



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

**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN
DE HIDRÓGENO VERDE PARA EXPORTACIÓN A PAÍSES
INDUSTRIALIZADOS**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA

ROCÍO AÍDA ARANEDA ORELLANA

PROFESOR GUÍA:
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MÓNICA ZAMORA ZAPATA
BENJAMÍN HERRMANN PRIESNITZ

SANTIAGO DE CHILE
2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL MECÁNICA POR: ROCÍO AÍDA ARANEDA ORELLANA
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE PARA EXPORTACIÓN A PAÍSES INDUSTRIALIZADOS

La presente memoria de título busca evaluar la factibilidad técnica y económica de instalar una planta de producción de hidrógeno verde para exportación a un país industrializado por definir. Esta propuesta de proyecto se ubica en la Región de Magallanes, en la cercanía de la ciudad de Punta Arenas, debido a su considerable potencial eólico, ya que se proyecta producir hidrógeno verde con energía eólica.

La metodología de este trabajo consiste en, primero, analizar estrategias de hidrógeno de países, llegando a que el país importador elegido es Japón y, a través de supuestos, a que este proyecto pretende exportar 3.125 toneladas de hidrógeno al año. Con estos primeros resultados se diseña la planta de electrólisis, seleccionando un sistema de electrólisis PEM de la marca Siemens, Silyzer 300, que consiste en 36 módulos electrólizadores que producen 495 kg/h de hidrógeno y que requieren una potencia de 26,2 MW.

La planta de almacenamiento consiste en unidades de compresión y estanques de almacenamiento de gas. Se definió que se almacenará el hidrógeno comprimido a 950 bar de presión y el oxígeno a 165 bar. Para suplir la potencia requerida por la planta de electrólisis, se diseña un campo eólico de 60 MW, que consiste en 12 turbinas eólicas de Siemens Gamesa. El suministro de agua viene de una planta de desalinización de agua de mar, incluida en los alcances de este proyecto, que desaliniza 120 ton/día de agua de mar extraída por una tubería de 1500 metros de extensión.

Finalmente, se realiza una evaluación económica, en la que se calculan los gastos de inversión, de O&M y costos varios del proyecto de producción de hidrógeno verde propuesto, para luego hacer un flujo de caja y calcular el VAN, llegando a apróx. 14,6 millones de dólares, un TIR de 8,5%, un LCOE del campo eólico de 37,77 USD/MWh y un costo nivelado del hidrógeno de 7 USD/kg.

Se concluye que el proyecto es viable técnica y económicamente, a pesar de que los indicadores económicos son factibles marginalmente y que el precio del costo nivelado de hidrógeno es levemente mayor al de costo de referencia.

Dedicado a mi abuelo, Alberto Araneda.

Agradecimientos

Primero quiero agradecer a mi familia que quiero infinito, les agradezco todo el amor y apoyo que me dan día a día: mi mamá, mi papá, la Lili, mi abuelo, mis 3 hermanas y obvio que mis primxs Magdalena y Ricardo que me introdujeron en la vida universitaria y me enseñaron todo lo necesario para sobrevivir en esta ciudad, con mucho amor siempre.

A mis cabras y amigos por tantos viajes juntxs, carretes de viernes en la u y recuerdos hermosos: Javiera D., Isadora, Francisca, Daniela, Javiera M., Alondra, Sofía, Josefa, Marcelo, Matías, Max, Joaquín y Luciano.

A lxs miedxs con quiénes he pasado cada vez más tiempo de calidad y carretes hasta el amanecer, haciendo una mención especial a Valentina, Bárbara y Gabriel por aguantarme tanto y apañar en todo.

Finalmente, un agradecimiento especial a mis profes, Ramón Frederick y Mónica Zamora, gracias por guiarme, responder siempre mis abundantes dudas y por tenerme paciencia cuando me desaparecía durante este proceso de trabajo de título que fue tan difícil y acontecido.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. 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	4
2.1. Propiedades del hidrógeno	4
2.2. Usos del hidrógeno	4
2.2.1. Usos actuales	4
2.2.2. Usos a futuro	5
2.3. Obtención del hidrógeno	6
2.3.1. Basado en combustibles fósiles	6
2.3.2. Basado en agua	7
2.4. Almacenamiento de hidrógeno	9
2.5. Energía eólica	9
2.5.1. Evaluación del recurso eólico	11
2.6. Osmosis inversa	12
2.7. Flujo en tuberías	13
2.7.1. Número de Reynolds	13
2.7.2. Pérdidas de carga	13
2.7.3. Potencia de una bomba	14
2.8. Evaluación económica	15
2.8.1. VAN	15
2.8.2. TIR	15
2.8.3. LCOE	16
3. Metodología	17
4. Resultados	19
4.1. Diagrama de la planta de producción	19
4.2. Ubicación de la planta	20
4.3. Capacidad de la planta	22
4.3.1. Estrategias internacionales	22
4.3.2. Estrategia de hidrógeno japonesa	23
4.3.3. Supuestos	24
4.4. Diseño de la planta de electrólisis	25

4.4.1.	Diseño de la planta de almacenamiento	27
4.4.1.1.	Hidrógeno	27
4.4.1.2.	Oxígeno	29
4.5.	Planta de generación de energía eólica	30
4.5.1.	Evaluación del recurso eólico	30
4.5.2.	Diseño del campo eólico	31
4.5.3.	Layout del campo eólico	34
4.6.	Diseño de la planta de desalinización	35
4.7.	Regímenes de operación de la planta de producción de hidrógeno	41
4.7.1.	Cálculo de flujos de masa	41
4.7.2.	Cálculo de consumos de energía	43
4.8.	Análisis económico	44
4.8.1.	Consideraciones previas	44
4.8.2.	CAPEX	45
4.8.3.	Otros gastos de inversión	47
4.8.4.	Depreciación	47
4.8.5.	Operación y mantenimiento	49
4.8.6.	Ingresos	50
4.8.7.	Flujo de caja	50
4.8.8.	Cálculo del costo nivelado de energía	50
4.8.9.	Discusión	51
5.	Conclusiones	52
	Bibliografía	54
	Anexo	59

Índice de Tablas

2.1.	Clasificación de turbinas eólicas según la velocidad del viento.	10
2.2.	Clasificación de turbinas eólicas según la turbulencia del viento.	10
4.1.	Opciones de electrolizador PEM.	25
4.2.	Datos técnicos del electrolizador Silyzer 300 [29].	27
4.3.	Especificaciones técnicas del módulo compresor Hiperbaric.	28
4.4.	Especificaciones técnicas del compresor de oxígeno.	30
4.5.	Especificaciones técnicas de la turbina SG 5.0-132 [33]	31
4.6.	Resultados de la simulación en el Explorador Eólico.	32
4.7.	Datos diarios de diseño del campo eólico.	34
4.8.	Especificaciones técnicas del equipo de desalinización de ForeverPure.	36
4.9.	Cálculo del Número de Reynolds del agua de mar extraída.	37
4.10.	Cálculo de las pérdidas y potencia de la bomba de extracción de agua de mar.	37
4.11.	Cálculo del Número de Reynolds de la mezcla a devolver al mar.	38
4.12.	Cálculo de las pérdidas y de la potencia de la bomba de descarga de la salmuera.	39
4.13.	Agua desalinizada sobrante del proceso de osmosis inversa.	42
4.14.	Balance energético del campo eólico.	43
4.15.	Consumo de energía de la planta de desalinización.	43
4.16.	Balance final de energía de la planta de producción de hidrógeno.	44
4.17.	Costos de inversión de los componentes de la planta de almacenamiento.	45
4.18.	CAPEX del campo eólico.	46
4.19.	Costos principales de la planta de desalinización.	46
4.20.	Cálculo de gastos anuales por depreciación	48
4.21.	Cálculo del gasto por los sueldos de trabajadores en la fase de operación.	49
4.22.	Ingresos de la venta de los productos de la planta diseñada.	50

Índice de Figuras

2.1.	Consumo global de hidrógeno por industria en el año 2007 [4].	5
2.2.	Partes generales (izquierda) e internas (derecha) de un aerogenerador.	10
2.3.	Curva de potencia versus velocidad del viento de un aerogenerador típico.	11
2.4.	Ósmosis versus ósmosis inversa.	12
2.5.	Planta de ósmosis inversa [18].	12
2.6.	Fórmula para calcular el LCOE [22]	16
4.1.	Diagrama de flujo del proyecto. Fuente: Elaboración propia.	20
4.2.	Velocidad del viento en Latinoamérica.	21
4.3.	Ubicación y layout inicial de la planta.	22
4.4.	Tendencia importadora o exportadora de los países analizados en “International Hydrogen Strategies”.	23
4.5.	Esquema de funcionamiento del Silyzer 300 [29].	26
4.6.	Esquema de una planta de electrólisis [29].	26
4.7.	Módulo compresor de hidrógeno de Hiperbaric	28
4.8.	Tanque de almacenamiento de hidrógeno.	29
4.9.	Compresor de oxígeno de Wenling Toplong Electrical&Mechanical Co..	29
4.10.	Velocidad promedio mensual del viento a 100 m de altura en Punta Arenas. Fuente: Explorador Eólico.	31
4.11.	Potencia producida por el aerogenerador elegido versus la velocidad del viento. Fuente: Explorador Eólico.	32
4.12.	Potencia producida por el aerogenerador elegido en función del tiempo. Fuente: Explorador Eólico.	33
4.13.	Ubicación de los aerogeneradores. Fuente: Google Earth Pro	35
4.14.	Sistema de desalinización de agua de mar de ForeverPure.	36
4.15.	Bomba vertical sumergible para extraer agua de mar.	38
4.16.	Bomba centrífuga de descarga de la salmuera.	39
4.17.	Estanque de mezcla con agitador.	40
4.18.	Estanque de almacenamiento de agua seleccionado.	40

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Casi el 99% del hidrógeno se produce a partir de hidrocarburos, resultando en que su propia producción sea una fuente abundante de emisiones de CO_2 . Desde el abaratamiento de las tecnologías de energías renovables, se empezó a considerar el uso del hidrógeno como energético.

El hidrógeno verde, como suele llamarse al hidrógeno producido con energías renovables, es versátil, limpio y seguro y puede ser usado para generar electricidad, calor, y potencia. Gracias a esto, muchos países de alto desarrollo industrial están considerando el hidrógeno verde para sistemas de energía limpia aplicables al transporte, generación eléctrica y procesos químicos.

La instauración de la energía del hidrógeno sería beneficiosa mundialmente, ya que podría permitir la independencia energética de los países y eliminar la centralización de la producción eléctrica a nivel local. En Chile, al igual que en varios otros países, se formuló una versión preliminar de la “Estrategia nacional de Hidrógeno Verde” [1], publicada en noviembre del 2020 por el Ministerio de Energía, la cual consiste en una política de largo plazo que establece las ambiciones del país para crear una nueva industria en beneficio de la nación.

La obtención del hidrógeno verde, para efectos de este trabajo, es a través de la electrólisis. Este proceso consiste en separar la molécula del agua usando dos electrodos, ánodo y cátodo. Los electrodos se sumergen en el agua y se conectan a una fuente de alimentación que aplica una corriente continua proveniente de energía eléctrica renovable. Los electrodos atraen los iones de la carga opuesta y así se produce la disociación del hidrógeno y el oxígeno.

Es importante mencionar que Chile es un país con gran potencial productor de energías renovables gracias su geografía: incontables masas de agua, que hacen posible la energía hidráulica, mareomotriz y undimotriz; el desierto más árido del mundo, donde se alcanzan los valores más altos de radiación directa del mundo [2] y la Patagonia, donde el viento es el principal parámetro atmosférico debido a su alta intensidad (llegando a los $27 \frac{m}{s}$ en algunas días del año) [3].

En el presente informe se detalla el diseño de una planta de producción de hidrógeno a

partir de energías renovables, para exportar a un país por definir, como parte del trabajo final para optar al título de Ingeniera Civil Mecánica. El desarrollo de este trabajo de título inicia con la definición de la ubicación del proyecto y la definición de la capacidad de la planta. Luego, se diseña la planta de electrólisis, seguido de la planta de almacenamiento. A continuación sigue el diseño de la planta de generación de energía renovable y de la planta de desalinización, incluyendo la extracción y devolución de agua al mar. También, se desarrolla un análisis económico, para luego finalizar con las conclusiones del trabajo.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de este estudio es diseñar y evaluar económicamente una planta de producción de hidrógeno verde para la exportación a países industrializados.

1.2.2. Objetivos específicos

En la siguiente lista se identifican los objetivos específicos de este trabajo de título.

- Analizar las tecnologías que permiten la producción y el almacenamiento, además de las estrategias de hidrógeno nacionales e internacionales de hidrógeno.
- Elegir un país al que se exporte el hidrógeno e identificar la demanda anual de hidrógeno pronosticada en el mediano plazo.
- A partir de la demanda anual del país elegido, determinar la capacidad de la planta de producción de una fracción de la demanda de hidrógeno que sea factible para ambos países, elegir una energía renovable que le entregue potencia eléctrica a la planta y definir su ubicación, evaluando los recursos energéticos renovables disponibles en la ubicación determinada.
- Realizar el diseño conceptual de la planta y calcular flujos, estados termodinámicos y balances de energía para diseñar la planta de producción de hidrógeno.
- Hacer un análisis económico y concluir acerca de los resultados, teniendo en cuenta la estrategia nacional de hidrógeno.

1.3. Alcances

- Se mencionan los datos más relevantes de la estrategia internacional y nacional de hidrógeno. Esta información sirve para definir la capacidad de la planta de producción de hidrógeno.
- Se considera el almacenamiento y venta del oxígeno obtenido de la electrólisis para disminuir el tiempo de recuperación de la inversión.
- El método de almacenamiento de hidrógeno y oxígeno se determina en la etapa de diseño conceptual de la planta de producción.

- El proyecto es concebido para que se empiece a exportar hidrógeno a inicios del año 2030.
- Después del análisis económico respectivo, se llega a un precio de exportación del hidrógeno en $\$/kg$.
- Se espera que para el año de implementación del proyecto ya hayan en el país varias plantas de producción de hidrógeno verde, que pretendan exportar a países de la región Asia-Pacífico.
- Se considera que el transporte terrestre y marítimo del hidrógeno es gestionado y financiado por el cliente. Análogamente, el cliente que compre el oxígeno se encarga de su transporte.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Propiedades del hidrógeno

El hidrógeno es el elemento químico más ligero de la tabla periódica, con un peso molecular de $2,02 \frac{g}{mol}$. Bajo condiciones estándar (1,013 bar y $0^{\circ}C$), tiene una densidad de $0,09 \frac{kg}{m^3}$. Si es comprimido a 200 bar, la densidad aumenta a $15,7 \frac{kg}{m^3}$ y a 950 bar llega hasta $50,55 \frac{kg}{m^3}$.

Una propiedad importante del hidrógeno es que es el combustible con mayor contenido de energía por unidad de masa, siendo su valor calorífico superior (HHV: Higher Heating Value) $141,88 \frac{MJ}{kg}$ y su valor calorífico inferior (LHV: Lower Heating Value) $119,96 \frac{MJ}{kg}$, valores que corresponden a casi el triple del HHV y LHV de la gasolina convencional.

