 656,35 [MMUSD] en los costos de inversión y 16,97 [MMUSD] en costos operacionales al año.



Tabla 2: Aumento porcentual en costos para plantas PSH al utilizar conjunto bomba-turbina.

Item	Incremento de Costos [%]
Equipos	20 - 50
Infraestructura	10 - 30
Instalación y Mano de Obra	10 - 20
Operación y Mantenimiento	10 - 20

Si bien se reflejan incrementos en el OPEX y CAPEX, implementar bombas en lugar de turbinas reversibles para la fase de bombeo produciría un aumento en la eficiencia. Las bombas modernas pueden alcanzar eficiencias sobre el 90% trabajando en su punto óptimo de operación. Si se considera un incremento porcentual del 3% en la fase de bombeo ($\eta_b = 0,92 \rightarrow 0,95$; eficiencia empleada en secciones posteriores), se evidencia un aumento en los ingresos anuales de 400 [MUSD] (ver cálculo estimativo en anexos), lo cual no compensa el incremento en el OPEX, y por ende, **se descarta la alternativa de emplear bombas y turbinas por separado**.

De esta forma, la alternativa que prevalece es utilizar **turbinas Francis reversibles**.

3.2.2 Represa vs Cuenca

La represa implica una construcción más compleja que la de una cuenca, de acuerdo a la zona geográfica donde se está diseñando el proyecto, la cuenca aprovecha la geometría de la cordillera de la costa y es claramente la mejor opción.

3.2.3 Agua Salada vs Agua Desalinizada

Para la utilización del agua salada para el funcionamiento de la planta se requiere de un recubrimiento especial para las turbinas de manera que resistan la corrosión (como el Zinc por ejemplo), mientras que si se desea utilizar agua desalinizada se requiere construir otra planta destinada a la desalinización en sí. Esta última opción es considerablemente más cara, por lo que la opción escogida es la primera, la de utilizar agua salada pero con las modificaciones pertinentes a los equipos afectados.

3.2.4 Tuberías Subterráneas vs Tuberías Sobre Tierra

Las tuberías subterráneas implican un mayor gasto que las tuberías sobre tierra, por lo que se puede aprovechar que la planta estará en una zona no habitada para simplemente evitar ese gasto extra y hacerlas sobre tierra.

4 Características del proyecto

4.1 Flujo del Proceso

La siguiente figura contiene una explicación gráfica para el funcionamiento de la planta de almacenamiento de bombeo para el proyecto.

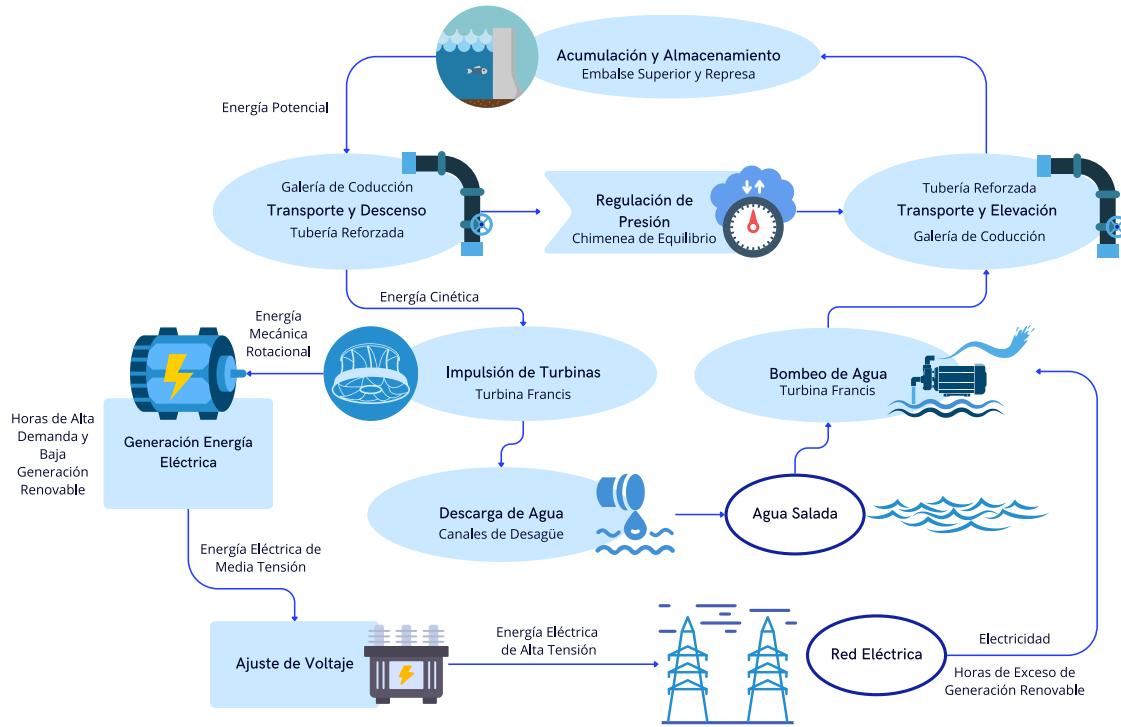


Figura 2: Diagrama del flujo físico del proceso. *Fuente: Elaboración propia*

En el flujograma, se observa de lado derecho el proceso de bombeado, el cual recibe como entradas corriente eléctrica y agua de mar. El agua se eleva a través de la galería de conducción y posteriormente la tubería forzada para alcanzar el embalse superior. Este embalse almacena energía potencial gravitatoria en el volumen de agua que contiene. Este proceso se lleva a cabo durante 8 horas, cuando hay un exceso de generación renovable (usualmente entre 9:00 y 17:00).

Luego, en la región izquierda se presenta el proceso de turbinado, en el cual la energía potencial del reservorio se convierte en energía cinética durante el descenso del agua, haciendo girar la turbina, lo cual mueve un alternador y generando corriente eléctrica. De igual forma, el proceso de turbinado se lleva a cabo durante 8 horas, de forma que la planta opera en 2 turnos diarios.

4.2 Tamaño del proyecto

La planta está diseñada para producir 250 [MW] de potencia. Sin embargo, los cálculos realizados corresponden a [MW] hidráulicos. Así, la potencia eléctrica entregada a la red será un poco menor, pues depende de la eficiencia de la transformación de energía hidráulica a eléctrica.

Se espera que la planta funcione todos los días del año, generando energía durante 8 horas, pues todos los días se requiere uso de electricidad en el país. Sin embargo, esta generación depende de los precios de la electricidad durante el día, por lo que existe la posibilidad de que, durante algunos días del año en que no exista una verdadera ventaja económica, la planta no opere.

- **Disponibilidad de insumos y materias primas:** Las materias primas utilizadas en el proyecto son el agua de mar y la electricidad de algún nodo en la región de Antofagasta.



El agua de mar puede considerarse como un recurso ilimitado. La electricidad, en general, también puede considerarse como ilimitado, pues la capacidad instalada en Chile es mayor a la demanda. Sin embargo, el objetivo del proyecto es comprar energía a bajo precio para venderla a uno más alto. Podría presentarse la situación de que, durante ciertos días, la energía esté a un elevado costo durante todas las horas, por lo que no convendría comprar electricidad. Se podría redefinir entonces, la materia prima de "electricidad" a "electricidad a bajo costo", y esta, no es ilimitada, y su disponibilidad depende del mercado energético.

- **Capacidad Financiera:** La capacidad financiera depende de la diferencia de precio de la energía durante el día. Se estima un margen bruto anual (EBITDA) de 55,4 [MUSD] [8]. Este valor puede variar, debido a diversos factores, como la disponibilidad de energía a bajo costo señalada anteriormente, u otras paradas de planta necesarias, por ejemplo, para mantenimiento. Uno de los factores que pueden influir en el costo de la energía durante el día, es la generación de energías renovables, que abaratan los precios de la energía. Así, un día nublado y con poco viento, significará baja producción de fuentes renovables, lo que elevará los costos energéticos, pudiendo resultar en que la planta no opere durante ese día.
- **Tecnologías:** El proyecto Kolwara es un proyecto a gran escala que está diseñado para tener una vida útil de al menos 50 años, por lo que en este se invierte en tecnología que está alineada con esa meta. No se buscan los menores costos en los equipos críticos, sino que, por el contrario, se busca la mejor tecnología disponible que permitan una alta confiabilidad.
- **Mantenimiento:** La planta bombea durante 8 horas diarias, y genera durante otras 8 horas. Así, se dispone de 8 horas cada día donde podrían realizarse mantenimientos o revisiones. Sin embargo, podría ser necesario, en algunos casos, un mantenimiento más prolongado, en que se deba detener la operación de la planta.

4.3 Ubicación del proyecto

El proyecto contempla tanto los dominios físicos de la zona costera como las concavidades naturales de los farellones costeros ubicadas entre 400 y 500 [m] de altura sobre el nivel del mar, lugar donde se proyectará el futuro reservorio artificial de la Central Hidráulica de Bombeo. Se busca así:

- Un farellón costero que provee el diferencial de cota necesario para la generación hidroeléctrica.
- Una depresión natural del terreno que permite la materialización de uno o más reservorios, sin la necesidad de grandes construcciones que funcionen como represas.
- Cercanía al mar que permite disponer del recurso hídrico para la toma y descarga, sin grandes pérdidas de carga.
- Roca superficial en el fondo marino que permite la construcción subterránea.
- Cercanía con las líneas eléctricas y subestaciones, así como también, con zonas de alta densidad de generación de energía renovable.

Si bien previamente se había destacado la región de Atacama, por factibilidad técnica, se selecciona la región de Antofagasta, específicamente la zona cercana a la ciudad de Tocopilla, la cual goza de los puntos mencionados anteriormente (Ver Figuras 3 y 4). En particular, se esperaría que la conexión a la red se realice en la **subestación central de Tocopilla 110 [kV]**

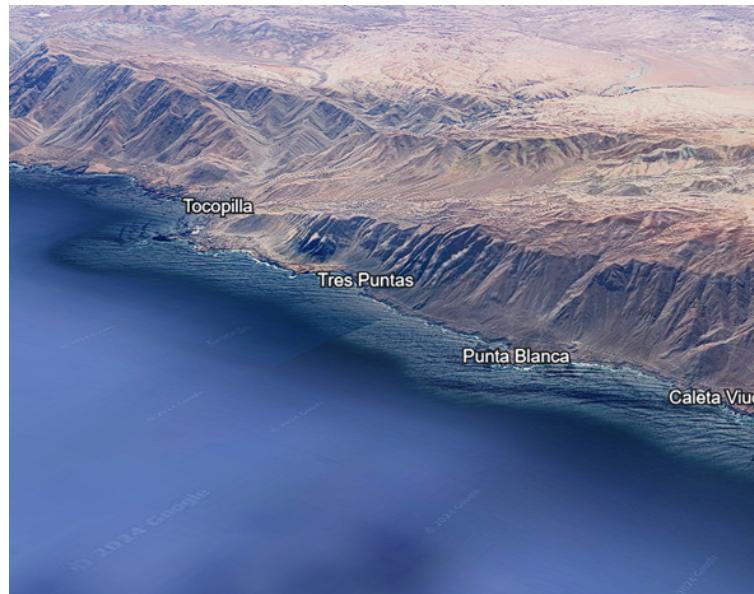


Figura 3: Ubicación escogida para el proyecto. *Fuente: Google Earth.*



Figura 4: Conjunto montañoso cercano a Tocopilla, la cuenca alcanza los 450m. *Fuente: Google Earth.*

A pesar de esto, el proyecto considera la necesidad de flexibilidad en cuanto a la selección de la localidad, en función de la disponibilidad de terrenos, normativa de planificación urbana y ambiental, opinión social e incentivos económicos, de modo que la región de Tarapacá también podría ser una ubicación tentativa.

4.4 Configuración de la planta: Layout Preliminar

La planta contempla dos zonas principales: una a 1800 [m] de la costa y 450 [m.s.n.m], en la cual se ubicará el embalse de agua salada con capacidad de 2 [Mm³], el cual tendrá compuertas, una chimenea de equilibrio y un sistema de control, con el fin de permitir que el agua transite en ambas direcciones en los tiempos deseados, y otra cercana a la costa, en la cual se tendrá una sala de control para preparar y monitorear el fluido de trabajo.

El transporte del fluido entre estas zonas se realizará mediante dos tuberías paralelas con un diámetro de 3,64 [m], en las cuales se impulsará el agua mediante dos turbinas tipo Francis reversibles, con potencia hidráulica de 159 [MW] nominales, con un rotor de 2,22 [m] rotando a 500 [rpm].

En base a ello, para el layout se considera la planimetría principal para el edificio de máquinas, ubicado en la costa de la ubicación seleccionada. A continuación, en la Figura 5 se presenta un esquema de esta, para luego dar paso a la elaboración de la planimetría del terreno y estimación de dimensiones.

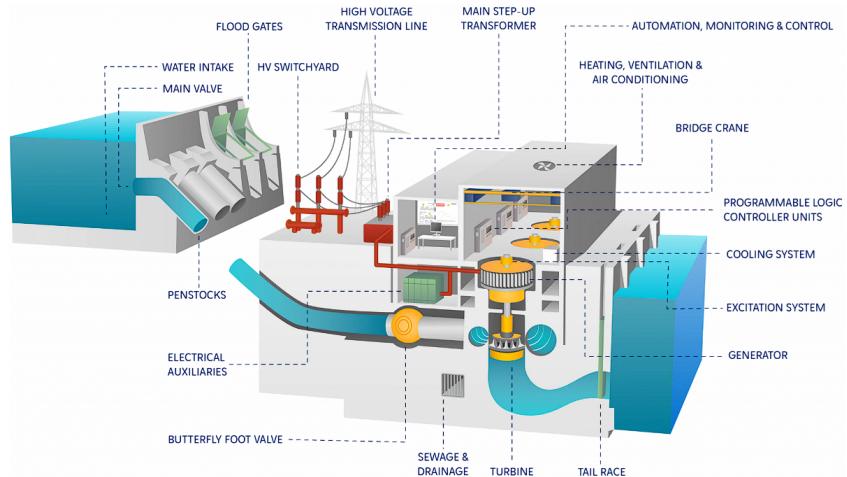


Figura 5: Esquema ilustrativo de la disposición de la central. *Fuente: Omexon*

Por consiguiente, considerando las turbinas elegidas (2 Turbinas Francis, diámetro 2,22 [m]), sus respectivos alternadores (6 pares de polos), sistemas de refrigeración, sistemas de automatización y control, transformadores, protecciones eléctricas, oficinas, entre otros; se obtiene la siguiente planimetría:

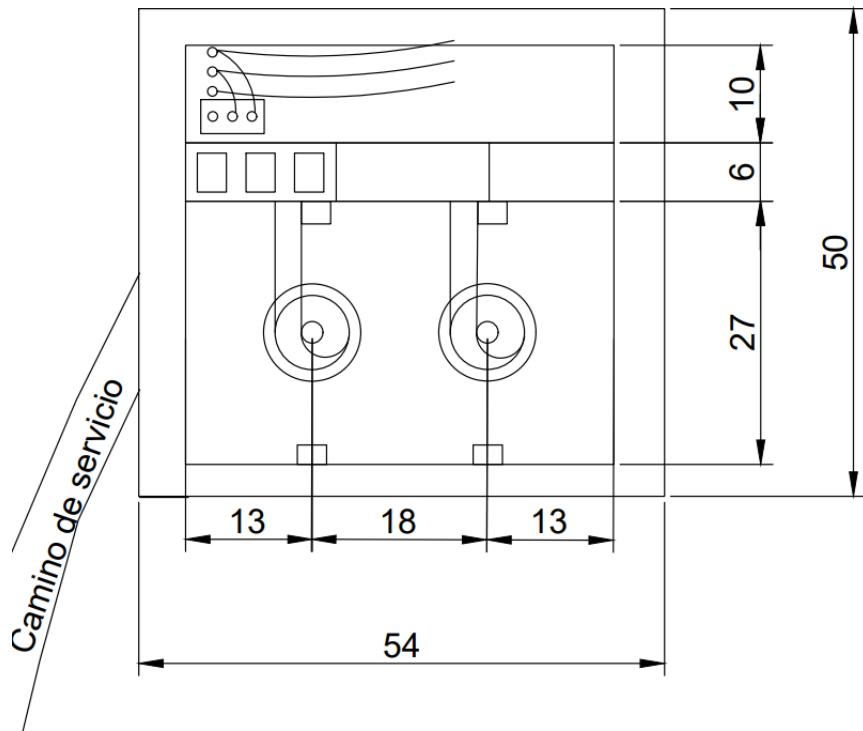


Figura 6: Layout del edificio de máquinas. *Fuente: Elaboración propia.*

Este permitirá parte del terreno a utilizar, así como también dimensionar y cotizar actividades de obras civiles y de construcción. De esta forma, el área construida a utilizar para este edificio se estima en media hectárea.

5 Impactos del proyecto

5.1 Económico

En primer lugar, la implementación de la planta de acumulación de energía reduciría los costos de inversión al ser la primera planta de este tipo en la red. Esto facilitaría la venta de energía durante períodos de sobreproducción en horarios de bajo consumo, contribuyendo a mantener un suministro estable a nivel nacional y generando ganancias económicas para la empresa. Este éxito podría hacer que el mercado sea atractivo para futuras inversiones en proyectos similares. En segundo lugar, la empresa representaría un beneficio para el Sistema Interconectado Central (SIC), ya que, según la legislación vigente, este está obligado a pagar el precio más alto entre los productores demandados por la red en ciertos horarios. Dado que la empresa se enfoca en adquirir energía de nodos de alta producción, cuyo costo es cercano a cero, siempre estaría por debajo del precio más alto de la competencia, lo que contribuiría a equilibrar los precios para el coordinador y, por ende, para el usuario final.

5.2 Tecnológico

Se tienen varios impactos tecnológicos significativos en el sistema eléctrico de Chile:



- **Optimización de la producción y el uso de energía:** Optimizando el uso de recursos energéticos y ayudando a equilibrar la oferta y la demanda eléctrica en tiempo real.
- **Mejora de la estabilidad y la confiabilidad del sistema:** Al proporcionar una capacidad de almacenamiento de energía a gran escala, el proyecto ayudaría a estabilizar el sistema eléctrico, reduciendo la probabilidad de apagones y garantizando un suministro eléctrico confiable para los usuarios finales.
- **Incremento de la eficiencia energética:** La capacidad de almacenar energía y liberarla según sea necesario permite aprovechar al máximo la producción de energía renovable intermitente, como la energía eólica y solar. Esto aumenta la eficiencia del sistema al reducir la necesidad de recurrir a fuentes de energía más costosas y contaminantes durante los períodos de alta demanda.
- **Fomento de la innovación tecnológica:** La implementación de infraestructuras de almacenamiento de energía a gran escala promueve la investigación y el desarrollo de tecnologías relacionadas, lo que podría impulsar avances adicionales en el campo de la energía renovable y la gestión de redes eléctricas.

5.3 Social

El Informe Preliminar de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043 de la Comisión Nacional de Energía (CNE) destaca la necesidad urgente de abordar el crecimiento proyectado en la demanda eléctrica de Chile. Se anticipa que esta demanda se duplique en los próximos 20 años, lo que plantea el riesgo de una crisis energética. En el año 2020, la producción eléctrica alcanzó los 345.647 [Tcal], mientras que la demanda se situó en 301.629 unidades, resultando en una pérdida energética significativa. Estas pérdidas podrían agravarse con el tiempo y afectar desproporcionadamente a los sectores más vulnerables de la sociedad. Así, al garantizar un suministro eléctrico estable y confiable, se mejoraría la calidad de vida de comunidades rurales y remotas que actualmente experimentan interrupciones frecuentes en el servicio eléctrico. Además, al reducir las pérdidas energéticas y aumentar la eficiencia del sistema, se podrían mantener tarifas eléctricas más estables y accesibles para todos los ciudadanos.

5.4 Legal

Los impactos legales del proyecto están estrechamente ligados a los tratados medioambientales en los que el país participa. En relación con el desarrollo sostenible según la ONU:

- **Objetivo N°6, Agua limpia y saneamiento:** El proyecto utiliza la acumulación de energía mediante la elevación de agua con una bomba. Este enfoque puede afectar a las comunidades cercanas debido a la crisis hídrica en el norte del país. Para mitigar estos impactos, se utilizará agua de mar y maquinaria especializada para gestionar su dureza y salinidad.
- **Objetivo N°7, Energía asequible y no contaminante:** Algunas energías renovables no convencionales dependen de condiciones climáticas específicas, lo que puede generar peaks de energía. Este proyecto es relevante porque puede almacenar en períodos de baja demanda y suministrarla en momentos de alta demanda, complementando así la red energética de manera eficiente.



- **Objetivo N°13, Acción por el clima:** La urgencia de tomar medidas energéticas para sostener las tendencias actuales es evidente en los informes climáticos. Las acciones tempranas en este sentido son fundamentales para avanzar hacia una sociedad sostenible y resiliente a este.

En cuanto a la normativa legal nacional, es esencial considerar:

- Realizar estudios ambientales integrales (suelo, flora, fauna, agua, ruido, contaminación del aire, etc.) para desarrollar un Estudio de Impacto Ambiental necesario para la aprobación de la obra.
- Obtener los permisos de construcción y las certificaciones pertinentes de las empresas subcontratadas.
- Implementar los servicios básicos necesarios para la construcción y el funcionamiento efectivo del proyecto, asegurando su cumplimiento con las regulaciones establecidas.

6 Implicaciones secundarias

6.1 Tributación

El proyecto se rige por el sistema tributario chileno mediante el Código 401011 de "Generación hidroeléctrica".

6.2 Normas y regulaciones

6.2.1 Ley General de Servicios Eléctricos (Ley N° 20.936)

La Ley General de Servicios Eléctricos tiene como objetivo regular y supervisar el sector eléctrico en Chile, asegurando un suministro eficiente, seguro y sustentable de energía eléctrica.

Entre los artículos relevantes para el proyecto en cuestión se encuentran:

- **Artículo 1:** Establece que la ley regula todas las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país.
- **Artículo 3:** Los proyectos de generación de energía eléctrica deben contar con las autorizaciones pertinentes del Ministerio de Energía y someterse a la evaluación y aprobación de la CNE y la SEC.
- **Artículo 4:** Establece los requisitos para obtener una concesión eléctrica, necesaria para la construcción y operación de plantas de generación de energía. La concesión otorga derechos sobre el uso del terreno y la conexión al sistema eléctrico.
- **Artículo 6:** Los proyectos de generación y almacenamiento de energía deben someterse al SEIA, asegurando que cumplan con las normativas ambientales y de sostenibilidad.
- **Artículo 8:** Regula la comercialización de energía eléctrica, permitiendo a los generadores vender su producción mediante contratos bilaterales (PPA) o en el mercado spot. Define las condiciones para la participación en el mercado mayorista de energía.



- **Artículo 10:** La CNE regula las tarifas y precios de la energía en el mercado mayorista, asegurando que reflejen los costos reales de generación y transmisión. Esto es crucial para la viabilidad económica de tu proyecto, que se basa en la fluctuación de precios.
- **Artículo 12:** Establece los derechos y obligaciones de los generadores para la interconexión y el acceso a la red eléctrica. Define los procedimientos para garantizar el acceso no discriminatorio a la red, lo cual es esencial para tu proyecto que involucra la compra y venta de energía a la red.
- **Artículo 8:** Proporciona incentivos y beneficios para proyectos de energías renovables y tecnologías de almacenamiento, promoviendo su desarrollo e integración al sistema eléctrico.
- **Artículo 14:** Proporciona incentivos y beneficios para proyectos de energías renovables y tecnologías de almacenamiento, promoviendo su desarrollo e integración al sistema eléctrico.
- **Artículo 16:** La SEC es responsable de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las normativas técnicas y de seguridad en la operación de las plantas de generación y almacenamiento de energía.