Este elemento no se suele encontrar en la naturaleza, con algunas excepciones, debido a su baja densidad. Las formas de obtenerlo se describirán en la siguiente sección.

2.2. Usos del hidrógeno

2.2.1. Usos actuales

Anualmente, en el mundo se requiere una producción estimada de entre 61 y 65 Mt/año de hidrógeno [4]. Entre sus usos más importantes están: la refinación del petróleo crudo en un 33 %, la producción de amoníaco en un 27 %, de metanol en un 11 % y, finalmente, la producción de acero mediante la reducción directa de mineral de hierro en un 3 % [5]. Casi todo el hidrógeno es obtenido usando combustibles fósiles. Los usos actuales del hidrógeno influyen en muchos aspectos de la economía y del día a día. En la figura 2.1, se observa la distribución del consumo global de hidrógeno por industria al año 2007.

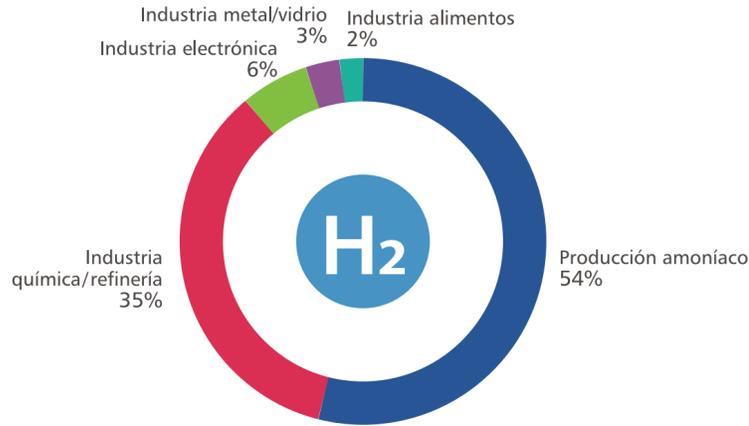


Figura 2.1: Consumo global de hidrógeno por industria en el año 2007 [4].

El rol del hidrógeno en la refinería del petróleo crudo es el de remover impurezas (por ejemplo, sulfuro). La demanda de hidrógeno para este uso al año 2030 aumentaría por las regulaciones más estrictas sobre contaminantes, pero disminuiría por el menor crecimiento de la demanda de petróleo, lo que resultaría en un aumento del 7% de la demanda del hidrógeno para este uso bajo las políticas actuales.

En la industria química, el hidrógeno se usa directamente para producir amoníaco, metanol y para otros procesos químicos a menor escala. La demanda al año 2030 de hidrógeno en esta industria se estima que aumentará en un 31% debido al crecimiento económico y demográfico. Este número podría incrementar incluso más, debido a la demanda de amoníaco y metanol para su uso en combustibles a base de hidrógeno.

2.2.2. Usos a futuro

Las aplicaciones que se están desarrollando a partir del hidrógeno son variadas. Esto se debe principalmente a los diversos usos que tiene la celda de combustible o celda de hidrógeno. Esta es una tecnología inversa al electrolizador, es decir, la celda de combustible convierte la energía química del hidrógeno en energía eléctrica. Esta energía eléctrica puede usarse desde pequeñas aplicaciones hasta grandes procesos industriales.

Las celdas de hidrógeno son usadas en nuevas tecnologías en el ámbito del transporte, como en automóviles, camiones, buses, trenes y tranvías, barcos, montacargas, hasta aviones. Una dificultad para la instauración de los automóviles de celdas de hidrógeno son las estaciones de carga, ya que su masificación requiere grandes inversiones público-privadas. [4].

Los sistemas basados en celdas de combustible son silenciosos, no contaminan y ocupan muy poco espacio, por lo que pueden instalarse en casi cualquier lugar. Proveen energía directa al cliente, sin pérdidas de eficiencia por transmisión. Otro uso útil es el de energía de respaldo, se almacena el hidrógeno y se ocupa solamente cuando se requiera.

Adicionalmente, el hidrógeno puede ser quemado para la producción de calor o en motores de combustión interna. También, puede combinarse con CO_2 extraído de la atmósfera, sinte-

tizándose para crear un combustible carbono-neutro, como se está haciendo actualmente en la Región de Magallanes en el proyecto HIF (Highly Innovative Fuels) de la empresa chilena AME [6]. Este proyecto no está en construcción todavía, pero ya fue aprobado por el Servicio de Evaluación Ambiental.

2.3. Obtención del hidrógeno

2.3.1. Basado en combustibles fósiles

Gasificación

La gasificación es un proceso mediante el cual los combustibles líquidos o sólidos densos se oxidan parcialmente con oxígeno y vapor a alta temperatura y alta presión en un reactor gasificador para formar gas de síntesis. Una vez que se eliminan las impurezas del gas de síntesis, el contenido de CO del gas de síntesis reacciona con el vapor en un reactor WGS [7] para obtener hidrógeno y CO_2 . Esta tecnología se puede aplicar a carbón, gas natural, desechos de petróleo e incluso a biomasa [8]. Cabe mencionar que el 18 % del hidrógeno producido en el mundo se obtiene a partir de la gasificación del carbón [9].

Reformado con vapor

El reformado con vapor (SR, por sus siglas en inglés) es el proceso catalítico endotérmico más integral para la generación de gas de síntesis rico en hidrógeno a partir de hidrocarburos ligeros. En la mayoría de los casos, la materia prima es gas natural, y el proceso se denomina reformado de gas metano con vapor (SMR).

El proceso de SR consta de tres pasos:

- Reforma de la generación de gas de síntesis
- Reacción WGS para aumentar el contenido de hidrógeno en relación al gas de síntesis
- Purificación del gas, separando el CO_2 .

Oxidación parcial

La oxidación parcial (POX, por sus siglas en inglés) consiste en mezclar un combustible de hidrocarburo con oxígeno o aire, para formar una mezcla de H_2 y CO (gas de síntesis). La oxidación parcial puede tener lugar a alta temperatura (1100 - 1500°C) sin catalizador (llamada oxidación parcial térmica o TPOX), o a una temperatura más baja (600 - 900°C) con un catalizador (oxidación parcial catalítica o CPOX). Si se usa oxígeno puro, el costo del proceso es mayor, porque el oxígeno debe separarse del aire. Gracias a la ausencia de nitrógeno que ocurre en este caso, la reacción de desplazamiento del agua y la purificación del hidrógeno se realizan con mayor facilidad [10]. Este proceso utiliza principalmente hidrocarburos pesados, como brea de desasfaltado y coque de petróleo.

Reformado auto-térmico

El reformado auto-térmico (ATR) es una combinación de la oxidación parcial térmica (TPOX) y el reformado con vapor (SR), ya que el calor utilizado en el reformado endotérmico es producido por la oxidación parcial de la materia prima. El proceso de ATR no requiere calor externo, es más sencillo y más barato que el SR, ya que, aunque el SR tiene una mayor eficiencia y menor contenido de CO, la energía debe ser transferida desde el exterior. Además, el inicio y apagado del ATS es muy rápido y se produce una cantidad mayor de hidrógeno que en el caso del TPOX [8].

2.3.2. Basado en agua

Electrólisis

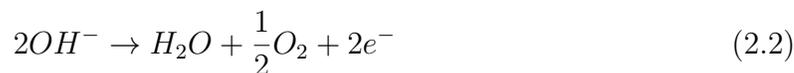
La electrólisis del agua es una tecnología madura, basada en la introducción de corriente eléctrica continua al agua. La pureza del hidrógeno de esta tecnología es muy alta, aprox. 99,999 % (esta varía dependiendo del electrolizador usado), una vez que se han separado las impurezas del oxígeno. Es importante destacar que la producción de hidrógeno electrolítico es apropiada para uso directo en celdas de combustible de baja temperatura, que son sensibles a las impurezas de la corriente de hidrógeno, en contraste con el hidrógeno derivado de biomasa y combustibles fósiles.

En el proceso de electrólisis del agua, la corriente continua fluye a través del ánodo y el cátodo separados e inmersos en un electrolito acuoso, requiriendo además un separador o diafragma para evitar la recombinación del oxígeno e hidrógeno. El hidrógeno se produce en la superficie del cátodo [8]. A continuación, se describen las 3 tecnologías electrolizadoras más importantes, que difieren principalmente en el electrolito utilizado.

- *Electrolizador alcalino (AE)*: Este tipo de electrolizador es el de tecnología más madura y asequible, obteniendo una pureza del producto de 99,5 % (antes de la purificación) [11]. Utiliza una solución alcalina de hidróxido de potasio (de fórmula química KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) como electrolito y se produce la siguiente reacción química en el cátodo:



y en el ánodo:



En el cátodo el agua se reduce produciendo aniones de hidróxido que circulan a través del diafragma hasta el ánodo, dentro del campo eléctrico establecido por la fuente de energía externa. Los aniones de hidróxido se recombinan en la superficie del ánodo para producir oxígeno que burbujea hacia la superficie [12].

La temperatura de operación está en el rango de 65 y 100°C. La vida útil de esta tecnología es de 15 años, estimándose una eficiencia de entre 56 % y 73 %, usando 70,1-53,4 kWh_e por kg de hidrógeno [10]. El principal inconveniente de esta tecnología es su carácter corrosivo.

- *Membrana de intercambio de protones (PEM)*: El electrolizador PEM es una tecnología más actual, de una pureza de producción de hidrógeno de 99,95 % (antes de la purifica-

ción) [11]. Utiliza un electrolito basado en una membrana de polímero orgánico, la cual desempeña simultáneamente el papel de electrolito y de material separador o diafragma. Se produce la siguiente reacción química en el ánodo:



y en el cátodo:



En el ánodo el agua se oxida para producir oxígeno, electrones y protones que circulan hacia el cátodo donde se reducen, produciendo hidrógeno que burbujea hacia la superficie [12].

Las principales ventajas de PEM sobre AE son la relación de reducción más alta, la operación a carga parcial, la mayor seguridad debido a la ausencia de KOH y un diseño más compacto debido a densidades y presiones de operación más altas (a menudo sin necesidad de más compresión de hidrógeno).

- *Membrana de estado sólido (SOE)*: Esta tecnología electrolizadora se encuentra en estado de investigación y desarrollo todavía [12], pero muestra gran potencial, ya que se usa vapor de agua a altas temperaturas (600°C - 900°C) para producir hidrógeno, lo que reduce la cantidad de electricidad necesaria para el proceso y resulta en mayores eficiencias que en el caso del electrolizador alcalino o incluso PEM. Las características de este electrolizador hacen que sea muy atractivo su uso cuando se dispone de una fuente de calor a alta temperatura, como la energía termosolar, geotérmica o nuclear. El vapor de agua se reduce en el cátodo para producir hidrógeno, de acuerdo con la ecuación:



Luego, los aniones de óxido generados en el cátodo, pasan a través del electrolito sólido hasta el ánodo, donde se vuelven a combinar formando oxígeno y cerrando el circuito con los electrones liberados, según la siguiente ecuación:



Descomposición térmica del agua

Este proceso consiste en usar una temperatura muy alta para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno. Esto ocurre cuando el agua alcanza los 2500°C. Los principales desafíos de este método consisten en lo siguiente: la inestabilidad de los materiales a estas altas temperaturas; la escasez de fuentes de calor sustentables y el hecho de que la disociación del hidrógeno y el oxígeno se debe hacer rápidamente, ya que esta reacción es reversible y se pueden provocar fuertes explosiones.

2.4. Almacenamiento de hidrógeno

Como se mencionó antes, el hidrógeno tiene mayor energía por unidad de masa que cualquier otro combustible, pero a temperatura ambiente tiene una baja densidad energética por unidad de volumen, por lo tanto, para poder ser almacenado, debe ser comprimido, transformado en líquido, en metanol o en amoníaco. En cualquiera de estos estados, el hidrógeno se puede almacenar en tanques o estructuras sólidas.

Para almacenar hidrógeno gaseoso este debe estar comprimido a 700 bar para obtener densidades prácticas de almacenar. El hidrógeno licuado tiene el problema de que debe estar a -253°C para que permanezca en ese estado.

Si se transforma el hidrógeno en metano o amoníaco, se soluciona el problema de la baja densidad volumétrica. Además, en el caso del metano, su ventaja corresponda no solo a la utilización de la infraestructura existente, sino que puede ser utilizado directamente como combustible.

También se puede almacenar el hidrógeno bajo tierra, en una formación geológica subterránea, siempre que esta sea hermética y con mínima contaminación del gas y cercana al lugar de producción [4].

Otra forma de almacenar hidrógeno es en la red de gas natural. La ventaja de esto es que esta infraestructura ya existe, por lo que es la forma más rentable de almacenar grandes cantidades de hidrógeno.

2.5. Energía eólica

La energía eólica es un tipo de energía que se obtiene de la energía cinética del viento que mueve las palas de un aerogenerador, como el que se ve en la figura 2.2 (a), el cual a su vez pone en funcionamiento una turbina que la convierte en energía eléctrica. Está clasificada dentro de las energías renovables no convencionales o ERNC, ya que en sus procesos de transformación y aprovechamiento el recurso primario, en este caso el viento, no se consume ni se agota en una escala humana.

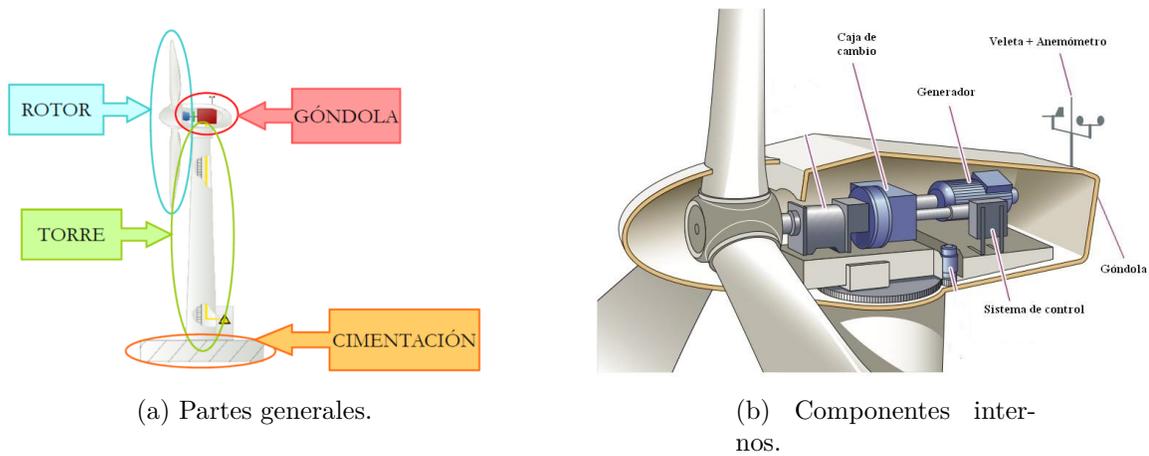


Figura 2.2: Partes generales (izquierda) e internas (derecha) de un aerogenerador.

El proceso inicia cuando el viento llega al aerogenerador, haciendo girar las palas que se conectan a un rotor que, a su vez, se conecta a una multiplicadora que eleva la velocidad de giro a miles de revoluciones por minuto. Esta energía cinética se transfiere al generador que la convierte en energía eléctrica [13]. Finalmente, la energía eléctrica es conducida por el interior de la torre hasta su base, para luego ser distribuida según el uso que se le elija dar. Usualmente, se tienen campos eólicos, que son conjuntos de aerogeneradores ubicados de modo que proveen electricidad para alguna función específica.

Existen diferentes tipos de aerogeneradores y en las siguientes tablas se especifica la clasificación de estos según el estándar internacional IEC¹ 61400-1 [14]. En la tabla 2.1 se define la clasificación según velocidad del viento y en la tabla 2.2 según la turbulencia del mismo.

Tabla 2.1: Clasificación de turbinas eólicas según la velocidad del viento.

Clasificación	I	II	III	S
$V_{prom} [\frac{m}{s}]$	10	8,5	7,5	Definido por el usuario
$V_{ref} [\frac{m}{s}]$	50	42,5	37,5	

Cabe especificar que V_{prom} es la velocidad promedio anual del viento que debe soportar la turbina eólica a la altura del centro del rotor y V_{ref} es la velocidad máxima en 10 minutos con período de retorno de 50 años.

Tabla 2.2: Clasificación de turbinas eólicas según la turbulencia del viento.

Clasificación	I_{ref}
A	0,16
B	0,14
C	0,12

¹ IEC: International Electrotechnical Commission

En la tabla 2.2, I_{ref} se refiere a la intensidad de turbulencia promedio del viento a $15 \frac{m}{s}$ de velocidad.

Otra característica importante de los aerogeneradores es que tienen diferentes comportamientos en función de la velocidad del viento, como se aprecia en el gráfico de la figura 2.3. Se tiene que el límite inferior, denominado *cut-in speed*, es cuando las aspas reciben suficiente energía cinética del viento para poder moverse, lo que usualmente pasa entre los 3 y $4 \frac{m}{s}$. Por otro lado, el límite superior se denomina *cut-out speed* y es un sistema de seguridad impuesto por la empresa manufacturadora del aerogenerador, ya que es la velocidad máxima a la que puede funcionar sin peligrar su integridad, típicamente ronda los $25 \frac{m}{s}$ [15].

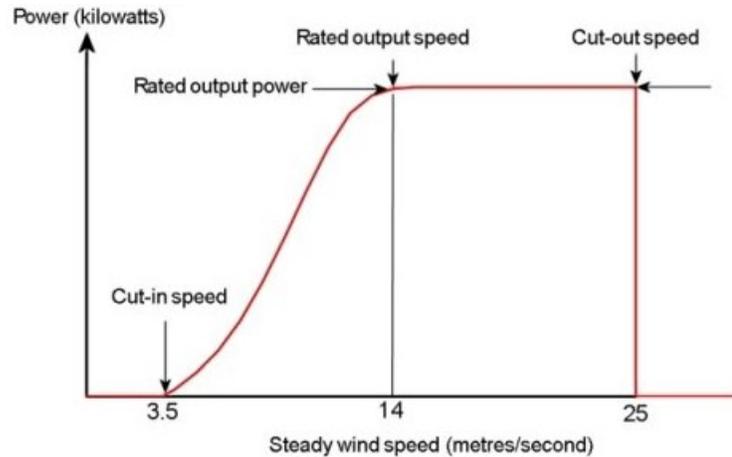


Figura 2.3: Curva de potencia versus velocidad del viento de un aerogenerador típico.

2.5.1. Evaluación del recurso eólico

Para la evaluación del recurso eólico se hizo uso del “Explorador de Energía Eólica” [16], desarrollado en conjunto por el Ministerio de Energía y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. Es una herramienta en-línea de análisis de recurso eólico, que entrega resultados de simulaciones numéricas de las condiciones del viento y densidad del aire, de manera gráfica y cómoda para el usuario.

Entre las funciones útiles que tiene esta herramienta, destaca el de explorar el recurso eólico variando la ubicación. El input es la ubicación y los outputs son gráficos y bases de datos que resumen la velocidad del viento horario, diario, mensual o anual.

Otra función que tiene el Explorador es la de medir la cantidad de energía eólica producida por un modelo de aerogenerador determinado en una ubicación específica. Cabe destacar que el Explorador Eólico tiene una base de datos de turbinas eólicas bastante extenso. Entre las marcas de turbinas eólicas disponibles se encuentran Siemens, Gamesa, Alstom, Enercon, General Electric, Windtec, entre otras.

2.6. Ósmosis inversa

La ósmosis inversa es un proceso en el cual se reduce el caudal a través de una membrana semipermeable y se ejerce una fuerza de empuje superior a la presión osmótica en dirección opuesta al proceso de ósmosis, como se observa en la figura 2.4. De esta forma se logra separar las sustancias que se encuentran en el agua en un lado de la membrana (concentrado) y del otro lado se obtiene una solución diluida baja en sólidos disueltos (permeado) [17].

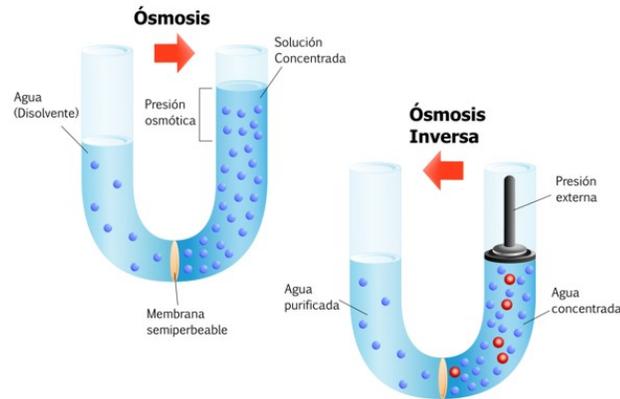


Figura 2.4: Ósmosis versus ósmosis inversa.

Una planta de ósmosis inversa usualmente consiste en un circuito como el que se ve en la figura 2.5 donde el agua de mar se recolecta en una torreta y al hacerla circular es filtrada varias veces. También, el agua debe ser desinfectada, clorada y declorada, nivelado el pH, limitar la formación de depósitos de calcio y, si es necesario, se debe repetir el proceso.

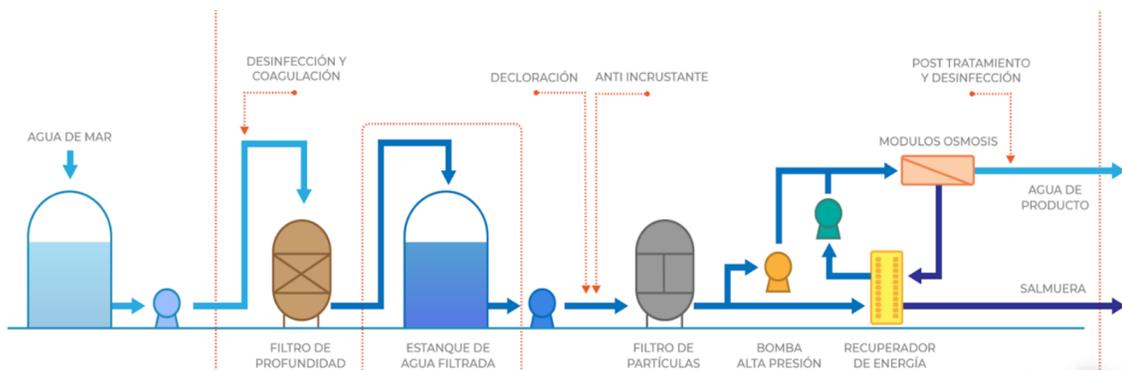


Figura 2.5: Planta de ósmosis inversa [18].

Este proceso se suele usar para desalinizar agua de mar y agua salobre, suavizar aguas, remover materia orgánica y separar contaminantes específicos del agua.

En el caso de este trabajo, la ósmosis inversa se utilizará para desalinizar agua de mar y luego ajustar la calidad del agua disponible a los estándares requeridos por el electrolizador elegido. La calidad del agua que entra al electrolizador debe estar de acuerdo con la norma

2.7. Flujo en tuberías

Para entender el comportamiento de un fluido dentro de una tubería, se necesita conocer una serie de conceptos que serán mencionados en esta sección.

2.7.1. Número de Reynolds

Es uno de los parámetros más importantes de la mecánica de fluidos [19]. Este número sirve para caracterizar el comportamiento de un flujo, es decir si este es laminar, en transición o turbulento. Si es menor a 2000, se caracteriza como un flujo laminar, si su valor está entre 2000 y 4000 está en transición y si es mayor a 4000 es un flujo turbulento. Con la siguiente ecuación se calcula el Número de Reynolds o Re:

$$Re = \frac{\rho \cdot D \cdot v}{\mu} \quad (2.7)$$

donde:

- ρ es la densidad del fluido en $\frac{kg}{m^3}$,
- D es el diámetro interno de la tubería en metros,
- v es la velocidad media del fluido dentro de la tubería en $\frac{m}{s}$,
- μ es la viscosidad dinámica del fluido en $\frac{kg}{m \cdot s}$.

2.7.2. Pérdidas de carga

La pérdida de carga en tuberías h_L es la pérdida de presión de un fluido al producirse fricción entre las partículas del fluido y las paredes de la tubería [19]. Se tienen dos partes de pérdida de carga en tuberías: la pérdida principal o por fricción y la pérdida singular o localizada.

Pérdida principal

Son las que ocurren por rozamientos del fluido con las tuberías y depende de parámetros como longitud y rugosidad de la tubería, velocidad, viscosidad y densidad del fluido. Se suele dar mayor importancia este tipo de pérdidas, incluso si las pérdidas singulares no superan el 5% del total de pérdidas, suelen despreciarse. Se calculan con la siguiente fórmula:

$$h_{L,p} = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g} \quad (2.8)$$

donde:

- f es el factor de fricción y depende del Número de Reynolds, la rugosidad y el diámetro de la tubería,

- L es el largo de la tubería en metros,
- D es el diámetro de la tubería,
- v es la velocidad media del fluido en la tubería en $\frac{m}{s}$,
- g es la aceleración de gravedad en $\frac{m}{s^2}$.

El factor de fricción se calcula dependiendo del valor del Número de Reynolds del flujo evaluado, si este es de régimen laminar, se calcula con la siguiente expresión:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (2.9)$$

Si el flujo es turbulento, f se calcula despejando la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{f^{1/2}} = -1,8 \cdot \log\left(\frac{6,9}{Re} + \left(\frac{\epsilon/D}{3,7}\right)^{1,11}\right) \quad (2.10)$$

donde:

- Re es el Número de Reynolds
- ϵ es el factor de rugosidad, depende del material de la tubería.

Pérdidas singulares

Son las causadas por el cambio de movimiento que experimenta el fluido cuando cambia de dirección. No son causadas por la fricción, si no por fenómenos de turbulencia originados en puntos específicos de los sistemas de tuberías. Estos puntos pueden ser: válvulas, codos, juntas, etc. Se calculan con la siguiente fórmula:

$$h_{L,s} = k \frac{v^2}{2g} \quad (2.11)$$

donde:

- k es el coeficiente determinado en forma empírica dependiente de cada tipo de punto singular del sistema,
- v es la velocidad del fluido al momento de pasar por el punto singular en $\frac{m}{s}$,
- g es la aceleración de gravedad en $\frac{m}{s^2}$.

2.7.3. Potencia de una bomba

Para tuberías horizontales, se usa la siguiente expresión para calcular el diferencial de presión que hay que suplir por medio de una bomba:

$$\Delta p = f \frac{L}{D} \frac{\rho V^2}{2} \quad (2.12)$$

donde:

- f es el factor de fricción y depende del Número de Reynolds, la rugosidad y el diámetro de la tubería,
- L es el largo de la tubería en metros,
- D es el diámetro de la tubería,
- ρ es la densidad del fluido en $\frac{kg}{m^3}$,
- v es la velocidad media del fluido en la tubería en $\frac{m}{s}$.

Luego, teniendo el diferencial de presión Δp y el caudal del fluido Q , se calcula la potencia requerida de una bomba P_B usando la siguiente expresión:

$$P_B = Q \cdot \Delta p \quad (2.13)$$

2.8. Evaluación económica

2.8.1. VAN

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en registrar los cobros y pagos de un proyecto o inversión en un flujo de caja para conocer cuanto se va a ganar o perder con esa inversión y en cuantos años se recuperará la inversión.

Se utiliza para la valoración de distintas opciones de inversión, ya que calculando el VAN de distintas inversiones se puede conocer con cuál de ellas se puede obtener una mayor ganancia. Para calcular el VAN se debe tener claro la vida útil estimada del proyecto, la inversión inicial, la tasa de interés considerada para cada proyecto y el valor del flujo de caja para cada año de existencia del proyecto [20].

2.8.2. TIR

El TIR o tasa interna de retorno es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión. Está muy relacionada con el VAN, ya que se define como la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado. Es una tasa de descuento, por lo tanto se expresa en porcentaje [21].

A continuación, se explica el criterio de selección de proyectos según el valor resultante del TIR. En lo siguiente, se expresa como k la tasa de descuentos elegida para el cálculo del VAN:

- Si $TIR > k$, la tasa de rendimiento interno que se obtiene es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión, por lo tanto se acepta el proyecto de inversión.
- Si $TIR = k$, el VAN es igual a cero, lo cual no es favorable ni desfavorable, por lo que hay que buscar otros indicadores para tomar una decisión.
- Si $TIR < k$, el proyecto debe rechazarse, ya que no es favorable.

2.8.3. LCOE

LCOE o Levelized Cost of Energy es el valor del costo total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil. Es una medida estandarizada que sirve para comparar el costo entre diferentes fuentes generadoras de energía.

Se calcula, con la fórmula de la figura 2.6, dividiendo el costo total que la instalación evaluada tendrá a lo largo de toda su vida con la producción de energía durante todo este lapso de tiempo. El LCOE se expresa en función de una divisa elegida por unidad de energía, en el caso de este trabajo en dólares estadounidenses por megavatios hora o USD/MWh y en USD/kg de hidrógeno producido, que es un energético.

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Figura 2.6: Fórmula para calcular el LCOE [22]

Donde:

- t : es la variable que recorre el tiempo desde la formulación del proyecto cuando $t=1$, hasta que este llega al fin de su vida útil cuando $t=n$.
- I_t : representa los gastos de inversión durante la vida del proyecto.
- M_t : representa los gastos de operación y mantenimiento durante la vida del proyecto.
- F_t : representa los gastos en combustible durante la vida del proyecto. En este caso, al ser un proyecto de energía renovable, no se considera esta variable.
- E_t : representa la producción de energía durante la vida útil del proyecto.
- r : es la tasa de descuento, que sirve para ajustar los valores futuros al presente.

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo, se describe la metodología que se seguirá durante este trabajo para que el desarrollo de este se realice de la manera más continuada posible.