6.2.2 Otras normativas

- **Regulaciones de construcción y de seguridad:** Para el diseño y la construcción de presas se debe tomar en cuenta los estándares de seguridad. Estos estándares de seguridad están establecidos con las normas de construcción de presas y embalses, que están reguladas por el Ministerio de Obras Públicas (MOP). Para asegurar que se cumplen estas normas, se solicitará la aprobación de diseños por parte de ingenieros especializados y la posterior revisión por autoridades gubernamentales. Además, se deben respetar las normas de construcción chilenas aplicables a infraestructuras hidráulicas (Decreto Supremo N° 131/2021), y considerar la norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecida por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Finalmente, se debe monitorear diariamente las actividades, realizar idealmente mantenimiento preventivo, predictivo o correctivo de ser necesario, y establecer planes detallados de emergencia en caso de fallos estructurales o eventos naturales que puedan comprometer la seguridad del embalse (ley 20.304).
- **Permisos de uso del agua:** Para el uso del agua tanto para la fase de bombeo como para la generación de energía, se necesitará obtener permisos específicos que abarcan las regulaciones sobre cómo el almacenamiento y la liberación de agua afectarán a los cuerpos de agua existentes, incluidos los caudales mínimos y máximos permitidos. En Chile, los derechos de agua son regulados por la Dirección General de Aguas (DGA, por lo cual se necesitará obtener las concesiones de derechos de agua tanto para la extracción como para la posterior inyección, asegurando a su vez el cumplimiento del Código de Aguas (leyes DFL 1.122 y 21.435).
- **Evaluación de Impacto Ambiental:** Se debe realizar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) que aborde los impactos del proyecto, incluyendo alteraciones en el ecosistema acuático, flora y fauna, y la calidad del agua. Además, se debe incluir las medidas de mitigación, las cuales corresponden a estrategias para aplacar los impactos negativos y sus respectivas compensaciones en caso de ser necesario. A esto, se le debe sumar una consulta ciudadana, con el fin de asegurar que la comunidad local esté informada.

- **Permisos de uso del suelo:** Para la utilización del terreno comprado con los fines antes mencionado, se deberá obtener los permisos correspondientes a la zona de emplazamiento para permitir la construcción respetando el Plan Regulador Comunal (PRC).
- **Regulación financiera y fiscal:** Se deberá cumplir con las normas financieras y contables respectivas al país, de modo de que se transparente la inversión. En caso de que esta inversión sea extranjera, se deberá cumplir la ley 20.848.

6.3 Medio ambiente

De acuerdo a un Estudio de Impacto Ambiental aprobado [10] realizado en Julio del 2014 a un proyecto Chileno de similares características, el impacto ambiental en las etapas construcción, operación y cierre sería del tipo "No Significativo" o "Poco Significativo" en alrededor del 96% de los ítems estudiados, siendo los principales objetos de estudio el Medio Físico y Biótico, Patrimonio Cultural, Paisaje, Áreas protegidas, Sitios prioritarios y el Medio Humano.

6.4 Riesgos

Ambiental

El riesgo ambiental para plantas de bombeo-generación no suele ser significativo al estar emplazado lejos de zonas geográficamente protegidas, como es el caso.

Permisos y tiempo

Los procesos legales asociados a los permisos de suelo, medioambiente, agua, etc. Son generalmente extensos, pues requieren corroborar el buen desempeño en todas las áreas. Es por ello que una falla en uno de estos permisos podría poner en riesgo el proyecto en su totalidad.

7 Ámbito de Influencia y Trabajo

La organización de la empresa para el proyecto es del tipo funcional, puesto que no hay necesidad de conformar equipos para proyectos transversales y por consiguiente, una estructura matricial es injustificada. Se consideran un aproximado de 29 personas para el funcionamiento de la planta y el organigrama resultante es el siguiente:

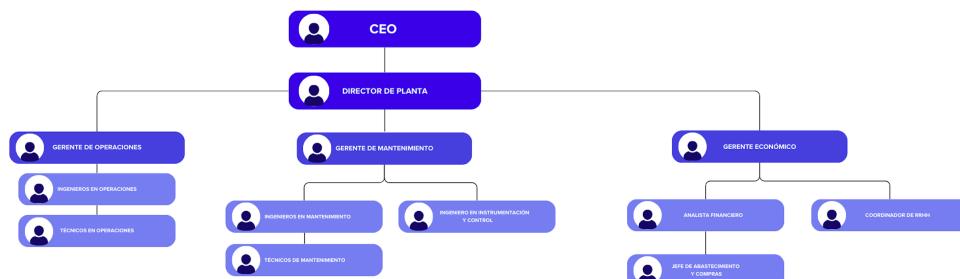


Figura 7: Organigrama de la empresa.



-
1. Director Ejecutivo (CEO)
 2. Director de la planta
 3. Gerente de Operaciones
 4. Gerente de Mantenimiento
 5. Gerente Económico
 6. Ingenieros de Operaciones
 7. Ingenieros en Mantenimiento
 8. Ingeniero en Instrumentación y Control
 9. Técnicos de Operaciones
 10. Técnicos de Mantenimiento
 11. Analista Financiero
 12. Jefe de Abastecimiento y Compras
 13. Coordinador de RRHH

8 Evaluación económica

8.1 Consideraciones previas

Dentro de los factores previos a considerar para la evaluación económica y la construcción del flujo de caja están:

- **Horizonte de Evaluación:** se elige un horizonte a **40 años**. Esta elección se debe a varias características del proyecto, tales como la larga vida útil de la instalación (esperada en más de 50 años), el bajo riesgo de la inversión (la demanda energética siempre es creciente), el margen bruto esperado es de un orden significativo (millones de dólares) y la tasa de descuento a emplear es baja.
- **Tasa de descuento:** se utilizará una tasa de descuento del **6%**. Al igual que lo ya mencionado, el riesgo de la inversión es bajo y las exigencias sobre un proyecto de estas proporciones también, siendo una generadora eléctrica de los proyectos más seguros.
- **Depreciación de la inversión:** para la evaluación se considera **depreciación normal según SII** (Servicio de Impuestos Internos). Dado que para el rubro y la región de instalación del proyecto no hay excepciones especiales que indiquen la posibilidad de una depreciación instantánea, se considera para la evaluación la depreciación normal para los activos.
- **Valor residual:** Se determina como valor residual un **10%**. Esto se asocia principalmente a qué activos tienen valor para el término del proyecto, lo cual es principalmente la obra civil para el proyecto Kolwara.
- **Capital de Trabajo:** se considera el **fondo de emergencias** del proyecto como capital de trabajo. Esto se debe principalmente a que no hay insumos que comprar que sean previos al funcionamiento de la planta, de forma que el único capital requerido será el que sustente la diferencia temporal entre el pago de la energía que se venta respecto al momento en que se compra.
- **Tributación:** En este caso, al ser una gran empresa (Sociedad Anónima), se tributará en base al impuesto de primera categoría, el cual corresponde a un pago anual del **27% sobre la utilidad bruta**.
- **Fluctuaciones monetarias:** No se considerarán variaciones en el IPC, puesto que la moneda utilizada para la evaluación es el dólar americano, y por ende, se espera que variaciones



económicas en Chile se aplique de forma semi-equitativa sobre todos los parámetros del flujo de caja.

8.2 Ingresos

La determinación de ingresos consiste en un desarrollo similar al desarrollado para etapas previas del proyecto:

1. Realizar una revisión de los Precios Marginales Reales proporcionados por el Coordinador Eléctrico Nacional para la subestación eléctrica Central Tocopilla 110[kV], en el doceavo día de cada mes de los años 2022 y 2023. Se considera dicho día como representativo para la mitad del mes, mientras que los años elegidos proveen una tendencia del Precio Marginal.
2. Desde los gráficos obtenidos del inciso anterior, se obtienen los 8 valores máximos durante el día de cada mes. Esto entregará una referencia de a cuanto se venderá 1 [MWh] en dólares americanos.
3. Para cada mes, se realiza la sumatoria de sus respectivos máximos, entregando así un estimado para la venta diaria para cada mes, si se vendiera 1 [MWh] cada hora del turno de generación, según la expresión ($PMM =$ Precio marginal máximo):

$$\text{Suma Diaria del Mes XX [USD/MW]} = \sum_{i=1}^8 (\text{PMM}_i)$$

4. Se reduce la suma diaria por un porcentaje (supuesto en $p_{reduction} = 5\%$) asociado al ingreso de la central a la red eléctrica (la planta del proyecto supone un aumento de la oferta en dicho horario, reduciendo el precio de venta). Al nuevo valor se le denomina "suma diaria reducida":

$$\text{Suma Diaria Reducida del Mes XX} = \frac{\text{Suma Diaria del Mes}}{(1 + p_{reduction})}$$

5. Se realiza un promedio por mes entre 2022 y 2023 para la suma diaria reducida, el cual posteriormente es multiplicado por la potencia de generación ($P_{turb} = 220[MW]$) y por los días operativos del mes (días del mes por la disponibilidad mensual, supuesta en un 95%). Este valor corresponde a la venta mensual de energía:

$$\text{Venta Mensual en Mes XX [MUSD]} = \text{Promedio Día} \left[\frac{\text{USD}}{\text{día}} \right] \cdot \text{Días mes XX} \cdot 0,95 \cdot 10^{-6}$$

6. Finalmente, se calcula la venta anual como la suma de las 12 ventas mensuales, con lo cual se obtiene un valor de **82,51 [MUSD/año]** como ingreso. (Veáse la siguiente tabla)



Tabla 3: Estimación de Venta Energética Anual [MUSD/año]

Mes	Promedio Día [USD/MW]	Venta Mensual [MUSD/mes]
Enero	1201,04	7,66
Febrero	1032,43	5,90
Marzo	957,22	6,10
Abril	1175,20	7,24
Mayo	1210,97	7,72
Junio	1555,81	9,58
Julio	827,34	5,28
Agosto	882,65	5,63
Septiembre	885,31	5,45
Octubre	853,94	5,45
Noviembre	1330,34	8,19
Diciembre	1298,35	8,28
Venta Anual [MUSD]		82,47

8.3 Gastos

De forma similar a la venta energética, la compra energética se calcula según el siguiente procedimiento:

1. Para los mismos días analizados en los ingresos para el Precio Marginal Real entregado por el CEN, en esta ocasión se buscan los 8 valores mínimos durante el día de cada mes. Esto corresponde a la referencia para la compra de 1 [MWh] en dólares americanos.
2. Para cada mes, se realiza la sumatoria de sus respectivos mínimos ($PMm =$ Precio marginal mínimo):

$$\text{Suma Diaria del Mes XX [USD/MW]} = \sum_{i=1}^8 (PMm_i)$$

3. Se aumenta la suma diaria por un porcentaje (supuesto en $p_{increase} = 5\%$) asociado a el aumento de la demanda cuando el proyecto ingrese al consumo de la red eléctrica. Este nuevo valor se denomina "suma diaria aumentada":

$$\text{Suma Diaria Aumentada del Mes XX} = \text{Suma Diaria del Mes XX} \cdot (1 + p_{increase})$$

4. Se realiza un promedio por mes entre 2022 y 2023 para la suma diaria aumentada, el cual es multiplicado por la potencia consumida ($P_{bomb} = 374[MW]$) y por los días operativos del mes (se conserva la disponibilidad mensual previa). Este valor es la compra mensual de energía:

$$\text{Compra Mensual en Mes XX [MUSD]} = \text{Promedio Día} \left[\frac{\text{USD}}{\text{día}} \right] \cdot \text{Días mes XX} \cdot 0,95 \cdot 10^{-6}$$

5. Por último, se calcula la compra energética anual como la suma de las 12 compras mensuales,



obteniéndose un valor de **18,56 [MUSD/año]** como gasto. (Véase la siguiente tabla)

Tabla 4: Estimación de Compra Energética Anual [MUSD/año]

Mes	Promedio Día [USD/MW]	Compra Mensual [MUSD/mes]
Enero	88,80	0,96
Febrero	40,00	0,39
Marzo	135,15	1,47
Abril	46,21	0,48
Mayo	426,82	4,63
Junio	485,03	5,08
Julio	91,93	1,00
Agosto	190,78	2,07
Septiembre	97,70	1,02
Octubre	40,00	0,43
Noviembre	55,60	0,58
Diciembre	40,00	0,43
Compra Anual [MUSD]		18,56

8.3.1 OPEX

Los costos fijos anuales corresponden a:

- **Mano de obra directa:** En cuánto a trabajadores se estima una dotación promedio de 40 personas/mes. El detalle de los sueldos por cargo se muestra en la Tabla 5.
- **Seguros:** Para mitigar riesgos y proteger los activos de la planta contra posibles pérdidas, daños o responsabilidades.
- **Servicios tercerizados:**
 - Mano de Obra: Trabajadores que participen en actividades auxiliares o complementarias en operaciones de mantenimiento, *overhaul*, etc.
 - Aseo: Respecto al mantenimiento de la limpieza de los espacios.
 - Seguridad: En caso de necesitarse el aseguramiento de la integridad de la propiedad.
- **Mantenimiento Programado:** Asegurando la integridad operacional.
- **Consumibles:** Todos los materiales o productos secundarios que se utilicen en el funcionamiento y mantenimiento de la planta.