Primero, se realiza un diagrama de flujos que describe el funcionamiento general de la planta de producción de hidrógeno. Luego, se toma la decisión sobre qué energía renovable se usa para producir la electricidad requerida para la electrólisis y, a partir de eso, dónde está ubicada la planta de producción de hidrógeno.

Luego, se analiza la estrategia de hidrógeno chilena y la de países industrializados, a modo de entender los objetivos locales de varios países con respecto al hidrógeno. En esta parte, se analiza en profundidad cuáles son los planes de importación o exportación de hidrógeno en los países de interés, que tienen avanzados planes de descarbonizar su matriz energética por medio de hidrógeno.

Del análisis anterior, se selecciona un país al que se exporte el hidrógeno y se identifica la demanda anual pronosticada al año 2030 de este. A continuación, se determina la capacidad de una planta de producción de una fracción de la demanda de hidrógeno identificada de modo que sea factible para Chile y para el otro país involucrado.

Se diseña la planta de producción de hidrógeno, empezando por la planta de electrólisis. Se define el tipo de electrolizador y se elige la marca y modelo del mismo. Luego, se determina la forma y condiciones de almacenamiento del hidrógeno y del oxígeno producido por la electrólisis, eligiendo los equipos y precisando las condiciones de operación.

Continuando con el diseño de la planta de producción, se dimensiona la planta de generación de energía renovable, evaluando el recurso, eligiendo la marca y modelo de la fuente de generación de energía, calculando cuántas unidades son requeridas para suplir la demanda energética de la planta de electrólisis y estableciendo el layout del campo eólico o solar. La cuantificación de energía se realiza con la herramienta computacional Explorador Solar o Eólico [16], dependiendo de la energía renovable que se elija.

Adicionalmente, se diseña una planta de desalinización de agua. Se elige el sistema de osmosis inversa y se describe y calculan los sistemas de extracción y devolución de agua de mar, con sus respectivos equipos. Los cálculos correspondientes a esta planta se realizan con

la ayuda del software EES (Engineering Equation Solver).

Después de diseñar la planta de producción, se calculan los flujos de masa de los diferentes productos de esta planta y se cuantifica el consumo de energía de cada sub-planta. En esta parte, los cálculos se realizan principalmente con la ayuda de Excel.

Teniendo el diseño de la planta, se realiza un análisis económico del proyecto, el cual incluye el cálculo del CAPEX y la definición del OPEX ¹, para luego realizar un flujo de caja y el cálculo de indicadores económicos como VAN, TIR y el LCOE del campo eólico y de la producción de hidrógeno.

Finalmente, se concluye acerca de los resultados, teniendo en cuenta la estrategia nacional de hidrógeno. En caso de obtener resultados desalentadores en la factibilidad, se identifican los problemas del proyecto, de modo en un futuro este pueda ser factible económica y/o técnicamente.

¹ CAPEX: Capital Expenditures, que en español significa la inversión total en capital de un proyecto. OPEX: Operational expenses son los gastos operacionales de un proyecto.

Capítulo 4

Resultados

4.1. Diagrama de la planta de producción

La planta de producción de hidrógeno verde tendrá el siguiente proceso productivo:

1. Se capta agua de mar mediante una bomba y una tubería de 1.500 metros de largo que va desde el mar hasta el terreno elegido. Luego, parte de esta agua es dirigida a la planta de desalinización y la otra parte a un estanque de mezcla, como se aprecia en la figura 4.1.
2. El agua de mar que entra a la planta de desalinización pasa por un proceso de osmosis inversa. La salmuera resultante se traslada hacia el estanque de mezcla, donde se diluye con el agua de mar y, a través de una bomba y otra tubería, se devuelve hacia el mar.
3. A continuación, el agua desalinizada ingresa a la planta de electrólisis donde pasa por diversos procesos para ser convertida en oxígeno e hidrógeno. Esto es posible gracias a la energía eléctrica producida por la planta de generación de energía renovable, que también ingresa al electrolizador, como se ve en el diagrama de la figura 4.1.
4. Por último, oxígeno e hidrógeno por separado serán comprimidos y almacenados en sus respectivos tanques de almacenamiento.
5. El oxígeno es vendido localmente, mientras que el hidrógeno es exportado a Japón, como fue definido anteriormente.

En el diagrama de la figura 4.1 se aprecia la explicación gráfica de lo anterior.

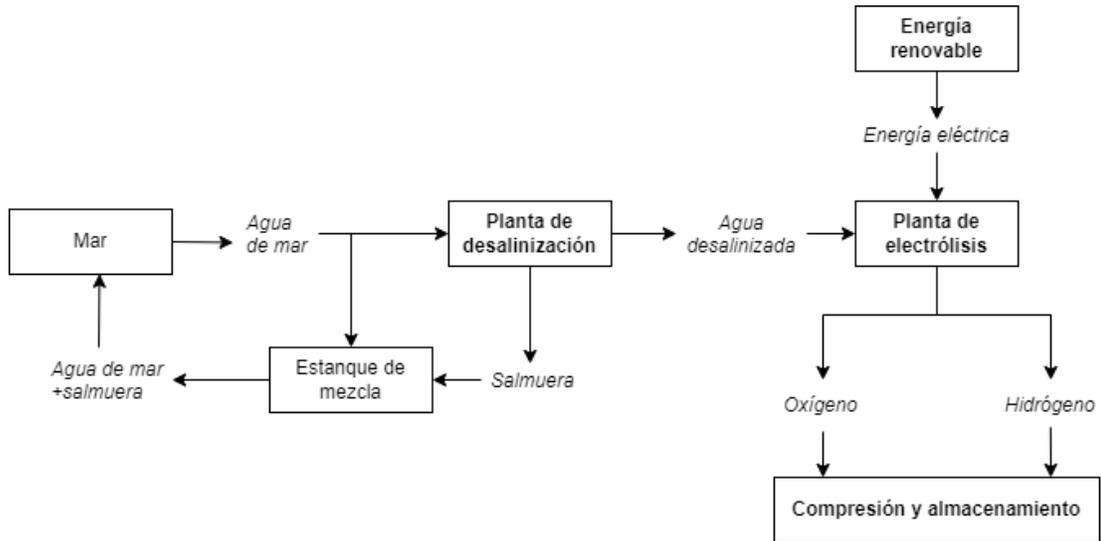


Figura 4.1: Diagrama de flujo del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

4.2. Ubicación de la planta

Antes de definir la ubicación de la planta se establece que la energía renovable a utilizar para producir energía eléctrica para la planta de electrólisis será la energía eólica. Esto debido a que es una tecnología madura, eficiente y poco costosa.

En la imagen 4.2 se puede ver un mapa de calor que muestra la velocidad del viento a 80 metros de altura en todo Latinoamérica. Se observa que en la región sur de Chile se tiene un viento promedio mayor a $9 \frac{m}{s}$, por lo que se concluye que esta región tiene un muy buen potencial eólico.

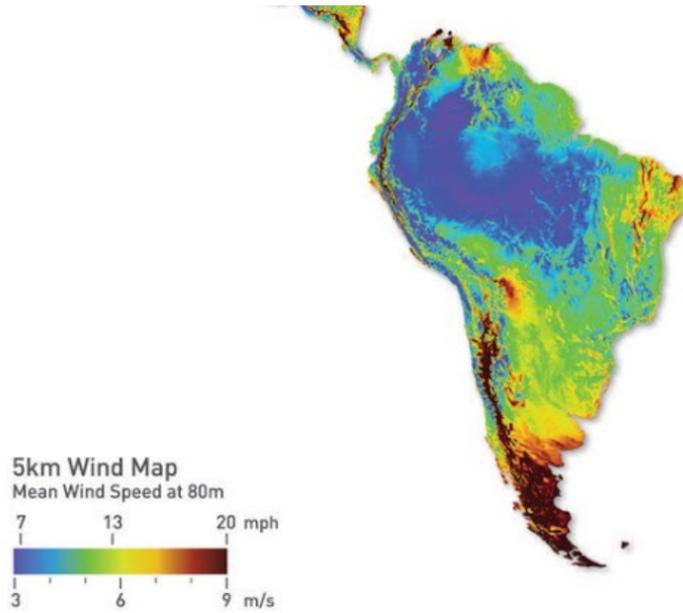


Figura 4.2: Velocidad del viento en Latinoamérica.

Para facilitar la exportación del hidrógeno por barco desde el puerto de Punta Arenas, se eligió una ubicación para la planta de producción de hidrógeno cercana a la ciudad de Punta Arenas.

En la imagen 4.3, se observa una imagen satelital de la ubicación del proyecto delimitada con color verde. Este terreno tiene una extensión de 4 hectáreas y en este espacio estará ubicada la planta de desalinización de agua, la planta de electrólisis y la planta de almacenamiento del hidrógeno y del oxígeno, rodeadas por las turbinas eólicas, que necesitan una extensión de terreno más grande.

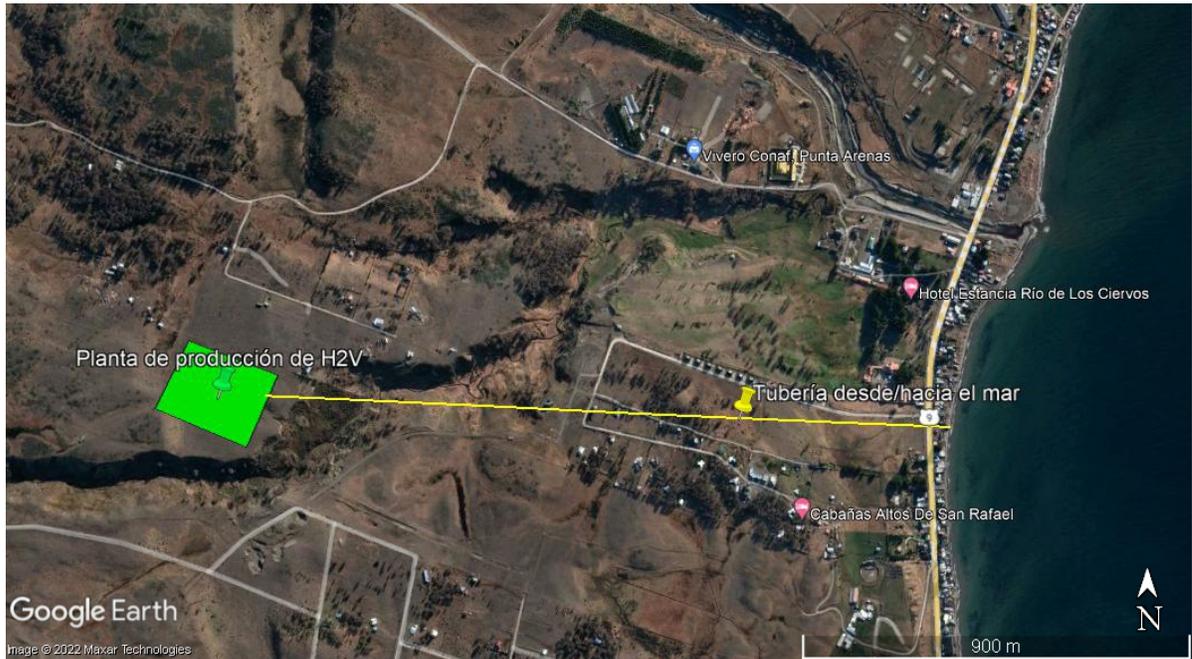


Figura 4.3: Ubicación y layout inicial de la planta.

4.3. Capacidad de la planta

La definición de la capacidad de la planta de producción de hidrógeno verde se realizó bajo la premisa de exportar a un sólo país, y para que esto sea posible, se debe elegir un país importador y conocer su demanda de hidrógeno al año 2030. Para acceder a esta información se procedió a leer un documento redactado por el World Energy Council en septiembre del 2020, titulado “International Hydrogen Strategies”.

4.3.1. Estrategias internacionales

Se realizó la lectura y análisis de “International Hydrogen Strategies” [23], documento desarrollado por el “World Energy Council” en el año 2020, el cual se resume la estrategia de hidrógeno de 16 países. Gracias al análisis de la estrategia de cada uno de estos países, se identifica en el texto cuáles de ellos tienen ambición de exportar y cuáles de importar hidrógeno.

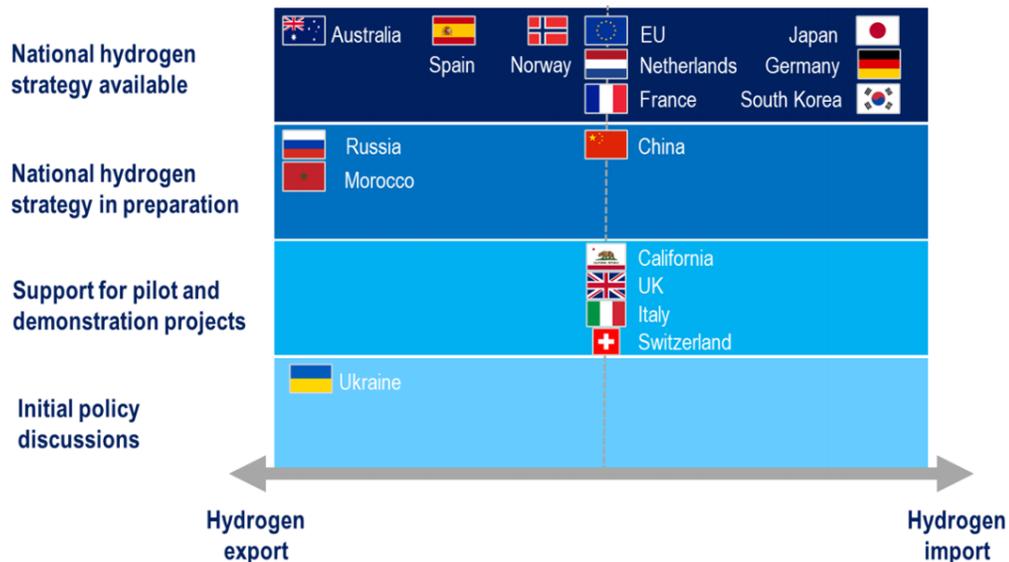


Figura 4.4: Tendencia importadora o exportadora de los países analizados en “International Hydrogen Strategies”.

La anterior es una figura que ilustra la tendencia a exportar o importar que tienen algunos de los países analizados en este reporte. Los países que tienen definida su estrategia de hidrógeno y que van a importar hidrógeno son Japón, Alemania y Corea del Sur, como se ve en la figura previa.

De la figura 4.4 y la lectura de “International Hydrogen Strategies”, se llegó a la conclusión de que el país elegido para exportar el hidrógeno a producir es Japón. Este país es uno de los líderes en temas de hidrógeno y tiene una ambiciosa estrategia nacional, en la que establecen que gran parte de su matriz energética será basada en el uso de hidrógeno. Además, este país no cuenta con territorio disponible para producir por sí mismo hidrógeno con energías renovables, por lo que se caracterizará como importador de hidrógeno.

4.3.2. Estrategia de hidrógeno japonesa

Para determinar la capacidad de la planta de producción de hidrógeno para exportación, primero se debe investigar cuánto hidrógeno requerirá el país importador en el año de implementación del proyecto. Para esto, se estudió la estrategia japonesa de hidrógeno, titulada “Basic Hydrogen Strategy” [24].