Tabla 5: Detalle de sueldo anual por cargo en USD y Costo en Mano de Obra.

Cargo	Cantidad	Sueldo Anual (USD)
CEO	1	180.000
Director de Planta	1	120.000
Gerente de Operaciones	1	96.000
Ingenieros en Operaciones	3	30.000
Técnicos en Operaciones	6	21.600
Gerente de Mantenimiento	1	84.000
Ingeniero en Mantenimiento	3	30.000
Técnico en Mantenimiento	6	21.600
Ingeniero en Instrumentación y Control	3	30.000
Gerente Económico	1	72.000
Analista Financiero	1	28.800
Jefe de Abastecimiento y Compras	1	36.000
Coordinador de RR.HH.	1	28.800
Total	29	1,17 [MUSD]

Los costos variables anuales incluyen:

- **Conexión a la Red:** Según los datos del Coordinador Eléctrico Nacional por nodo.
- **Consumo de Agua Potable y Sanitaria:** Para el funcionamiento de áreas de utilización del personal.
- **Telecomunicaciones e Información:** Para la supervisión, control y comunicación de datos.

con ello, el OPEX del proyecto será:

Tabla 6: Desglose de Costos Operacionales

OPEX PROYECTO KOLWARA	
Categoría	Costo Anual [MUSD]
<i>Costos Fijos</i>	
Mano de Obra	1,17
Seguros	0,5
Servicios Tercerizados	1,3
Mantenimiento Progamado	4,5
Consumibles	0,4
SUBTOTAL = 7,87 [MUSD]	
<i>Costos Variables</i>	
Energía	18,56
Agua Potable y Sanitaria	0,2
Telecomunicaciones e Información	0,2
SUBTOTAL = 18,96 [MUSD]	
TOTAL OPEX = 26,83 [MUSD]	



8.4 CAPEX

La tabla 7 contiene los principales costos de inversión en activos fijos del Proyecto:

Tabla 7: Costos de Capital.

CAPEX PROYECTO KOLWARA	
Area del proyecto	Costo total [MUSD]
<i>Materiales, infraestructura y maquinaria</i>	
Turbinas	145,57
Tubería, válvulas y accesorios	60
Generador, sistemas eléctricos y cableado	31
SUBTOTAL = 236,57 [MUSD]	
<i>Obra civil y marina</i>	
Obra civil	84
Obra marina	25
SUBTOTAL = 109 [MUSD]	
<i>Compra del terreno</i>	
Compra del terreno	12,04
SUBTOTAL = 12,04 [MUSD]	
<i>Tecnología y sistemas de control</i>	
Tecnología y sistemas de control	3,58
SUBTOTAL = 3,58 [MUSD]	
<i>Ingeniería y diseño</i>	
Honorarios de diseño, consultoría y asesoramiento	3,58
SUBTOTAL = 3,58 [MUSD]	
<i>Costos regulatorios y legales</i>	
Costos regulatorios y legales	10,73
SUBTOTAL = 10,73[MUSD]	
<i>Fondo de reserva</i>	
Fondo de emergencias	3,78
Variaciones presupuestarias	17,88
SUBTOTAL = 25,03 [MUSD]	
TOTAL CAPEX = 397,13 [MUSD]	

Materiales, infraestructura y maquinaria

Se utilizarán dos turbinas Francis reversibles de 159 [MW] de potencia y 2,22 [m] de diámetro para bombear el agua en ambas direcciones. Además, se consideran 2000 metros de tuberías de 3.7 [m] de diámetro para transportar el agua, de los cuales 1800 metros son terrestres y 200 metros corresponden a la toma de agua marina.

Obra civil y marina

La obra civil y marina garantiza la construcción, seguridad y estabilidad del embalse, incluyendo sistemas de drenaje. Las obras marinas deben asegurar durabilidad a largo plazo y cumplir con



normativas medioambientales, laborales y de salud. Se asigna cerca del 25% del presupuesto total a la mano de obra.

Compra del terreno

Se adquirirán 20 hectáreas a 2000 [m] de la costa de Antofagasta y 5 hectáreas adicionales para instalar una tubería de 25 metros de ancho desde el embalse hasta la costa. Con un costo de 45.000[CLP/m²], el total es 12,04 millones de dólares.

Tecnología y sistema de control

Se instalarán velocímetros, termocuplas y otros dispositivos especializados con un sistema en línea para monitoreo en tiempo real del flujo de agua, garantizando el cumplimiento de estándares ambientales y eficiencia operativa. Este costo representará aproximadamente un 1% del presupuesto total del proyecto.

Costos regulatorios y legales

Los estudios correspondientes al Estudio de Impacto Ambiental (EIA) se estiman en un 3% del presupuesto total.

Ingeniería y diseño

La asignación del 1% del presupuesto a los honorarios de diseño para ingenieros es esencial para abordar la complejidad técnica y los desafíos del proyecto, garantizando soluciones innovadoras y seguras que optimicen recursos y eficiencia operativa a largo plazo.

Fondo de reserva

El fondo de reserva incluye un **fondo de emergencias** para imprevistos y **variaciones presupuestarias** debido a inflación y condiciones económicas. El fondo de emergencias representa un 5% de los costos fijos del proyecto, mientras que el Fondo de Emergencia un 1%, considerado a su vez como capital de trabajo.

8.5 Flujo de caja e indicadores de rentabilidad

Primero, se construye una Tabla de **determinación de Estado de Resultados**, el cual permitirá conocer la utilidad neta del proyecto. Este cálculo se especifica a continuación en la Tabla 8. Notar que se han incluido años representativos en los cuales hay cambios en los valores. El principal argumento de la variación en la utilidad neta cada 10 años es los distintos períodos de depreciación considerados para los activos fijos.

Tabla 8: Determinación de Estado de Resultados.

	Año	0	1	10	11	20	21	30	31	40	41
Horizonte de Evaluación:	40	(años)									
Potencia de Diseño:	250	(MW)									
Residual del Proyecto:	10,0%										
Ingresos:											
Residual del Proyecto	(MUSD)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39,71
Venta Energética	(MUSD)	0,00	82,47	82,47	82,47	82,47	82,47	82,47	82,47	82,47	0,00
Total Ingresos	(MUSD)	0,00	82,47	39,71							
Costos:											
<i>Costos Fijos:</i>											
Mano de Obra	(MUSD)	0,00	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	0,00
Seguros	(MUSD)	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,00
Servicios Tercerizados	(MUSD)	0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	0,00
Mantenimiento Programado	(MUSD)	0	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	0,00
Consumibles	(MUSD)	0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,00
<i>Costos Variables:</i>											
Compra Energética	(MUSD)	0,00	18,56	18,56	18,56	18,56	18,56	18,56	18,56	18,56	0,00
Agua Potable y Sanitaria	(MUSD)	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,00
Telecomunicaciones e Información	(MUSD)	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,00
<i>Depreciación de Inversión</i>	(MUSD)	0,00	23,53	23,53	5,51	5,51	2,51	2,51	1,68	1,68	0,00
Total Costos:	(MUSD)	0,00	50,36	50,36	32,35	32,35	29,35	29,35	28,51	28,51	0,00
Margen Bruto (EBITDA)	(MUSD)	0,00	55,64	55,64	55,64	55,64	55,64	55,64	55,64	55,64	39,71
Utilidad Bruta (EBIT)	(MUSD)	0,00	32,11	32,11	50,13	50,13	53,13	53,13	53,96	53,96	39,71
Impuesto Primera Categoría	27%	(MUSD)	0,00	8,67	8,67	13,53	13,53	14,34	14,34	14,57	14,57
Utilidad Neta	(MUSD)	0,00	23,44	23,44	36,59	36,59	38,78	38,78	39,39	39,39	28,99

Luego, se procede a la determinación del **flujo de caja libre**. En este se considera como ingreso la utilidad neta, a la cual debe volver a integrarse el valor de la depreciación, dado que este no corresponde a un gasto real, sino a una variable para la obtención de impuestos. La tabla 9 presenta de igual forma años representativos en que el flujo neto cambia. Además, se debe agregar que dado que los gastos operacionales ya fueron descontados en el cálculo de utilidad neta, estos no son introducidos como egresos de caja.



Tabla 9: Determinación de Flujo de Caja Libre.

	Año	I	1	10	11	20	21	30	31	40	41
Ingresos de Caja:											
Utilidad Neta	(MUSD)	0,00	23,44	23,44	36,59	36,59	38,78	38,78	39,39	39,39	28,99
Capital de Trabajo	(MUSD)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,58
Depreciación Total	(MUSD)	0,00	23,53	23,53	5,51	5,51	2,51	2,51	1,68	1,68	0,00
Total Ingresos de Caja	(MUSD)	0,00	46,97	46,97	42,11	42,11	41,30	41,30	41,07	41,07	32,57
Egresos de Caja:											
<i>Inversión Inicial:</i>											
Turbinas	(MUSD)	145,57	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tuberías, Válvulas y Accesorios	(MUSD)	60,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Generadores, Transformadores, Cableado	(MUSD)	31,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obra Civil	(MUSD)	84,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Obra Marina	(MUSD)	25,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Compra de Terreno	(MUSD)	12,04	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tecnologías y Sistemas de Control	(MUSD)	3,58	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Honorarios Diseño y Consultoría	(MUSD)	3,58	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos Regulatorios y Legales	(MUSD)	10,73	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fondo de Emergencias	(MUSD)	3,58	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Variaciones Presupuestarias	(MUSD)	18,06	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Egresos de Caja	(MUSD)	397,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flujo de Caja Neto	(MUSD)	-397,13	46,97	46,97	42,11	42,11	41,30	41,30	41,07	41,07	32,57
Flujo de Caja Acumulado	(MUSD)	-397,13	-350,16	72,58	114,69	493,65	534,94	906,62	947,69	1317,33	1349,90

Finalmente, a partir de los flujos de caja presentados anteriormente, se calculan los siguientes indicadores de rentabilidad:

Tabla 10: Indicadores de Rentabilidad del Proyecto Kolwara.

Indicador	Valor	Unidad
Tasa de Descuento	6	[%]
Valor Actual Neto (VAN)	272,02	[MUSD]
Tasa Interna de Retorno (TIR)	11,2	[%]
Período de Retorno de Inversión (Payback)	9,32	[años]

Se determina así, que el proyecto es **rentable económicamente**, con una TIR casi igual al doble de la exigencia para la tasa de descuento. Además, la inversión se recupera en menos del primer cuarto del periodo de evaluación del proyecto y el VAN ronda los 272 millones de dólares con el descuento aplicado.

8.6 Análisis de Sensibilidad

El análisis de Sensibilidad consiste en estudiar cómo afecta la variación de los parámetros de entrada a los parámetros de salida. Los parámetros de entrada se detallarán a continuación, y para todos se aplica un aumento y disminución de 10, 20, 30, 40 y 50 porciento, respecto al valor nominal determinado anteriormente. Los parámetros de salida a estudiar son VAN, TIR y Payback.

- Costos fijos:** Parte del OPEX, corresponde a la mano de obra, seguros, servicios tercerizados, mantenimiento programado y consumibles. El valor nominal es 7,87 [MUSD], y se hace variar

entre 3,94 y 11,81 [MUSD].

2. **Factor de pérdidas:** Para el análisis hidráulico y dimensionamiento de los equipos, se estimó una pérdida de altura del salto de 3 metros por cada 100 metros lineales de tubería. Este valor es solo una estimación para un dimensionamiento inicial, y una vez que se haya establecido de forma definitiva la instalación de tuberías, válvulas y otros elementos presentes en la galería de conducción, se podrá calcular de forma precisa la pérdida de altura por fricción. El valor nominal de 3% se hace variar en el intervalo de 1,5% y 4,5%.
3. **Reducción del precio de venta:** Para el cálculo de ingresos, se tomaron datos del precio de la energía del Coordinador Eléctrico Nacional [2]. Sin embargo, cuando el proyecto Kolwara ingrese al mercado, este precio disminuirá, debido a que esta es energía renovable de bajo costo, desplazando a otras centrales eléctricas de mayor costo marginal. Se consideró una disminución del precio de venta de 5% con el ingreso de Kolwara al mercado, valor que variará entre 2,5% y 7,5%.
4. **Aumento del precio de compra:** De la misma forma que disminuye el precio de venta, el precio de compra aumenta, pues en los períodos en que se bombea agua, Kolwara es un consumidor de la red eléctrica, aumenta la demanda, y por lo tanto el costo marginal. Nuevamente se considera como valor nominal un 5% de aumento, variando entre el 2,5% y el 7,5%.
5. **Precio base de compra:** Siguiendo la misma línea que el punto anterior, en algunos horarios, la generación es tan superior a la demanda, que el precio de la energía es 0. En estos casos, aumentar un porcentaje del precio de compra no tiene sentido, por lo que se establece un precio base de 5 [USD/MWh] para estos casos, valor que varía entre 2,5 y 7,5 [USD/MWh].

A continuación, se presentan gráficos con los resultados del análisis de sensibilidad, que permitirán comparar los distintos parámetros.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD: VAN

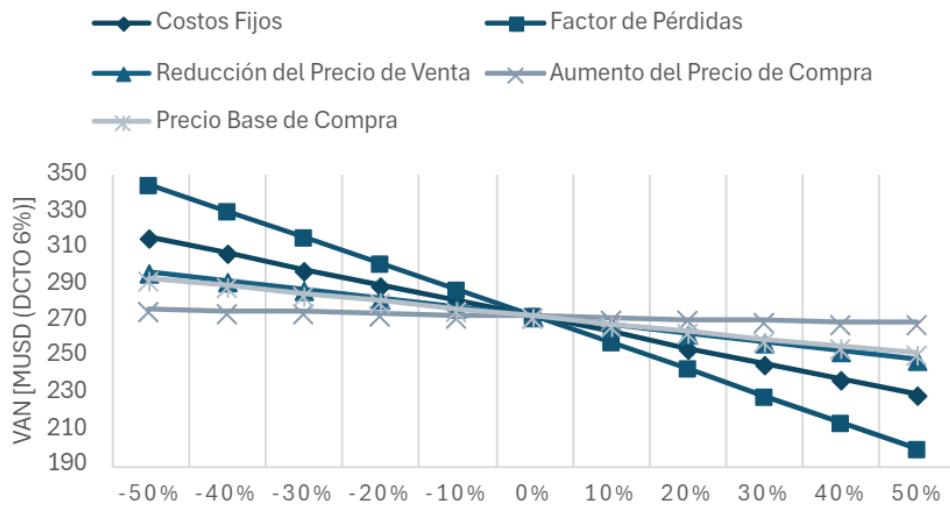


Figura 8: Sensibilidad VAN

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD: TIR

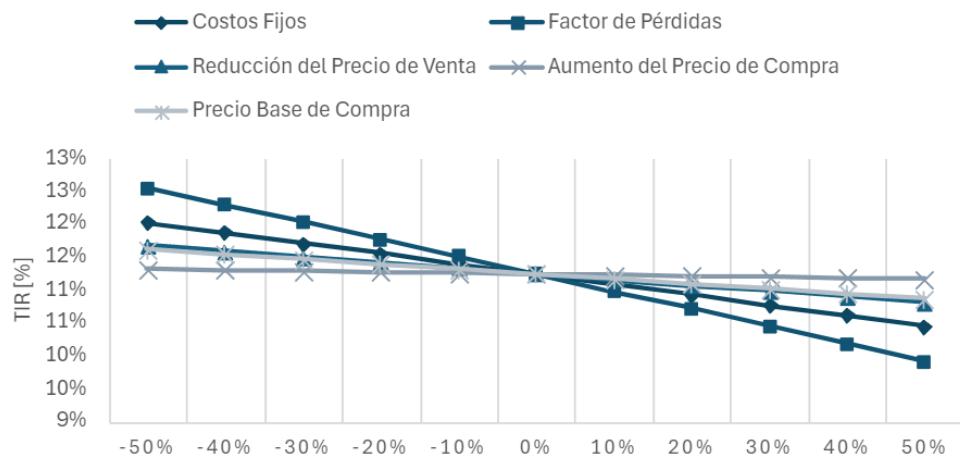


Figura 9: Sensibilidad TIR

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD: PAYBACK

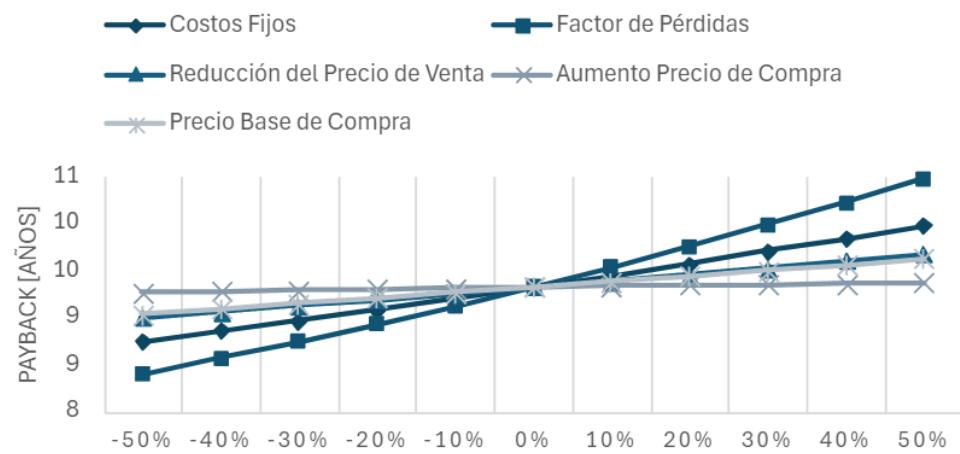


Figura 10: Sensibilidad Payback

Se puede apreciar en los gráficos, que las tres variables de salida presentan una sensibilidad similar respecto a las variables de entrada. En todas, es evidente que **el factor de pérdidas es el parámetro que más influye**; en segundo lugar, los costos fijos, seguido del precio base de compra y reducción del precio de venta, en proporciones similares, y finalmente el aumento porcentual del precio de compra, que presenta variaciones casi insignificantes en los parámetros de salida.

A continuación, se expone una tabla con los resultados obtenidos para la variación del factor de pérdidas, para evidenciar de forma más clara cómo afecta este a los indicadores económicos.

**Tabla 11:** Sensibilidad de indicadores económicos al factor de pérdidas en tuberías.

Factor de pérdidas [%]	Variación [%]	VAN [MUSD]	TIR	Payback [años]
1,5%	-50%	344,7	12,6%	8,39
1,8%	-40%	330,2	12,3%	8,56
2,1%	-30%	315,6	12,0%	8,74
2,4%	-20%	301,1	11,8%	8,93
2,7%	-10%	286,6	11,5%	9,12
3,0%	0%	272,0	11,2%	9,32
3,3%	10%	257,5	11,0%	9,53
3,6%	20%	243,0	10,7%	9,75
3,9%	30%	228,4	10,4%	9,98
4,2%	40%	213,9	10,2%	10,22
4,5%	50%	199,3	9,9%	10,48

Sin embargo, es necesario señalar que, a pesar de que los indicadores se ven notablemente más afectados por un parámetro, no significa que este necesariamente sea el más importante. También debe considerarse la probabilidad o frecuencia con que cada parámetro varíe, si se quiere hacer un análisis más detallado.

Una vez que ya fue instalado el sistema de tuberías, las pérdidas por fricción ya estarán definidas, y se mantendrán constantes. Si se desea variar este parámetro, debe ser durante la etapa de diseño y construcción del proyecto. Por otra parte, el precio de compra y venta de energía, si bien tiene una sensibilidad menor respecto al factor de pérdidas, varía mucho más frecuentemente, pues el precio de la energía se verá afectado por la disponibilidad de las plantas de generación, instalación de nuevas plantas de Energías Renovables no Convencionales, y principalmente por la demanda. Este precio se calcula hora a hora, y puede presentar variaciones mucho más grandes de las presentadas en este análisis de sensibilidad.

8.7 Análisis Estocástico

El análisis estocástico se lleva a cabo utilizando la herramienta Crystal Ball de Oracle. Los parámetros a considerar (Suposiciones) son:

- Precio Compra Anual: Variable siguiendo una distribución normal con promedio y desviación estándar calculada respecto a los valores del precio mensual (18,56 y 18,68 [MUSD], respectivamente).
- Precio Venta Anual: Variable siguiendo una distribución normal con promedio y desviación estándar calculada respecto a los valores del precio mensual (82,51 y 16,30 [MUSD], respectivamente).
- Precio Base de Compra: Se supone una distribución triangular con un mínimo de 0, una media de 5 (máxima probabilidad) y un máximo de 10 [USD/MWh].
- Costos Fijos: Sigue una distribución triangular con una variación del 5 % del valor nominal de 7,87 [MUSD].

- Factor de Pérdidas: Se supone una distribución triangular con valor mínimo de 0.5 %, máximo de 4 % y más probable de 3 %.