Este documento, emitido por el Ministerio de Economía, Comercio e Industria japonés, busca convertir a Japón en una sociedad basada en el hidrógeno, bajo el marco del Acuerdo de París que tiene como meta reducir las emisiones contaminantes en un 80 % al año 2050.

La estrategia japonesa de hidrógeno busca hacer realidad una sociedad basada en el hidrógeno siguiendo un programa de tres fases, considerando los períodos de corto y largo plazo necesarios para superar los desafíos tecnológicos y asegurar la eficiencia económica. Las fases mencionadas son las siguientes:

- Fase 1: Una expansión dramática del uso del hidrógeno (desde el presente hasta el 2025), difundiendo el uso de celdas de hidrógeno fijas y vehículos con celdas de hidrógeno.
- Fase 2: Introducción de la generación de energía de hidrógeno y establecimiento de un sistema de suministro a gran escala (desde 2025 a 2040).
- Fase 3: Establecimiento de un sistema de suministro de hidrógeno libre de emisiones de CO_2 (desde el 2040 en adelante) o incluyendo tecnologías CCS¹ en su producción.

Un aspecto de este documento que es importante mencionar es que Japón quiere diversificar sus importaciones de hidrógeno, eliminando la dependencia de un solo país o región, de modo que se reduzca el riesgo de desabastecimiento de energía y de una crisis energética como la que sucedió después del gran terremoto del este de Japón que provocó el accidente de Fukushima en 2011.

De acuerdo a la estrategia japonesa de hidrógeno, se proyecta una demanda al año 2020 de 4.000 toneladas de hidrógeno al año, 300.000 toneladas de hidrógeno anuales al 2030 y entre 5 y 10 millones de toneladas de hidrógeno al año 2050. También se proyectó que el precio del hidrógeno variará con los años, costando 10 USD/kg H_2 en la actualidad, disminuyendo a 3 USD/kg H_2 en el año 2030 y, finalmente, 2 USD/kg H_2 al año 2050.

4.3.3. Supuestos

Teniendo la demanda japonesa pronosticada al año 2030, se pasa a analizar qué países tienen previsto exportar hidrógeno a Japón y en qué escala. Este análisis servirá para, a través de supuestos, poder determinar cuál será la cantidad de hidrógeno que le corresponderá a Chile exportarle a Japón.

Por cercanía y buenas relaciones de importación y exportación, el primer país que hay que considerar es Australia. Este país tiene muy buena disponibilidad de energías renovables y una estrategia de hidrógeno ambiciosa y centrada en la exportación a países cercanos, principalmente a Japón. Incluso, un artículo de la revista digital Reuters destaca que Australia tendría capacidad territorial y energética para suplir más del triple de la demanda japonesa de hidrógeno para el año 2030 [25]. Por lo tanto, se concluye el supuesto de que Australia exportará un 50 % de la demanda japonesa, es decir, 150.000 toneladas de hidrógeno al año.

Otro supuesto que se formula es que el 50 % restante de la demanda japonesa de hidrógeno se distribuirá uniformemente entre 8 países. Entre los países que tienen entre sus objetivos exportar hidrógeno a Japón están Rusia y Argentina. En un artículo publicado en agosto del 2021 en la revista digital PV Magazine [26], se destaca que Rusia tiene la intención de empezar a exportar hidrógeno producido con energía nuclear y exportarla, pero el grueso de la exportación empezará el año 2035. En este artículo, también se recalca que el gobierno alemán incluye a Argentina y Chile entre los países más prometedores para Power-to-X². Adicionalmente, un artículo realizado por investigadores del Forschungszentrum Jülich demuestra que la totalidad de la demanda japonesa de hidrógeno al año 2050 puede ser suplida

¹ CCS: Captura y almacenamiento de carbono (por sus siglas en inglés).

² Power-to-X: término que describe métodos para convertir energía eléctrica renovable en fuentes de energía, como gas, calor, hidrógeno, entre otras.

con energía eólica en la Patagonia argentina [27].

Gracias al supuesto anterior, se determina que cada uno de los 8 países propuestos se encargará de un 6,25 % de la demanda japonesa, es decir, cada uno deberá producir 18.750 ton/año para exportar a Japón. El último supuesto para definir la capacidad de la planta es que, en el caso de Chile, esta demanda se dividirá en 6 proyectos con una producción anual 3.125 ton de hidrógeno cada uno. El alcance de este trabajo es diseñar uno de estos 6 proyectos de producción de hidrógeno verde.

4.4. Diseño de la planta de electrólisis

Primero, se debe determinar qué tecnología electrolizadora se utilizará para este diseño de proyecto. Del marco teórico de este trabajo se tienen 3 tecnologías electrolizadoras: alcalina, membrana de protones o PEM y membrana de estado sólido o SOE. Se elige para este proyecto la tecnología PEM, ya que es más eficiente, más segura y se obtiene una relación de reducción más alta que con un electrolizador alcalino. El electrolizador SOE no se considera, debido a que se encuentra en etapa de investigación y desarrollo.

Primero, se investigó el mercado de tecnologías PEM, después de lo cual se procedió a elegir 3 opciones para estudiarlas con más detenimiento. Estas tecnologías son de las marcas Siemens, Plug Power y Nel y en la tabla 4.1 se muestran las especificaciones técnicas más importantes a considerar.

Tabla 4.1: Opciones de electrolizador PEM.

Marca	Modelo	Potencia	Producción H2	Consumo de agua
Siemens	Silyzer 300	8,7-17,5 MW	165-330 <i>kg/h</i>	10 <i>l/kg_{H2}</i>
Nel	M4000	18 MW	442,4 <i>kg/h</i>	10 <i>l/kg_{H2}</i>
Plug Power	GenFuel 5MW	5,5 MW	90 <i>kg/h</i>	9 <i>l/kg_{H2}</i>

De estas opciones se elige el electrolizador Silyzer 300 desarrollado por Siemens, debido a que hay mayor acceso a información acerca de este dispositivo y, adicionalmente, el modelo anterior de Siemens, es decir el Silyzer 200, será usado en el proyecto Haru Oni de Hif Fuels³. Este proyecto está siendo desarrollado en la Patagia chilena, por lo que queda demostrado que es factible importar productos Siemens a esta zona austral del mundo.

Este electrolizador está distribuido en módulos. Un arreglo completo consiste en 24 módulos y produce 330 kg/h de hidrógeno, mientras que un medio arreglo consiste en 12 módulos y produce 165 kg/h. Para llegar a producir las 3.125 ton/año de hidrógeno, se necesita un arreglo y medio de módulos electrolizadores de Silizer 300, que requiere 26,2 MW de potencia para producir 495 kg/h de hidrógeno. Este equipo tiene la particularidad de que permite una operación intermitente [28], lo que es de vital importancia en el caso de proyectos con energía

³ En el siguiente artículo se menciona lo anterior: <https://econojournal.com.ar/2021/09/comenzo-en-chile-la-construccion-de-la-primera-planta-a-nivel-mundial-que-producira-combustibles-co2-neutrales/>

eléctrica de frecuencia discontinua como este.

El Silyzer 300, además de tener módulos electrolizadores cuenta con un intercambiador de calor a la entrada del arreglo, como se ve en la figura 4.5, que aumenta la temperatura del agua para incrementar la eficiencia del equipo, un refinador de agua, un transformador y un rectificador, y a la salida del arreglo cuenta con un separador de agua y gas y un secador para retirar el agua y humedad sobrantes del hidrógeno y, finalmente, un sistema de purificación que se encarga de retirar las trazas de oxígeno que pudiesen quedar.

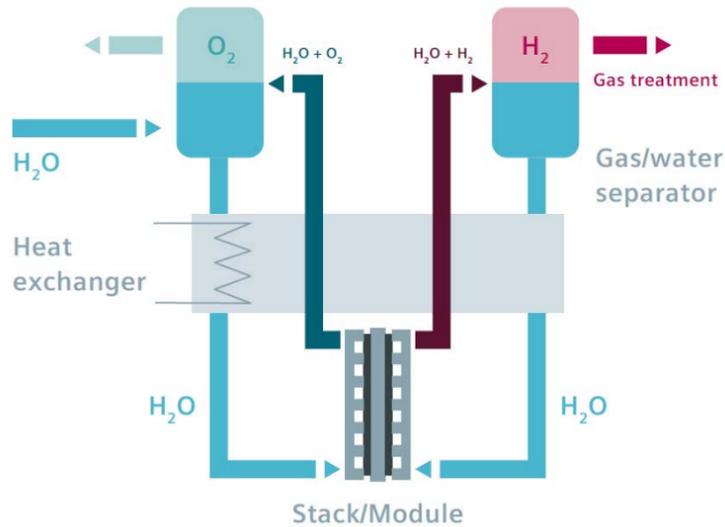


Figura 4.5: Esquema de funcionamiento del Silyzer 300 [29].

Como se mencionó con anterioridad el sistema de electrólisis contará con 1 arreglo y medio, lo que consiste en 36 módulos. Los 36 módulos y los componentes mencionados anteriormente comprenderán la planta de electrólisis. En la figura 4.6 se puede apreciar un esquema que aterriza lo mencionado.

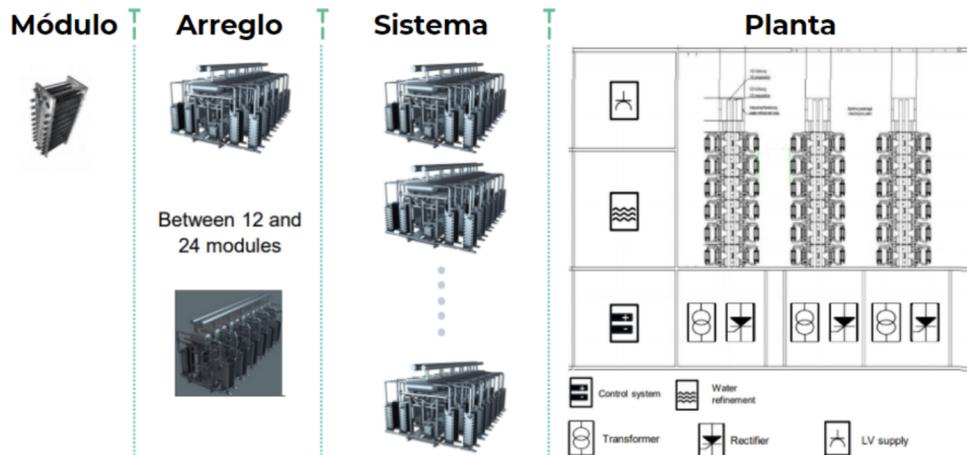


Figura 4.6: Esquema de una planta de electrólisis [29].

Las especificaciones más importantes del electrolizador Silyzer 300 se pueden ver en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Datos técnicos del electrolizador Silyzer 300 [29].

Producción electrolizador M_{teo}	495 <i>kg/h</i>
Potencia requerida P_{teo}	26,2 MW
Eficiencia de la planta	>75 %
Dimensión de un arreglo	15 x 7,5 x 3,7 m
Puesta en marcha	<1 minuto
Presión de salida	20 bar
Carga mínima	20 % de un módulo
Vida útil del sistema	>20 años
Consumo de agua	10 <i>l/kg_{H2}</i>
Calidad del gas seco	99,999 %

En la siguiente tabla se detallan algunas consideraciones de diseño de la planta de electrólisis que cabe destacar:

- Siemens Energy incluye el servicio de diseño de la planta de electrólisis, es decir, dimensionar los componentes que pertenecen a la planta de electrólisis mencionados anteriormente.
- Se requerirá un espacio de mínimo 100x100m para la totalidad de la planta de electrólisis.
- El edificio donde se ubicará la planta de electrólisis tendrá 6 metros de altura y tendrá protección contra heladas, manteniendo temperaturas entre los 5°C y los 40°C.
- La energía eléctrica para la planta de electrólisis proviene del campo eólico diseñado en la sección 4.5. Esta energía es intermitente debido a que la velocidad del viento no es constante a lo largo del día y, como se mencionará en la sección 4.5, no se cuenta con baterías para almacenar energía eléctrica.

4.4.1. Diseño de la planta de almacenamiento

La planta de almacenamiento consiste en, primero comprimir el oxígeno y el hidrógeno por separado en sus respectivos compresores y luego, almacenar la producción de una semana de estos gases en tanques de almacenamiento para luego ser vendida. Para la compresión de los gases se requiere una cantidad considerable de energía eléctrica, la cual será extraída de la red de distribución de la Región de Magallanes, Edelmag. Esta cantidad de energía eléctrica será calculada en la sección 4.7.

4.4.1.1. Hidrógeno

La compresión del hidrógeno producido por la planta de electrólisis se realizará con una tecnología de compresión modelo Hiperbaric 1 KS 95 perteneciente a la empresa española Hiperbaric [30]. Se trata del módulo de la imagen 4.7, que cuenta con los siguientes componentes: un cilindro multiplicador en dos etapas, un sistema hidráulico, un sistema de refrigeración

para optimizar la compresión, un circuito de venteo (que se aprecia en la imagen 4.7), instrumentación y panel de control y un circuito neumático.

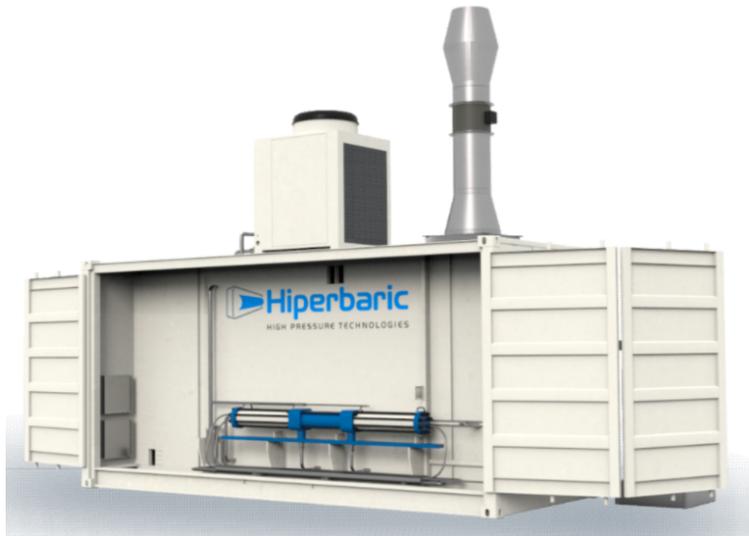


Figura 4.7: Módulo compresor de hidrógeno de Hiperbaric

En la tabla 4.3 se muestran las especificaciones técnicas más relevantes de este equipo.

Tabla 4.3: Especificaciones técnicas del módulo compresor Hiperbaric.

Modelo	Hiperbaric 1 KS 95
Presión de admisión	20 bar
Presión de salida	950 bar
Caudal	42,4 kg/h
N° de etapas	2
Temperatura de salida	$<40^{\circ}C$
Superficie ocupada	6 m^2 por unidad

Como cada módulo compresor tiene un caudal máximo de 42,4 $\frac{kg}{h}$, se requieren 12 módulos conectados en paralelo para suplir la demanda de compresión de 495 $\frac{kg}{h}$ de hidrógeno.