Mientras que los indicadores a analizar (Pronósticos) son:

- VAN
- TIR
- Payback

Los resultados para 1000 iteraciones mediante el método Monte Carlo son:

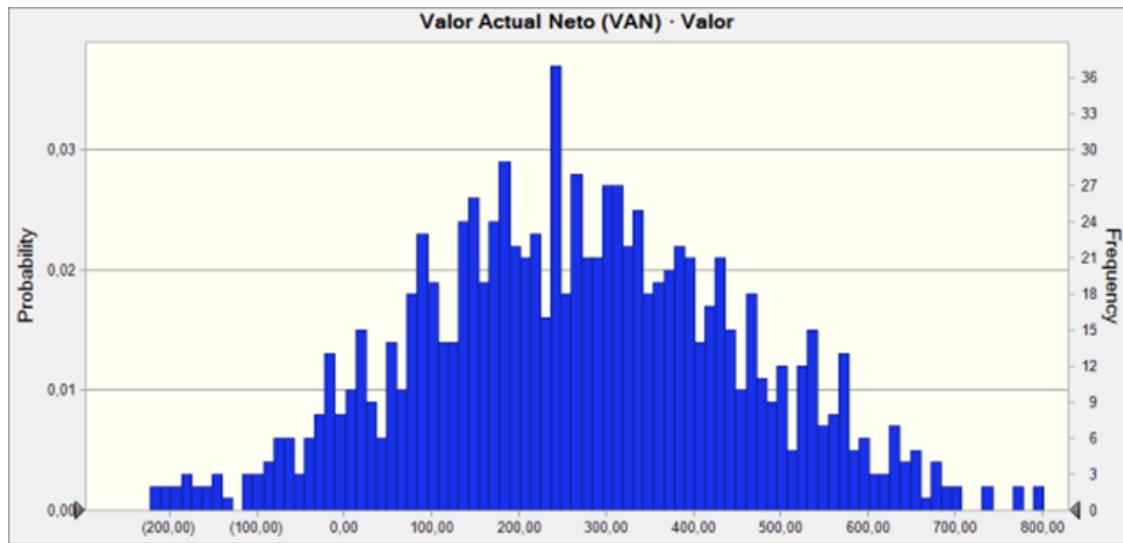


Figura 11: Análisis del VAN mediante Crystal Ball *Fuente: Elaboración Propia.*

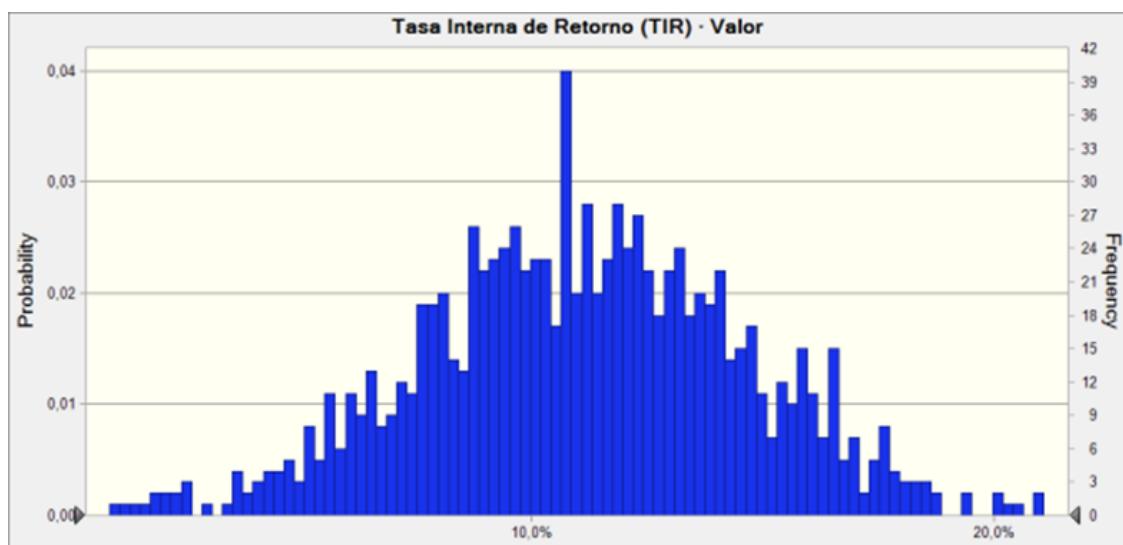


Figura 12: Análisis del TIR mediante Crystal Ball *Fuente: Elaboración Propia.*

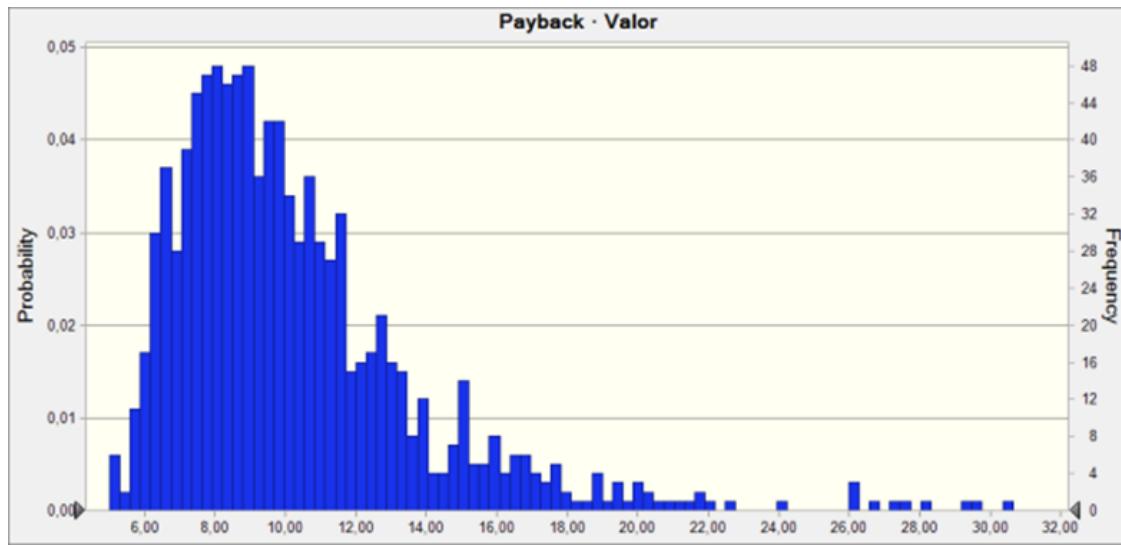


Figura 13: Análisis del Payback mediante Crystall Ball *Fuente: Elaboración Propia.*

Los valores presupuestados para cada indicador corresponden a los casos con mayor probabilidad de ocurrencia (cercano o mayor al 40 %), asegurándose la rentabilidad prevista.



9 Conclusión

Los diversos componentes del sistema, incluyendo la infraestructura de bombeo, las tuberías de conducción, y los sistemas de control, se han determinado que cumplen con los requisitos operativos y de seguridad establecidos. Además, los costos asociados con la implementación de estos componentes se encuentran dentro de límites presupuestarios establecidos inicialmente.

La utilización de agua de mar para el almacenamiento de energía minimiza el impacto en los recursos hídricos continentales y, con los cuidados adecuados, se puede garantizar la preservación de los ecosistemas marinos y terrestres circundantes. Este enfoque no solo promueve la sostenibilidad ambiental, sino que también se alinea con las políticas nacionales e internacionales de mitigación del cambio climático. Por otra parte, la región de Antofagasta presenta características geográficas favorables para la implementación de la tecnología PSH. La proximidad al mar y las condiciones topográficas permiten un diseño eficiente y efectivo del sistema de almacenamiento. Además, el almacenamiento de energía por bombeo una solución probada y confiable para el almacenamiento de energía a gran escala.

Finalmente, los indicadores de rentabilidad obtenidos son bastante sobresalientes, proporcionando una considerable ventaja competitiva en el mercado energético chileno. Se concluye así que el proyecto Kolwara es viable técnica y económica, y representa una gran oportunidad para Chile. No solo ofrece una solución sostenible y eficiente para la acumulación de energía, sino que también posiciona al país como un pionero en el uso de tecnologías innovadoras para enfrentar los desafíos energéticos. La implementación exitosa de este proyecto podría marcar un hito en la transición hacia un sistema energético más resiliente y sostenible, beneficiando tanto al medio ambiente como a la economía nacional.

Los siguientes pasos para el desarrollo del proyecto incluyen estudios detallados de ingeniería, llevar a cabo una EIA, con toda la documentación correspondiente, la tramitación de los permisos correspondientes y la búsqueda de financiamiento e inversores. Con un enfoque diligente y cuidadoso, este proyecto puede convertirse en un referente mundial en el almacenamiento de energía y en un orgullo para Chile.



Referencias

- [1] Comisión Nacional de Energía. (2023). *Informe Preliminar Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043*. Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/12/Informe-Preliminar-Prevision-de-Demanda-Electrica-2023-2043.pdf>
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional. (2024). *Costo Marginal Real*. Recuperado de <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/costo-marginal-real/>
- [3] EPRI, Palo Alto, CA. (2010). *Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits*. Recuperado de <http://large.stanford.edu/courses/2012/ph240/doshay1/docs/EPRI.pdf>
- [4] Energy Storage News. *World's Largest Compressed Air Energy Storage Project Connects to the Grid in China*. Recuperado de <https://www.energy-storage.news/worlds-largest-compressed-air-energy-storage-project-connects-to-the-grid-in-china/>
- [5] European Association for Storage of Energy. (2016). *Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage*. Recuperado de https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_ACAES.pdf
- [6] Generadoras.cl. *Generación Eléctrica en Chile*. Recuperado de <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- [7] International Hydropower Association. (2023). *2023 World Hydropower Outlook*. Recuperado de <https://www.hydopower.org/publications/2023-world-hydropower-outlook>
- [8] Muljadi, Eduard, et al. (2021). *Electrical Systems of Pumped Storage Hydropower Plants: Electrical Generation, Machines, Power Electronics, and Power Systems*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Recuperado de <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/74721.pdf>
- [9] Oak Ridge National Laboratory, for U.S. Department of Energy, Water Power, Technologies Office. (2023). *U.S. Hydropower Market Report 2023 Edition*. Recuperado de <https://www.energy.gov/eere/water/hydropower-market-reports>
- [10] Servicio de Evaluación Ambiental. (2014). *Predicción y Evaluación de la Inteligencia Artificial*. Recuperado de https://seia.sea.gob.cl/archivos/Cap_04_Prediccion_y_evaluacion_de_IA_06082014.pdf
- [11] Servicio de Evaluación Ambiental. (2015). *RCA Completa*. Recuperado de https://seia.sea.gob.cl/archivos/2015/12/11/RCA_completa.pdf
- [12] The New York Times. (2012). *A Storage Solution Is in the Air*. Recuperado de <https://www.nytimes.com/2012/10/02/business/energy-environment/a-storage-solution-is-in-the-air.html>
- [13] Universidad Técnica Federico Santa María. *Repository USM*. Recuperado de <https://repository.usm.cl/server/api/core/bitstreams/cb362a19-379c-4097-8d5f-834e2d4e12e6/content>



-
- [14] GIZ, Centro de Energía Universidad de Chile, Ministerio de Energía, & Australian National University. (2020). *Desarrollo de metodología aplicada en sistemas de información geográfica para identificar potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile*. Recuperado de <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2021/09/Estudio-potencial-centrales-bombeo-Chile.pdf>
 - [15] BCN (2021) *Industria del hidrógeno verde en Chile*. Recuperado de https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32540/1/BCN__Hidrogeno_verde_en_Chile_Sept21.pdf
 - [16] PUC (2020) *Hidrógeno verde: El elemento más simple del universo que hace a Chile soñar en grande*. Recuperado de <https://linq.com/hE4De>



10 Anexos

10.1 Cálculos de ingresos para la selección de la alternativa de almacenamiento

Sobre el cálculo de ingresos, como primera aproximación este se realiza en base a elegir un día de cada mes del último año en representación de este, para luego calcular los costos de compra energética en el rango horario previamente indicado, así como también los ingresos nominales en base a los máximos 8 precios de aquellos días, para finalmente multiplicar por la potencia nominal y considerar la eficiencia de cada planta. Además, dado que cuando la planta entre al mercado, existirá una variación en los costos marginales, se ha considerado una reducción o aumento (según corresponda) del 7%, mientras que a los valores de compra en 0 se les ha impuesto un piso de 5 [USD/MWh]. Esto es:

$$Ingreso Diario = \left(\eta \cdot \sum P_{venta,i} - \sum P_{compra,k} \right) \cdot P_{nom} \cdot \Delta t \quad (10.1)$$

Este cálculo se realiza para cada día 14 de los meses del último año, según los datos del CEN, y de donde:

$P_{venta,i}$ = i-ésimo máximo costo marginal del día [USD/MWh]

$P_{compra,k}$ = costo marginal del día a la hora k-ésima (con $k = 9:00, 10:00, \dots, 17:00$) [USD/MWh]

P_{nom} = Potencia nominal de la planta (250 [MW])

η = Eficiencia de la planta.

$\Delta t = 1$ [h]

El valor del ingreso diario se multiplica posteriormente por la cantidad de días del mes evaluado, para posteriormente sumarse los ingresos mensuales y entregar un valor referencial para el ingreso anual. De esta forma, se evidencia que para los parámetros de entrada, el ingreso anual es función de la eficiencia de la planta η , según el tipo de planta que se quiera utilizar.

Además, debido a que la relación de potencia y energía en las plantas modelo no necesariamente debe ser la misma, se hace el análisis por separado, teniéndose así dos costos de inversión, así como también dos valores para cada indicador económico, uno haciendo la relación de proporcionalidad respecto a la potencia, y otro respecto a la capacidad.

Observación: Dentro del análisis, se ha despreciado la devaluación de la moneda, así como también fluctuaciones en los costos marginales y demanda (proyecciones), los cuales en etapas posteriores deberán ser incluidos. Por otra parte, se ha considerado un impuesto a la renta de primera categoría del 27% anual.

10.2 Análisis de rentabilidad de las diferentes alternativas de almacenamiento

10.2.1 Análisis de rentabilidad de la alternativa PSH

Para estudiar la viabilidad de la alternativa PSH, se hace un análisis de rentabilidad inicial. Se considera una eficiencia de la planta de 85%, costos de operación y mantenimiento correspondientes al 1% de la inversión inicial, una proyección de vida útil de la planta de 50 años, que lleva a una depreciación de la inversión de 2% y una tasa de descuento del 5%. Para los ingresos, se considera la metodología usada, expuesta anteriormente, obteniéndose un valor de 43,60 [MUSD/año]. Para la inversión, se tomó como referencia el costo de 2 proyectos en construcción de características similares, una en Australia y otra en Emiratos Árabes Unidos.



Tabla 12: Modelos de capacidad y costo de inversión de plantas PSH

Planta	Potencia [MW]	Capacidad [MWh]	Costo inversión [MUSD]
Kydston Pumped Hydro Project, Australia	250	2000	507
Hatta PSH, EAU	250	1500	387

Los resultados que se obtienen son los siguientes:

Tabla 13: Indicadores económicos de la alternativa PSH.

	VAN [USD]	TIR	Payback [años]
En base a Potencia	118,5	7%	14,43
En base a Capacidad	60,4	6%	16,33

10.2.2 Análisis de rentabilidad de la alternativa de baterías

Para esta alternativa, se considera una eficiencia de $\eta = 85\%$ y así se obtienen los ingresos esperados anualmente de 43,60 millones de dólares. Además, se desprecian costos de mantenimiento (esperados en menos de un 1% de la inversión inicial al año), de modo que el costo operacional (OPEX) será nulo. Adicionalmente, para estimar la inversión inicial, se utilizan como referencia 4 plantas BESS con potencias similares en el mundo:

Tabla 14: Modelos de capacidad y costo de inversión de plantas BESS

Planta	Potencia [MW]	Capacidad [MWh]	Costo Inversión [MUSD]
Hornsdale Power Reserve Australia	150	193,5	111,8
Moss Landing Power Plant California, USA	300	1.200	200,0
Minety Battery Storage Minety, UK	150	240	86,8
ENGIE BESS Coya Antofagasta, Chile	139	638	200,0

A partir de la Tabla anterior, se calcula promedios para un costo específico de potencia de 857,38 [kUSD/MW] y un costo específico de capacidad de 354,90 [kUSD/MWh]. Estos indicadores se utilizan para escalar el costo de inversión acorde a los parámetros impuestos para la planta.

Luego, teniendo en cuenta los ingresos anuales, el costo operacional nulo, la inversión a partir de los costos específicos, una depreciación de la inversión del 6,67% anual (15 años de vida útil) y una tasa de descuento exigida del 5%, se obtienen los siguientes indicadores económicos a partir del flujo de caja descritos en la Tabla 15. Cabe destacar, que para este caso particular, a partir de lo observado



en las referencias y mercado, la capacidad tiende a ser lo limitante (la más grande del mundo es de 1200 [MWh]). Por consiguiente, los indicadores en base a esta serán los más representativos.

Tabla 15: Indicadores económicos Alternativa BESS.

	VAN [MUSD]	TIR	Payback [Años]
En base a Potencia	147,9	14%	6,14
En base a Capacidad	-272,7	-1%	16,89

10.2.3 Análisis de rentabilidad de la alternativa de aire comprimido

Ahora si hacemos el análisis económico de la alternativa de CAES, considerando una eficiencia del 70%, unos costos de operación y mantenimiento del 1% de la inversión inicial, una depreciación de la inversión del 5% y una tasa de descuento del 5%, se pueden obtener los indicadores clave para el análisis de la rentabilidad de esta alternativa. Se considera el ingreso promedio anual esperado y un coste de inversión de la planta basado en plantas modelo:

Tabla 16: Capacidad y costo de inversión de plantas CAES modelo.

Planta	Potencia [MW]	Capacidad [MWh]	Costo de Inversión [MUSD]
Huber Yingchang	300	1500	270
Alliant Energy	20	200	30
Silver City Energy Storage	200	1600	420
Huntorf Germany	290	2400	500

Así, se obtiene lo siguiente entonces:

Tabla 17: Indicadores económicos Alternativa CAES

	VAN [MUSD]	TIR	Payback [Años]
En base a Potencia	-60,0	3%	14,73
En base a Capacidad	-70,5	3%	15,13

Mirando los resultados de esta última Tabla, se puede ver que no se alcanza la rentabilidad para esta alternativa.

10.2.4 Análisis de rentabilidad de la alternativa del hidrógeno verde

Primero que todo, actualmente, la producción de hidrógeno verde es costosa. En efecto, producir un kilogramo de hidrógeno verde tiene un costo que varía entre 3,0 y 7,5 [USD], lo que es mucho más que el hidrógeno derivado del gas natural (0,9 – 3,2 [USD/kg]) [15]. Eso se refleja en la producción mundial actual de hidrógeno, que se basa principalmente en combustibles fósiles, con el gas natural representando la mayor parte. Al contrario, la producción de hidrógeno verde apenas alcanza el 0,1%.

Sin embargo, se proyecta que los costos de producción de hidrógeno verde disminuyan en un 30% para 2030, gracias a la reducción de los costos de las energías renovables, como la eólica y solar.



Así, el costo de producción del hidrógeno verde se podría bajar significativamente, llegando a ser exportado a un valor cercano a 1,5 – 2,0 [USD/kg] para 2030, lo que lo haría altamente competitivo. Y para 2050, se espera que el costo promedio de producir hidrógeno verde en base energía eólica estaría entre 1,2 – 2,4 [USD], mientras que la solar estaría entre 0,8 – 1,2 [USD]. Esto hará que el hidrógeno verde sea más económico que el gas natural e incluso más barato que el diésel desde 2030 y aún más en 2050.

Además, una vez la energía transformada en hidrógeno verde, se tendría que transformarlo de nuevo en energía, ya que es solamente una forma de almacenar la energía. Sin embargo, en general, el costo de la energía producida a partir de hidrógeno verde suele ser más alto que el de la electricidad producida directamente a partir de fuentes renovables, debido a las etapas adicionales de producción, almacenamiento y conversión necesarias. Sin embargo, con avances tecnológicos y una mayor escala de producción, los costos pueden disminuir en el futuro.

El hidrógeno verde aún es una tecnología que está en desarrollo e investigación, y aún no existen plantas comerciales de venta de hidrógeno verde, por lo que no existen plantas modelo para compararlas y realizar una evaluación económica, como con las otras 3 alternativas.

Claramente, la alternativa de almacenar energía en forma de hidrógeno verde para después transformarla de nuevo y usarla no es una opción viable y rentable. Así, para mejorar la rentabilidad, podríamos considerar solamente transformar la energía renovable comprada en hidrógeno verde y después vender ese hidrógeno verde al lugar de transformarlo. Según estudios de la PUC de Chile [16], se calcula que el hidrógeno verde podría ser competitivo a partir de los 2,5 [USD/kg] y se está en una dinámica de que los precios bajen gracias al hecho de que los hidrolizadores (los artefactos que producen la hidrólisis) son cada vez más eficientes. Pero, para lograr estos costos de producción, se necesita esperar aún más para que bajen.

10.3 Cálculos hidráulicos para la selección de equipos

Es necesario seleccionar los equipos que se usarán para realizar el bombeo y la producción de potencia. Se busca alcanzar una potencia hidráulica de 250 MW. Para determinar esto, es necesario considerar también las pérdidas que se tendrán en las tuberías, por lo que la potencia necesaria para elevar el agua será mayor a la que se obtendrá para bajarla.

Para el flujo en tuberías, se estima una velocidad de 3 m/s, recomendada para no elevar mucho las pérdidas. Se estima también que la caída de altura por fricción, corresponde a 3 metros de cabeza por 100 metros lineales de tubería.

Se busca determinar el caudal necesario para cumplir con la potencia especificada de 250 MW. Primero, se considerará que se dividirá el flujo en 2 partes, es decir, se utilizarán 2 turbinas, de 125 MW cada una. Se considera para esto, una altura de cabeza de 450 metros, ubicados a una distancia de 1,8 kilómetros del mar. Las pérdidas por fricción corresponden a

$$H_{perdidas} = 0,03 \cdot 1800[m] = 54[m] \quad (10.2)$$

Así, la altura que percibirá la turbina en el proceso de generación, será

$$H_{caida} = 450[m] - 54[m] = 396[m] \quad (10.3)$$



Considerando que la densidad del agua de mar corresponde a $1025 [kg/m^3]$

$$250 \cdot 10^6 [W] = 1025[kg/m^3] \cdot 9,81[m/s^2] \cdot 396[m] \cdot Q$$
$$Q = 62,76[m^3/s]$$

(10.4)

Con el caudal total, se puede calcular a su vez el caudal por turbina

$$Q_{turbina} = 31,38[m^3/s]$$

(10.5)

El volumen total de agua que se almacenará entonces, corresponde al caudal total, multiplicado por las 8 horas que se usarán para la descarga de agua.

$$V = 62,76[m^3/s] \cdot 8[h] \cdot 3600[s/h] = 1.807.488[m^3]$$

(10.6)

Para elevar el agua, la altura que debe proporcionarse es la suma del salto más las pérdidas

$$H_{bombeo} = 450[m] + 54[m] = 504[m]$$

(10.7)

El proceso de bombeo se efectuará durante 8 horas también. Así, la potencia necesaria para bombear, por cada turbina, es de

$$P = 1025[kg/m^3] \cdot 9,81[m/s^2] \cdot 504[m] \cdot 31,38[m^3/s] = \mathbf{159 \text{ MW}}$$

(10.8)

Para el transporte de agua, se considerarán 2 tuberías grandes, cada una llevando la mitad del flujo total, dirigiéndose a sendas turbinas. Considerando la velocidad óptima de 3 m/s para el agua señalada anteriormente, se calcula el diámetro necesario de las tuberías, que podrá ser ajustado según la disponibilidad de tuberías comerciales o de los materiales para fabricarlas.

$$Q = v \cdot \frac{D^2\pi}{4}$$
$$D = \left(\frac{4Q}{\pi v} \right)^{1/2} = \left(\frac{4 \cdot 31,38[m^3/s]}{\pi 3[m/s]} \right)^{1/2} = \mathbf{3,64 \text{ m}}$$

(10.9)

Para determinar el diámetro del rotor de las turbinas, primero se determina la velocidad específica del gráfico 14

$$N_Q = n \frac{Q^{1/2}}{H^{3/4}} = 26$$
$$n = 26 \cdot \frac{(396[m])^{3/4}}{(31,38[m^3/s])^{1/2}}$$
$$n = 412,02[rpm]$$

(10.10)

Se considerará el valor estándar o nominal más cercano, que corresponde a **500 rpm**.