Una ventaja de usar esta tecnología para comprimir el hidrógeno es que utiliza un compresor hidráulico de pistón que funciona sin lubricación, de modo de mantener la pureza del gas. Además es seguro y confiable gracias al sistema de venteo que monitoriza, evacua y detiene el compresor ante cualquier posible fuga.

Los tanques donde se almacenará el hidrógeno es un "Air Storage Tank" de la empresa china STRENGTH Equipments [31], presentes en la imagen 4.8. Se hace el supuesto de que se debe almacenar la producción de una semana. Se calcula el valor de la densidad del hidrógeno a 950 bar en el software EES, obteniendo 46,9 $\frac{kg}{m^3}$. Con este dato, y asumiendo conservación de masa después de la compresión, se calcula que el caudal máximo obtenido diariamente es de 253 $m^3/día$ y el caudal total a almacenar semanalmente es de 1.770 m^3 .



Figura 4.8: Tanque de almacenamiento de hidrógeno.

Este tanque tiene una capacidad volumétrica de máximo 300 m^3 por lo que se necesitan 6 unidades para almacenar el hidrógeno producido en una semana. Estos tanques, que cuentan con certificación ASME U, toleran presiones de 2 bar hasta 1000 bar, por lo que son idóneos para ser aplicados en este proyecto. El material del tanque es el acero Q345R, que es conveniente ya que soporta altas presiones. Otra característica del Air Storage Tank es que hay variedad de tanques para otros gases además del hidrógeno, entre ellos aire comprimido, dióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno, entre otros.

4.4.1.2. Oxígeno

El caudal de oxígeno máximo producido por la planta de electrólisis es de $3.080 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$, por lo tanto este es el caudal de diseño del compresor a elegir. La compresión del oxígeno se realizará con el compresor de la imagen 4.9 perteneciente a la empresa china Wenling Toplong Electrical&Mechanical Co. [32]. En la tabla 4.4 se detallan las especificaciones técnicas de esta tecnología.



Figura 4.9: Compresor de oxígeno de Wenling Toplong Electrical&Mechanical Co..

Tabla 4.4: Especificaciones técnicas del compresor de oxígeno.

Oil-free High Pressure Oxygen Compressor	
Caudal máximo	2000 m ³ /h
Presión de entrada	1 bar
Presión de salida	165 bar
Potencia	110 kW

Como se tiene un caudal máximo permitido de $2000 \frac{m^3}{h}$, se debe considerar 2 de estos equipos en paralelo para llegar al caudal de oxígeno producido por la planta de electrólisis.

Como se mencionó anteriormente, el Air Storage Tank de STRENGTH Equipments admite otros gases además del hidrógeno, entre ellos el oxígeno, por lo que para almacenar el oxígeno producido en este proyecto se elige esta tecnología china, que se aprecia en la imagen 4.8.

Análogo al caso del hidrógeno, se hace el supuesto de que se va a almacenar la producción de una semana. Calculando el valor de la densidad del oxígeno a 165 bar en el software EES se obtiene $215,7 \frac{kg}{m^3}$, asumiendo una temperatura de salida del compresor de 35°C. De nuevo se asume conservación de masa después de la compresión y se calcula que el caudal máximo de oxígeno comprimido diario, obteniendo $490 m^3/\text{día}$ y el caudal máximo semanal a almacenar es de $3.430 m^3$.

En conclusión, se requieren 12 tanques de $300 m^3$ de acero inoxidable para almacenar los $3.430 m^3$ de oxígeno producidos en una semana. Los Air Storage Tank elegidos deben soportar una presión de 165 bar y cumplir con la certificación ASME U.

4.5. Planta de generación de energía eólica

A continuación en el desarrollo de este trabajo, se diseña la planta de generación de energía eólica que suministrará energía eléctrica exclusivamente a la planta de electrólisis. Para esto, primero se evalúa el recurso eólico, luego se elige la turbina eólica a instalar y se calcula la cantidad de turbinas requeridas. Finalmente, se presenta un layout del campo eólico.

4.5.1. Evaluación del recurso eólico

Para comprobar la abundante disponibilidad del recurso eólico, se ingresó la ubicación elegida en el Explorador Eólico y este arrojó el gráfico de barras que se ve en la figura 4.10, que muestra el promedio mensual de la velocidad del viento a 100 metros por sobre el nivel del suelo, es decir, a la altura aproximada en que estaría el rotor de la turbina eólica. Calculando un promedio anual de la velocidad del viento en esta ubicación, se llega a $10,28 \frac{m}{s}$.

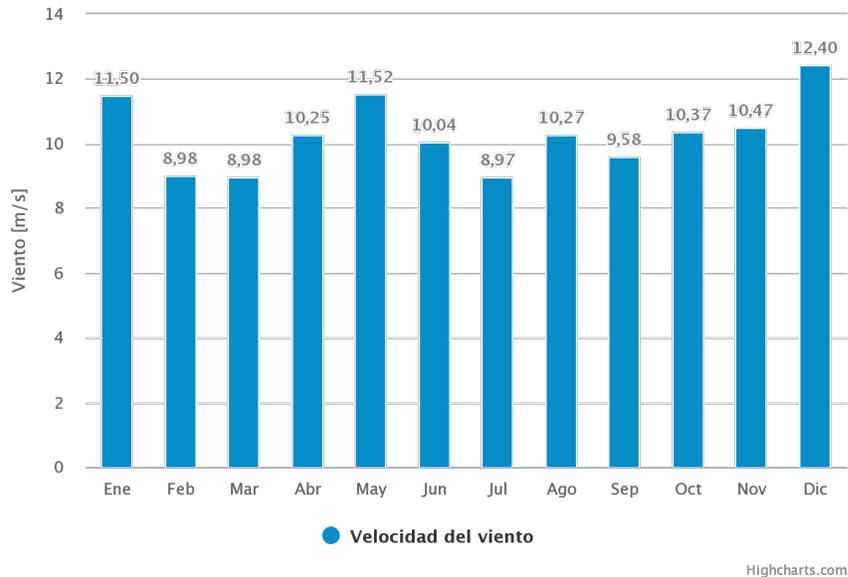


Figura 4.10: Velocidad promedio mensual del viento a 100 m de altura en Punta Arenas. Fuente: Explorador Eólico.

Las altas velocidades promedio de viento indican que la turbina eólica usada debe tener una gran resistencia a vientos fuertes y turbulentos por lo que el tipo de turbina eólica requerida para esta aplicación, basándose en la clasificación IEC 61400-1 mencionada en el Marco Teórico de este trabajo, es del tipo IEC IA. Este tipo de turbinas son para vientos de promedio anual de $10 \frac{m}{s}$ y de turbulencia alta.

4.5.2. Diseño del campo eólico

Siguiendo con el análisis, se determinó en la sección anterior que para los vientos de la Patagonia se requiere una turbina de clasificación IEC IA, por lo que se buscó entre los modelos disponibles en el Explorador Eólico y se encontró que la turbina SG 5.0-132 es una elección ideal para este proyecto. Las especificaciones técnicas más importantes de esta turbina se resumen en la tabla 4.5.

Tabla 4.5: Especificaciones técnicas de la turbina SG 5.0-132 [33]

Marca	Siemens Gamesa
Modelo	SG 5.0-132
Potencia nominal	5 MW
Diámetro del rotor	132 m
Altura	84 m
Clase de viento	IEC IA
Control	Pitch y velocidad variable
Cantidad de palas	3
Material de las palas	Fibra de vidrio reforzada con resina epoxy
Temperatura operativa estándar	De -20°C a 45°C

Además, en el gráfico de la figura 4.11 se puede apreciar cómo va variando la potencia en función a la velocidad del viento.

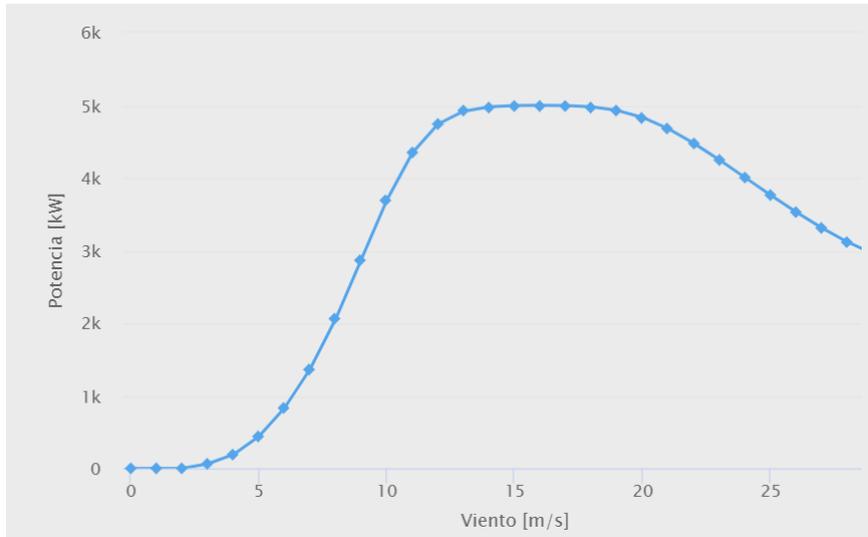


Figura 4.11: Potencia producida por el aerogenerador elegido versus la velocidad del viento. Fuente: Explorador Eólico.

Una vez elegido el aerogenerador, se pasa a calcular cuánta energía eólica es capaz de producir en la ubicación elegida. Para esto se utiliza nuevamente el Explorador Eólico. Primero se ingresa la ubicación, luego el modelo de turbina elegido y se realiza la simulación que arroja la producción horaria de energía eólica de todo el año en un documento CSV. Los resultados de esta simulación se resumen en la tabla 4.6.

Tabla 4.6: Resultados de la simulación en el Explorador Eólico.

Energía diaria	Energía anual	Factor de planta
56,17 MW	20.500,95 MW	46,8 %

Otro resultado de la simulación es el gráfico de la figura 4.12, el cual muestra la producción de energía eólica en función del tiempo. Con este gráfico se demuestra que se tiene una producción de energía eléctrica intermitente que se debe a que la velocidad del viento no es constante en el tiempo. No se incluye almacenamiento de energía eléctrica en los alcances de este proyecto, por lo que el campo eólico diseñado suministraría energía eléctrica a la planta de electrólisis de forma intermitente.

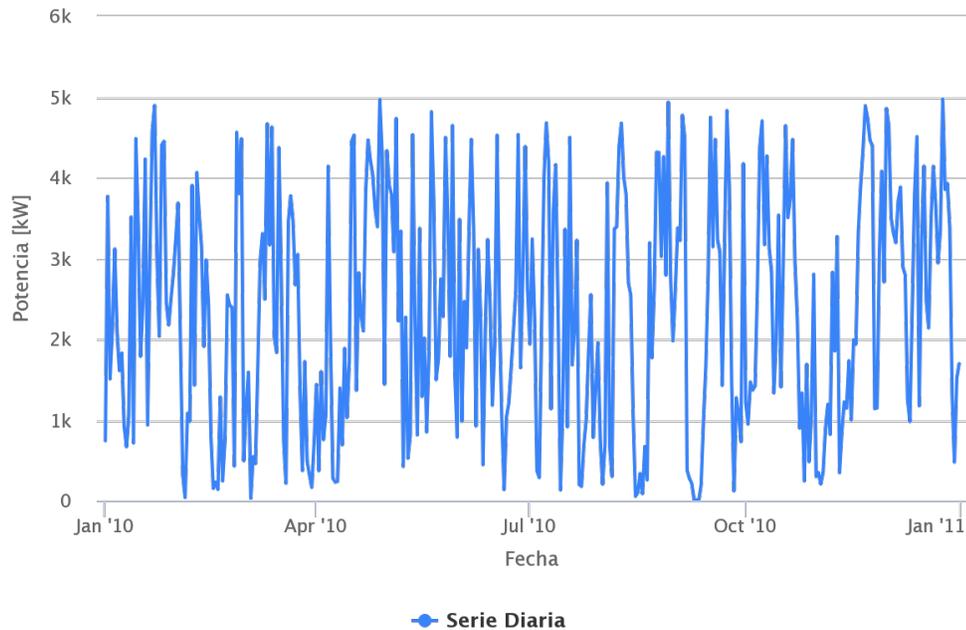


Figura 4.12: Potencia producida por el aerogenerador elegido en función del tiempo. Fuente: Explorador Eólico.

Como se mencionó, estos resultados resumidos se obtienen de un archivo CSV, en el cual se tienen todos los datos de producción de energía eólica por hora durante todo el año. En el caso de esta simulación, el año de referencia utilizado es el 2010. Inicialmente, el archivo CSV se convirtió a Excel para poder guardar el procesamiento de los datos obtenidos en la simulación. Estos datos fueron procesados de la siguiente forma:

1. Primero, con los datos de producción de hidrógeno y de potencia requerida del Silyzer 300 especificados en la tabla 4.1, se calculó la producción diaria esperada de hidrógeno, obteniendo 11,9 ton/día, y la energía diaria requerida por el electrolizador para producir esta cantidad de hidrógeno, lo que dio un valor de 628,8 MWh/día. Estos datos se plasman en la tabla 4.7.
2. Luego, se tomaron los datos horarios de producción de energía eólica de una turbina en kilovátios del archivo Excel y se convirtieron a energía eólica diaria en megavátios hora.
3. A continuación, se obtuvo el promedio anual de este vector de datos diarios de energía eólica, obteniendo 53,5 MWh/día.
4. Finalmente, para encontrar la cantidad de turbinas eólicas requeridas se dividió la energía diaria requerida por el electrolizador por la energía diaria producida por una turbina. Con esta división se obtuvo que para producir las toneladas de hidrógeno solicitadas, se necesitan 11,7 turbinas eólicas, redondeando a 12 turbinas.
5. Para terminar, se calcula el promedio de la energía eólica diaria total producida, multiplicando el vector de datos de producción diarios por 12 turbinas y luego obteniendo un promedio de este vector se llega al valor de 641,7 MWh/día.

Los resultados anteriormente mencionados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.7: Datos diarios de diseño del campo eólico.

Producción electrolizador $M_{H_2,teo}$	11,9 ton/día
Energía requerida por electrolizador E_{teo}	628,8 MWh/día
Energía producida por 1 turbina (promedio)	53,5 MWh/día
N° de turbinas requeridas	12
Energía eólica total producida (promedio) E_{real}	641,7 MWh/día

4.5.3. Layout del campo eólico

Al definir la ubicación de los aerogeneradores en el terreno, se debe tener en consideración la dirección predominante del viento y en la cercanía de Punta Arenas la dirección predominante del viento es el oeste [34], por lo tanto, las 12 turbinas eólicas estarán ubicadas en dirección al oeste.

Otro aspecto importante al momento de definir el layout del campo eólico es que los aerogeneradores interfieran lo menos posible entre sí, es decir disminuir al mínimo el efecto estela⁴. Para lograr esto, los aerogeneradores de la misma fila (fila de norte a sur mirando al oeste, como se ve en la imagen 4.13) deben distanciarse por 5 veces el diámetro del rotor, es decir por 660 metros (considerando que el rotor de la turbina eólica elegida tiene un diámetro de 132 metros), y los aerogeneradores de diferentes filas deben tener una distancia entre sí de 7 veces el diámetro del rotor, es decir por mínimo 924 metros [35].