Con esto, se puede calcular el número específico de revoluciones

$$\begin{aligned}\sigma_{ym} &= 2,108 \frac{500 \cdot Q^{1/2}}{(g \cdot H)^{3/4}} \\ \sigma_{ym} &= 2,108 \frac{(750/60)(31,38)^{1/2}}{(9,81 \cdot 396)^{3/4}} = 0,199\end{aligned}\quad (10.11)$$

Del gráfico 15, se obtiene el diámetro específico $\delta_M = 3,3$. Así, se obtiene finalmente el diámetro del rotor

$$\begin{aligned}\delta_M &= 1,054 D \frac{(gH)^{1/4}}{Q^{1/2}} \\ D &= \frac{\delta_M \cdot Q^{1/2}}{1,054 \cdot (gH)^{1/4}} \\ D &= \frac{3,3 \cdot (31,38)^{1/2}}{1,054 \cdot (9,81 \cdot 396)^{1/4}} = 2,22[m]\end{aligned}\quad (10.12)$$

Así, debido al tipo de aplicación y al salto, se determina que se utilizarán **2 turbinas Francis reversibles, de 159 MW de potencia hidráulica, a una velocidad de rotación de 500 rpm, con un diámetro de rotor de 2,22 metros.**

Toda la potencia calculada hasta ahora corresponde a potencia hidráulica. Es necesario establecer la cantidad de potencia eléctrica que se requerirá y producirá por la planta, pues esta es la que se paga. Para esto, es necesario calcular la eficiencia de conversión hidráulica-eléctrica.

Se considerarán las siguientes eficiencias:

- Eficiencia de la turbina Francis en generación: 96%
- Eficiencia de la turbina Francis en bombeo: 92%
- Eficiencia acople mecánico: 93%
- Eficiencia del generador: 99%

Notar que la eficiencia de la turbina en generación y en bombeo es distinta. Esto se debe a que la turbina está diseñada y optimizada para transformar energía hidráulica en eléctrica, por lo que el opuesto conlleva una menor eficiencia. La eficiencia de conversión hidráulica-eléctrica se obtiene multiplicando la eficiencia de la turbina (en generación o bombeo) por la del acople mecánico entre el generador y la turbina, y la eficiencia del generador eléctrico. Las eficiencias obtenidas son

- Eficiencia bombeo: $\eta_{bombeo} = 85\%$
- Eficiencia generación: $\eta_{gen} = 88\%$

Para obtener la potencia eléctrica a suministrar para el bombeo, es necesario dividir la potencia hidráulica por la eficiencia de bombeo, y para obtener la potencia eléctrica generada, se multiplican



la eficiencia de generación y la potencia hidráulica de generación:

$$P_{eli,bombeo} = \frac{P_{hidr,bombeo}}{\eta_{bombeo}} = \frac{159[MW] \cdot 2 \text{ turbinas}}{0,85} = 374[MW] \quad (10.13)$$
$$P_{eli,gen} = P_{hidr,gen} \cdot 2 \text{ turbinas} \cdot \eta_{gen} = 125[MW] \cdot 0,88 = 220[\text{MW}]$$

Es necesario también determinar las dimensiones de la chimenea de equilibrio. Esta se ubicará entre la tubería de baja y alta presión, es decir, donde comienza la caída de agua. Para determinar sus dimensiones, se utilizará la ecuación del área de Thoma:

$$A_{Th} = \frac{L \cdot A_c}{2g \cdot k \cdot H_0} \quad (10.14)$$

donde

- L corresponde al largo de la tubería de baja presión.
- A_c corresponde al área transversal de esta.
- H_0 es la diferencia entre la altura bruta (total) y las pérdidas de carga en el túnel de baja presión.
- g es la aceleración de gravedad.
- k es el factor de pérdidas de carga en el túnel.

El largo de la tubería de alta y baja presión no se ha definido, pues este depende de la ubicación definitiva del proyecto. Se realizará un estimado, pero debe considerarse que cuando ya se conozcan detalles más certeros sobre el emplazamiento de la planta, esto debe recalcularse. Puesto que el recorrido total de las tuberías está estimado en 1,8km, se considerará $L = 1000m$ para la tubería de baja presión. El área transversal se calcula como

$$A_c = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{\pi(3,64[m])^2}{4} = 10,41[m^2]. \quad (10.15)$$

Anteriormente se consideró una aproximación de las pérdidas de altura en tuberías como un 3% del largo de estas, H_0 se obtiene a partir del siguiente cálculo

$$H_0 = H_b - \Delta H_{bajap} = 450[m] - 1000[m] \cdot 0,03 = 420[m]. \quad (10.16)$$

Finalmente, el factor de pérdidas de carga en el túnel de baja presión k se calcula como

$$k = \frac{\Delta H_{bajap}}{V^2} = \frac{1000[m] \cdot 0,03}{(3[m/s])^2} = 3,33[s^2/m]. \quad (10.17)$$

Ahora puede calcularse el área de Thoma, según la ecuación 10.14:

$$A_{Th} = \frac{(1000[m]) \cdot (10,41[m^2])}{2(9,81[m/s^2])(3,33[s^2/m])(420[m])} = 0,3794[m^2] \quad (10.18)$$

Con este valor, se puede calcular el diámetro necesario de la chimenea de equilibrio

$$D_{Th} = \sqrt{4A_{Th}/\pi} = \sqrt{4 \cdot (0,3794[m^2])/\pi} = 0,70[m] \quad (10.19)$$

Como medida de seguridad, y debido a que los cálculos son aproximados, es que se considera un diámetro mayor, $D_{Th} = 1,5[m]$. Con este nuevo diámetro, puede calcularse el área transversal de la chimenea de equilibrio $A_{Th} = 1,77[m]$. Para la altura de la chimenea, se consideran proyectos similares, más un factor de seguridad, por lo que la chimenea será de 90 metros de altura, manteniendo una columna de agua de 45 metros como base, con el resto de altura para amortiguar las oscilaciones, y que el agua no escape de la chimenea.

Finalmente, puede calcularse la eficiencia total de la planta, como el cociente entre la energía generada y la energía suministrada. Dado que ambos procesos (bombeo y generación) tienen la misma extensión temporal, la eficiencia puede calcularse como la relación de potencias

$$\eta_{planta} = \frac{P_{eli,gen}}{P_{eli,bombeo}} \cdot 100 = \frac{220[MW]}{374[MW]} \cdot 100 = 59\% \quad (10.20)$$

La eficiencia de la planta es menor a las de otras plantas del mismo tipo. La principal fuente de pérdidas, que conlleva mayor consumo de energía en el bombeo, es las pérdidas por fricción en las tuberías. Si en el futuro se intenta optimizar la operación de la planta, este es el principal punto que debe atacarse. A pesar de esto, se estima que la planta producirá márgenes de ganancias considerables.

10.4 Diagramas para cálculos hidráulicos

En esta sección se adjuntan los diagramas utilizados para obtener la velocidad específica, número específico de revoluciones y diámetro específico, con el objetivo de determinar el diámetro del rotor de la turbina.

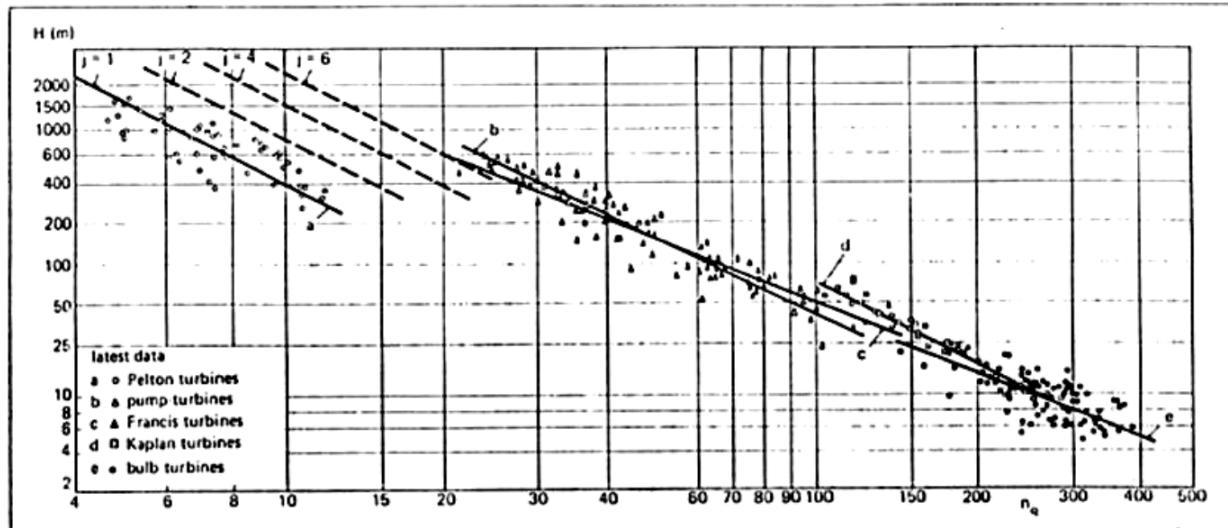


Fig. 1. The relationship between head, H, and specific speed, n_q.

Figura 14: Relación entre altura y velocidad específica

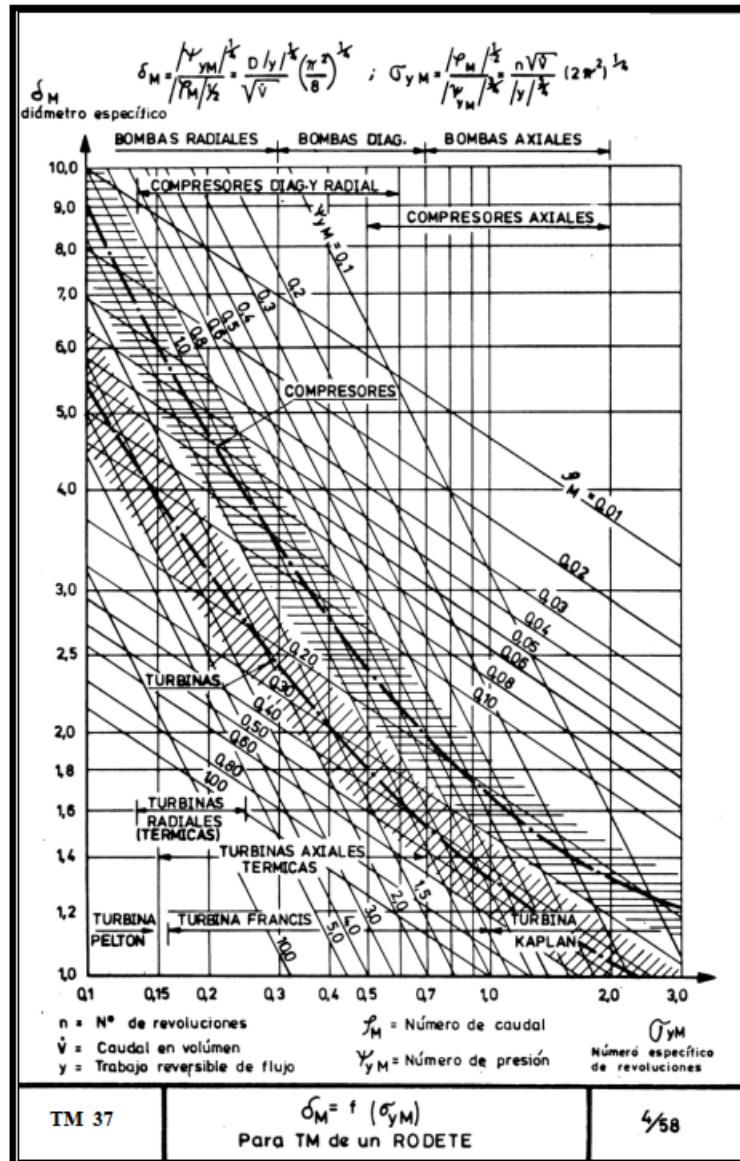


Figura 15: Relación entre número específico de revoluciones y diámetro específico