En la siguiente imagen se puede observar la distribución de los 12 aerogeneradores, representados por una estrella amarilla, divididos en 3 filas de 4, todos apuntando en dirección oeste. En la imagen satelital, también se aprecia la ubicación de la planta de producción de hidrógeno verde (de colores) y la tubería que proporcionará agua de mar a la planta de desalinización (en amarillo), cuyo diseño se detalla en la sección 4.6.

⁴ Cuando pasa el viento por la pala de una turbina eólica se produce turbulencia y desaceleración del viento, lo que afecta la eficiencia de las turbinas cercanas.



Figura 4.13: Ubicación de los aerogeneradores. Fuente: Google Earth Pro

Como parte del campo eólico se conectan los aerogeneradores por cables subterráneos, que van conectados a una unidad transformadora y rectificadora. Esto se debe a que la corriente eléctrica producida por las turbinas eólicas es alterna y para el proceso de electrólisis se requiere una corriente continua de cierto voltaje. Estos dos componentes se incluyen en el sistema de electrolización, la cual es descrita en la sección 4.4.

4.6. Diseño de la planta de desalinización

El agua que se utilizará para este trabajo se extraerá del mar, a través de una tubería de 1.500 metros de largo, que va desde en el mismo terreno donde se ubicará la planta de producción de hidrógeno hasta el mar. Por lo tanto, para desalinizar el agua y ajustar su calidad a los estándares requeridos por el electrolizador elegido, esta debe pasar por un proceso de desalinización por osmosis inversa.

La planta de desalinización contará con un equipo de desalinización por osmosis inversa, dos tuberías de 1.500 metros cada una, con su bomba respectiva (de extracción y de descarga) y un estanque donde se diluye la salmuera para su descarga al mar. Las tuberías de extracción y descarga se pueden ver en la figura 4.3, en amarillo.

Es preciso mencionar que el suministro de energía eléctrica que requiere la planta de desalinización provendrá de la red de distribución de energía eléctrica de la Región de Magallanes, Edelmag.

Para calcular la dimensión del equipo de osmosis inversa, se tomó el valor de consumo de agua del electrolizador Silyzer 300 de la tabla 4.1. Este especifica que con 10 litros de agua se

produce 1 kg de hidrógeno, por lo tanto, asumiendo por simplicidad que la densidad del agua desalinizada es $1 \frac{kg}{m^3}$, se llega a que se requieren 10 kg de agua por kilogramo de hidrógeno.

Luego, el valor máximo de producción de hidrógeno es $11,8 \text{ ton}_{H_2}/\text{día}$, es decir la cantidad máxima de agua requerida en un día es de 118,8 ton, por lo tanto se establece que la planta de desalinización producirá 120 toneladas de agua purificada al día.



Figura 4.14: Sistema de desalinización de agua de mar de ForeverPure.

En la imagen 4.14, se puede apreciar el equipo de desalinización por osmosis inversa elegido [36]. Este pertenece a la empresa californiana ForeverPure, que se especializa en sistemas de tratamiento de agua. En la tabla 4.8, se detallan las especificaciones técnicas relevantes para el diseño de la planta de desalinización.

Tabla 4.8: Especificaciones técnicas del equipo de desalinización de Forever-Pure.

Producción diaria de agua	120 m ³ /día
Agua de entrada	Menos de 36.000 ppm
Agua de salida	Menos de 400 ppm
Presión del agua de entrada	4 bar
Presión de trabajo	50 bar
Tasa de recuperación	35 %
Consumo de energía	2,5 kWh/m ³

Cabe destacar que la empresa ForeverPure incluye en su servicio la construcción de un contenedor con aislamiento, iluminación y aire acondicionado donde instalar el sistema de desalinización.

Sistema de extracción de agua de mar

A continuación, se diseña la tubería que transportará agua de mar a la planta de desalinización,. Primero, se determina la cantidad de agua que se extraerá. Como se ve en la tabla

4.8, se tiene una tasa de recuperación del 35 % de la planta de osmosis inversa, por lo tanto se requiere extraer aproximadamente 15 ton/h de agua de mar. De esta cantidad, 10 ton/h se transformarán en salmuera y, para devolverla al mar y que no afecte el ecosistema marino, se debe mezclar en una proporción de 50/50 con agua de mar, así que en total se extraen 25 ton/h de agua de mar.

Para diseñar la tubería, primero se calcula el Número de Reynolds con la ecuación 2.7.1, obteniendo casi 11.776, por lo que se tiene un flujo turbulento al ser mayor a 4.000. En la tabla 4.9 se plasman los valores de la densidad, velocidad y viscosidad dinámica del flujo del agua de mar, además del diámetro de la tubería elegido para esta aplicación. La densidad y viscosidad dinámica se calcularon con la ayuda del software ingenieril *EES (Engineering Equation Solver)*.

Tabla 4.9: Cálculo del Número de Reynolds del agua de mar extraída.

Temperatura promedio del agua de mar	7,5 °C
Densidad del agua de mar	1028 kg/m ³
Viscosidad dinámica del agua de mar	0,001478 kg/ms
Diámetro de la tubería	5 pulgadas
Velocidad del flujo	0,13 m/s
Número de Reynolds	11.776

Como es un flujo turbulento, para calcular el factor de fricción se usa la ecuación 2.7.2. A continuación, con la expresión 2.7.2 se calcula la pérdida principal de la tubería y con las fórmulas 2.7.3 y 2.7.3 se calcula el diferencial de presión y la potencia de la bomba que transportará el agua de mar hasta la planta desalinizadora. La tubería elegida es de polietileno de alta densidad y este material tiene una rugosidad de 0,0015. En la tabla 4.10 se aprecian los resultados de los cálculos anteriores.

Tabla 4.10: Cálculo de las pérdidas y potencia de la bomba de extracción de agua de mar.

Rugosidad de la tubería	0,0015
Largo de la tubería	1.500 m
Aceleración de gravedad	9,8 m/s ²
Factor de fricción	0,04
Pérdida principal	0,47 m
Diferencial de presión	4,77 kPa
Potencia de la bomba	38,7 W

En la imagen 4.15 se puede apreciar la bomba vertical sumergible eléctrica de acero inoxidable elegida para extraer agua de mar requerida para el proyecto. Esta bomba, de la marca estadounidense Absolute Water Pumps, tiene capacidad de 28 ton/h de agua, potencia de 1 HP y es apta para agua de mar [37].



Figura 4.15: Bomba vertical sumergible para extraer agua de mar.

Sistema de devolución de agua de mar

Análogamente, se diseña la tubería de descarga, que transportará un flujo másico de 20 ton/h de mezcla de salmuera y agua de mar. Esta también será de polietileno de alta densidad. El diseño inicia calculando el Número de Reynolds con la ecuación 2.7.1, obteniendo 9.641, es decir, un flujo turbulento. Para este cálculo se calcularon los valores de la densidad, velocidad y viscosidad dinámica de la mezcla promediando los de la salmuera con los del agua de mar, nuevamente utilizando el software *EES* para los cálculos de la densidad y viscosidad dinámica. Estos valores se plasman en la tabla 4.11, además del diámetro de la tubería, que es la misma que la de extracción.

Tabla 4.11: Cálculo del Número de Reynolds de la mezcla a devolver al mar.

Densidad de la mezcla	1.040 kg/m ³
Viscosidad dinámica de la mezcla	0,002 kg/ms
Diámetro de la tubería	5 pulgadas
Velocidad del flujo	0,11 m/s
Número de Reynolds	9.530

También se tiene el caso de un flujo turbulento, así que para calcular el factor de fricción se usa nuevamente la ecuación 2.7.2. Luego se calcula la pérdida principal en la tubería con la fórmula 2.7.2 y finalmente se calcula el diferencial de presión y la potencia de la bomba que transportará la mezcla hasta el mar, con ayuda de las expresiones 2.7.3 y 2.7.3. En la tabla 4.12 se aprecian los resultados de los cálculos anteriores.

Tabla 4.12: Cálculo de las pérdidas y de la potencia de la bomba de descarga de la salmuera.

Rugosidad de la tubería	0,0015
Largo de la tubería	1.500 m
Aceleración de gravedad	9,8 m/s ²
Factor de fricción	0,05
Pérdida principal h_L	0,31 m
Diferencial de presión	3,15 kPa
Potencia de la bomba	25,5 W

En la imagen 4.16 se observa la bomba centrífuga eléctrica elegida para devolver la salmuera diluída al mar. Esta bomba, también de la marca estadounidense Absolute Water Pumps, tiene capacidad de 25 ton/h de agua, potencia de 2 HP y es apta para agua de mar [38].



Figura 4.16: Bomba centrífuga de descarga de la salmuera.

Cabe resaltar que para ambas tuberías, desde el mar y hacia el mar, se desprecian las pérdidas singulares, ya que van en línea recta por 1.500 metros. Otro punto a mencionar es que se aplica un factor de seguridad de 1,2 para calcular la potencia de ambas bombas.

Estanque de mezcla

En la imagen 4.17 se encuentra una imagen del estanque de mezcla elegido (izquierda) con su respectivo agitador (derecha), el cual permite que la salmuera se diluya con el agua de mar homogéneamente. El estanque, perteneciente a la empresa española MMG Maquinaria, tiene una capacidad máxima de 25.000 litros, un diámetro de 1,7 metros, 6 metros de altura y es de acero inoxidable [39].



Figura 4.17: Estanque de mezcla con agitador.

Estanque de agua desalinizada

Se incluye como parte de la planta de desalinización estanques donde se almacenará el agua desalinizada que no sea usada en la planta de electrólisis. Se obtiene una considerable cantidad de agua sobrante, ya que la planta se diseñó para la capacidad de diseño del electrolizador Silyzer 300 y como hay muchos días que no se llega a esta capacidad por la intermitencia de la energía eólica, esto resulta en un excedente de agua desalinizada.



Figura 4.18: Estanque de almacenamiento de agua seleccionado.

El estanque elegido, presente en la imagen 4.18, tiene una capacidad de 32.000 litros y es distribuido por la empresa española MMG Maquinaria [40]. La cantidad de agua por almacenar y la cantidad de estanques requeridos se calculan en la sección 4.7.

4.7. Regímenes de operación de la planta de producción de hidrógeno

4.7.1. Cálculo de flujos de masa

En esta sección se calcularán los regímenes de operación de la planta de producción de hidrógeno y oxígeno, específicamente respecto a flujos de masa. Por simpleza, se representará el flujo másico con una “M” mayúscula.

Esto se realizó tomando los datos de la tabla 4.7, la producción teórica de hidrógeno $M_{H2,teo}$, la energía teórica requerida por el electrolizador E_{teo} y los datos de energía diaria producida por las 12 turbinas \vec{E}_{real} . Primero, se tomaron los datos anteriores y se usó la siguiente fórmula para calcular la producción real de hidrógeno $\vec{M}_{H2,real}$ de cada día del año:

$$\vec{M}_{H2,real} = \vec{E}_{real} \cdot \frac{M_{H2,teo}}{E_{teo}} \quad (4.1)$$

A continuación, se aplicó la cota superior de 11,88 kg_{H2} a $\vec{M}_{H2,real}$, ya que esta es la máxima cantidad de hidrógeno que pueden producir los módulos electrolizadores disponibles, es decir es la capacidad de diseño del electrolizador. Finalmente, se sumó este vector $\vec{M}_{H2,real}$ que representa un año de duración, por lo que se obtuvo que la cantidad de hidrógeno real a producirse en un año sería de 3.139,87 $ton_{H2}/año$.

Se toma el valor de producción teórica de hidrógeno de la tabla 4.7, 11,88 $ton/día$, y se transforma a producción teórica anual de hidrógeno: 4.336,2 $ton/año$. Se divide la cantidad real de hidrógeno por la cantidad teórica y se obtiene que el factor de planta es de 72,4 %.

Luego, se procede a calcular la cantidad de oxígeno producida. Esto se logra haciendo los supuestos siguientes: toda el agua que entra al electrolizador es convertida en hidrógeno y oxígeno; y el otro supuesto es que no existe difusión de las moléculas producidas a través del diafragma de la celda electrolizadora.

Entonces, para obtener la cantidad de oxígeno, primero se debe conocer la cantidad de agua que ingresa al electrolizador: como fue definido en la sección 4.6, para producir 1 kg de hidrógeno se requieren 10 kg de agua desalinizada, entonces se multiplica el vector de flujo másico de hidrógeno diario \vec{M}_{H2} por 10 y se obtiene el vector de flujo másico de agua diario \vec{M}_{H2O} . Luego, con las siguientes ecuaciones se logra llegar al flujo másico de oxígeno diario.

$$\vec{M}_{H2O} = \vec{M}_{H2} + \vec{M}_{O2} \quad (4.2)$$

$$\frac{\vec{M}_{H2O}}{PM_{H2O}} = \frac{\vec{M}_{H2}}{PM_{H2}} \quad (4.3)$$

En la ecuación 4.3 se tiene que PM es el peso molecular, que tiene el valor de 2 $\frac{g}{mol}$ para la molécula de hidrógeno y 18 $\frac{g}{mol}$ para la molécula del agua. Despejando el valor del flujo másico del hidrógeno de la ecuación 4.2, reemplazando \vec{M}_{H2} en la ecuación 4.3 y reordenando la expresión de modo de despejar el vector del flujo másico del oxígeno queda:

$$\vec{M}_{O_2} = \vec{M}_{H_2O} \left(1 - \frac{PM_{H_2}}{PM_{H_2O}}\right) = 0,889 \cdot \vec{M}_{H_2O} \quad (4.4)$$

De la ecuación 4.4 se tiene que la cantidad de oxígeno obtenida anualmente es de 27.910 $ton_{O_2}/año$.

Para finalizar con el cálculo de flujos de masa del proyecto de producción de hidrógeno verde, se pasa a calcular la cantidad de agua desalinizada producida y sobrante en la planta de desalinización. Como la producción de agua de esta planta es constante, se calculará en esta parte cuánta agua desalinizada no se utiliza en la planta de electrólisis.

Se tiene que el sistema de desalinización por osmosis inversa produce 120 toneladas de agua pura por día, así que se resta 120 ton/día a los datos diarios de flujo másico de agua utilizada en la planta de electrólisis \vec{M}_{H_2O} y se obtiene la cantidad de agua desalinizada sobrante. Luego, se calcula la cantidad de agua mensual que sobra en la planta de desalinización y se obtienen los valores de la tabla 4.13.

Tabla 4.13: Agua desalinizada sobrante del proceso de osmosis inversa.

Mes	Agua sobrante [ton/mes]
1	685,6
2	1.238,1
3	1.397,8
4	1.105
5	817,3
6	791,5
7	1.272,5
8	1.168,6
9	1.329,4
10	972,2
11	1.149,9
12	473,5
TOTAL	12.401,3 ton/año

Para saber cuántos estanques de almacenamiento de agua desalinizada se necesitan para el proyecto, se procede a hacer el siguiente cálculo:

1. Primero se calcula la cantidad mensual de agua que sobra en la tabla 4.13.
2. Luego se identifica que el mes 3 obtiene el máximo de agua sobrante, es decir 1.397,8 ton/mes, o 1.397,8 litros/mes.
3. Al igual que en el caso del oxígeno y del hidrógeno producidos por la planta, se define que se venderá semanalmente el agua sobrante de la planta de desalinización, por lo tanto se diseña el almacenamiento de una semana.
4. A partir de lo anterior, se calcula que semanalmente se debe almacenar 315.633 litros de agua.

5. Finalmente, se calcula que se requieren 10 unidades del estanque de acero inoxidable de 32.000 litros de la empresa española MMG Maquinaria, de la imagen 4.18.

4.7.2. Cálculo de consumos de energía

Como se mencionó anteriormente, la energía eléctrica producida por el campo eólico se usará sólo para la planta de electrólisis. Se calcula el consumo de energía eléctrica de la planta de electrólisis y destaca el hecho de que sobra una cantidad considerable de energía eólica. En la tabla 4.14, se pueden ver estos valores, resaltando el hecho de que casi un 30 % de la energía eólica producida no es requerida en la planta de electrólisis, es decir, es energía sobrante.

Tabla 4.14: Balance energético del campo eólico.

E. eléctrica total producida	E. eléctrica usada	E. eléctrica sobrante
234,23 GWh/año	166,2 GWh/año	68 GWh/año

Para la compresión del hidrógeno, se utiliza una cantidad considerable de energía, ya que se comprime el hidrógeno desde 20 bar a 950 bar, haciendo un trabajo mecánico cuantioso. Se consume una cantidad de 2 kWh por kilogramo de hidrógeno [41], entonces se obtiene que diariamente se gastan 17 MWh en la compresión del hidrógeno y al año se consumen 6.280 MWh.

Luego, el compresor de oxígeno tiene una potencia de 110 kW, pero como la producción de hidrógeno y oxígeno no es la misma todos los días, se usa el factor de planta de 72,4 % para calcular la energía anual consumida. Dado lo anterior, se llega a que se consumen 1,9 MWh diariamente, mientras que anualmente se gastan 697,75 MWh. En conclusión, en la planta de almacenamiento de la planta de producción de hidrógeno se consumen 6.977,5 MWh/año.

A continuación, se calcula el consumo de energía de la planta desalinizadora. Esto se separa en el consumo eléctrico del sistema de desalinización por osmosis inversa, que es de 2,5 kWh/m³, y el consumo de las bombas, la de extracción y la de devolución de agua, cada una tiene una potencia de 745,7 W. En la tabla 4.15 se puede ver el consumo anual de cada uno, asumiendo que funcionan las 24 horas del día, los 365 días del año. Cabe mencionar que el consumo energético del agitador del estanque de mezcla es tan bajo que se desprecia.

Tabla 4.15: Consumo de energía de la planta de desalinización.

Sistema de desalinización	319,55 MWh/año
Bomba de extracción	6,53 MWh/año
Bomba de devolución	6,53 MWh/año
Consumo eléctrico	332,6 MWh/año

Como se mencionó en secciones anteriores, el suministro de energía eléctrica para el consumo de la planta desalinizadora y de la planta de almacenamiento será desde la red de distribución de la Región de Magallanes, Edelmag. Esto debido a que la energía eléctrica producida por el campo eólico diseñado no es constante durante el día, lo que significaría un

problema para el suministro de agua del electrolizador y para la compresión de los gases.

A pesar de lo anterior, como sobra mucha energía eólica (tabla 4.14), se le restará a la energía sobrante el consumo de estas 2 plantas, obteniendo la cantidad final de energía eólica sobrante. En la tabla 4.16 se muestra este cálculo, la cantidad de energía sobrante, los consumos de las plantas y el resultado de la resta, que es la cantidad de energía que se venderá a la red de distribución de la Región de Magallanes, Edelmag. Se hace el supuesto de que la energía distribuida por Edelmag tiene un costo de compra constante a lo largo del día y que el costo de venta de la energía eléctrica a la red es el mismo que el de compra.

Tabla 4.16: Balance final de energía de la planta de producción de hidrógeno.

Energía eólica sobrante (+)	68.030 MWh/año
Planta de almacenamiento (-)	6.977,5 MWh/año
Planta de desalinización (-)	332,6 MWh/año
Balance energético	60.728 MWh/año

4.8. Análisis económico

4.8.1. Consideraciones previas

- Se considera un horizonte de evaluación de 20 años, lo que vendría siendo la vida útil proyectada de la planta de producción de hidrógeno.
- El valor de la tasa de descuento del proyecto para el cálculo del valor actual neto se fija en 8 %, basada en el mercado energético chileno.
- La planta se construye el año 0 y empieza a operar el año 1, por lo que la inversión del CAPEX se realiza en el año 0.
- Se asume una depreciación lineal de los equipos principales del proyecto y esta se incluye en el flujo de caja.
- Dado que el proyecto tiene una extensión considerable, particularmente el campo eólico, se considera sólo la compra del terreno donde se ubicará la planta de producción, que se aprecia en la figura 4.3.
- Se considera un precio de venta del hidrógeno de 5 USD/kg [42] y del oxígeno de 2 USD/kg [43].
- Se hace el supuesto de que anualmente se tendrá un costo de mantenimiento del 5 % del CAPEX.
- Se asume que el costo de instalación y obras civiles es del 50 % del CAPEX.
- Se define un ítem de gastos imprevistos en la etapa de construcción del 10 % del CAPEX y otro de gastos imprevistos en la etapa de operación del 50 % del OPEX.
- La energía eólica no utilizada en la electrólisis se vende a la Empresa Eléctrica de Magallanes a 46,33 CLP/kWh [44].

- El agua desalinizada sobrante se vende al sector minero de la región a un precio de 1 USD/m³ [45].
- Se hace el supuesto de que se tiene el dinero de la inversión, es decir, que no es necesario pedir un préstamo para construir este proyecto.

4.8.2. CAPEX

Para el proyecto de producción de hidrógeno verde para exportación se obtiene un CAPEX de 268.991.144 USD. A continuación, se describe cómo se llegó a este valor, mencionando los costos de inversión de cada sub-planta.

Planta de electrólisis

Para definir el costo del electrolizador de la planta de electrólisis se tomaron los datos de dos estudios chilenos. El primero es un estudio comisionado por CORFO acerca de esquemas de financiamiento de proyectos de hidrógeno verde en Chile [46] y define como costo actual de electrolizadores en 900 USD/kW. El segundo es un reporte de tecnologías de hidrógeno de la GIZ⁵ [4], en la cual se ponen en 3 casos respecto al costo de la electrólisis: alto con un costo de 1500 USD/kW, medio a 1200 USD/kW y bajo a 800 USD/kW.

Con la información anterior, se llega al supuesto de que el sistema de electrólisis cuesta 1700 USD/kW, ya que el electrolizador Silyzer 300 es un equipo complejo, de alto nivel tecnológico y que cuenta con varios equipos complementarios, como intercambiador de calor, rectificador de corriente, entre otros. En la tabla 4.2 se explicita que la potencia requerida por los 36 módulos de Silyzer 300 es de 26,2 MW, por lo que se llega a que el CAPEX de la planta de electrólisis es de 53 millones de dólares estadounidenses (incluyendo el IVA).

Planta de almacenamiento

La planta de almacenamiento consiste en los compresores y los tanques de almacenamiento. El compresor de hidrógeno fue cotizado directamente con la empresa, la cual proporcionó el costo que aparece en la tabla 4.17, mientras que el compresor de hidrógeno fue encontrado en una página de compresores chinos con su precio respectivo [32]. Los costos de los tanques de almacenamiento fueron obtenidos de artículos de investigación de las revistas “Energies” [47] e “International Journal of Hydrogen Energy” [48] respectivamente.

Tabla 4.17: Costos de inversión de los componentes de la planta de almacenamiento.

Ítem	Cantidad	Costo total + IVA [USD]
Compresor de hidrógeno Hiperbaric	12	10.210.200
Compresor de oxígeno	2	47.600
Tanque de almacenamiento de hidrógeno	6	64.300.000
Tanque de almacenamiento de oxígeno	12	10.367.000

⁵ GIZ: Sociedad alemana de cooperación internacional, especializada en la cooperación técnica para el desarrollo sostenible en todo el mundo.

Los gastos anteriores dan un CAPEX de la planta de almacenamiento de 84.919.352 USD.

Campo eólico

El CAPEX del campo eólico para efectos de este trabajo se divide en dos: el costo de los aerogeneradores, que es el 80 % del costo total de inversión y el 20 % restante corresponde al costo del transformador, rectificador, conexión a la red, entre otros gastos [49].

Para estimar el costo de la turbina eólica se acudió a un estudio de análisis de LCOE desarrollado por la financiera Lazard [50]. En este documento se establece un rango de costo capital de esta tecnología de entre 1.100 y 1.500 USD/kW. Como la turbina elegida tiene la clasificación IEC IA, que es la que tolera vientos más rápidos y turbulentos, se elige el precio 1.500 USD/kW. Se requieren 12 turbinas de 5MW para el proyecto, es decir 60MW en total de energía eólica. El cálculo del CAPEX del campo eólico se puede ver en la tabla 4.18.

Tabla 4.18: CAPEX del campo eólico.

Ítem	Costo + IVA [USD]
12 Turbinas SG 5.0-132	107.100.000
Otros	23.205.000
TOTAL	130.305.000

Planta de desalinización

En la tabla 4.19, se especifican los costos de inversión de la planta de desalinización. El costo del sistema de desalinización se obtuvo directamente de la empresa ForeverPure e incluye el costo de los insumos correspondientes a 20 años y el de un container donde se instalará el sistema de desalinización.

El costo de los estanques también se cotizaron con la empresa, en este caso la española MMG Maquinaria. En el caso de las bombas, el precio se encontró directamente en la página de la empresa Absolute Pumps y el precio de la tubería que transporta el agua extraída y la salmuera diluida se encontró en Alibaba [51].

Tabla 4.19: Costos principales de la planta de desalinización.

Ítem	Costo + IVA [USD]
Sistema de desalinización ForeverPure	455.365
10 estanques de agua desalinizada	157.080
Estanque de mezcla	11.800
3 km de tubería de polietileno de alta densidad	3.060
Bomba de extracción	1.127
Bomba de devolución	1.115

Finalmente, se llega a que el costo de inversión de la planta de desalinización es de 632.214 USD.

Terreno

En la figura 4.3 se puede apreciar el terreno donde se instalará la planta de producción de hidrógeno verde diseñada, el cual será comprado para este efecto. El terreno tiene una extensión de 37.000 m^2 . El precio de compra de terreno en esta región es de $0,09 \text{ UF/m}^2$ [52], por lo tanto, transformado a dólares estadounidenses, se tiene un costo de compra de 131.977 USD.

4.8.3. Otros gastos de inversión

Se tienen los siguientes gastos de inversión que se realizarán en el año 0, adicionales a los mencionados en la sección anterior:

- *Instalación y obras civiles (50% del CAPEX)*: Este ítem incluye la mano de obra para la construcción, la instalación de los equipos, las obras civiles requeridas y el envío de algunos de los equipos principales. Tiene un valor monetario de 134.495.572 USD.
- *Declaración de Impacto Ambiental*⁶: Este trámite, realizado usualmente por empresas de consultoría ambiental, se debe hacer en el caso de este proyecto y se estima que su costo es de 187.500 USD [53].
- *Imprevistos en la construcción (10% del CAPEX)*: Como se mencionó en las consideraciones previas, se considera un gasto de inversión del 10% del CAPEX, es decir 26.899.114 USD, para imprevistos que puedan surgir en la etapa de construcción de la planta.

4.8.4. Depreciación

La depreciación es el mecanismo mediante el cual se reconoce el desgaste de los activos del proyecto por el uso que se haga de ellos. Los años de depreciación es la vida útil del activo, así que en un escenario de depreciación lineal, como en este caso, se divide el costo del activo por su vida útil y se obtiene la depreciación anual del activo. En la tabla 4.20 se muestra la depreciación anual de los equipos principales del proyecto.

⁶ La DIA o Declaración de Impacto Ambiental se debe hacer previo a la construcción de todo proyecto de generación de energía de más de 3 MW de potencia, de acuerdo con la ley 19.300 de la Secretaría General de la Presidencia de Chile.

Tabla 4.20: Cálculo de gastos anuales por depreciación

Equipo	Costo de inversión[USD]	Años de depreciación	Depreciación anual [USD/año]
Electrolizador	53.002.600	20	2.650.130
Turbinas eólicas	130.305.000	25	5.212.200
Compresor de hidrógeno	10.210.200	10	1.021.020
Compresor de oxígeno	40.000	5	8.000
Tanques de almacenamiento	74.661.552	15	4.977.437
Sistema de desalinización	455.365	10	45.537
Estanques	171.122	10	17.112
Bombas	2.668	5	534

La suma de la depreciación anual de los equipos, cuyo valor es de 13.931.969 USD/año, se incluye en el flujo de caja como un gasto anual constante en el tiempo y en caso de que al activo le quede vida útil al final del proyecto, se suma al flujo de caja del último año del proyecto, en este caso el año 20, el valor monetario restante del activo.

Como se ve en la tabla 4.20, casi todos los equipos tienen menos de 20 años de depreciación, lo que significa que al llegar al fin de su vida útil deben ser comprados nuevamente para que siga funcionando la planta de hidrógeno. A continuación, se nombran los años del proyecto en los que se tiene que invertir nuevamente en equipos y cuánta cantidad, para incluir estos montos de inversión en el flujo de caja:

- *Año 6:* Como se especifica en la tabla 4.20, los compresores de oxígeno y las bombas tienen una vida útil de 5 años, por lo que se debe comprar nuevamente estos equipos, invirtiendo un monto de 42.668 USD en el sexto año de vida de la planta.
- *Año 11:* Luego, en el año 11 de nuevo se deben comprar bombas y compresores de oxígeno y se agrega la compra de los compresores de hidrógeno, del sistema de desalinización y de los estanques de agua y de mezcla, llegando a una inversión de 10.879.355 USD en el año 11.
- *Año 16:* Finalmente, en el año 16 se gasta en bombas y compresores de oxígeno de nuevo y también se compran tanques de almacenamiento, ya que estos tienen 15 años de vida útil, como se ve en la tabla 4.20. Por lo tanto, en el año 16 se invierte el monto de 74.704.220 USD.

En conclusión los únicos equipos que llegan con vida útil al final del proyecto, es decir al año 20, son las turbinas eólicas y los tanques de almacenamiento, con 5 y 10 años de vida sobrantes respectivamente. Por lo tanto, en el flujo de caja del año 20 se suma el valor de 75.967.345 USD, que representa el valor monetario restante de esos equipos y del terreno donde se proyecta la planta, ya que este no se deprecia. Cabe destacar que se hace el supuesto de que el terreno mantiene el costo de 0.09 UF/m².

4.8.5. Operación y mantenimiento

Se contempla un gasto de mantenimiento anual del 5% del CAPEX. A esto se le suma los gastos de operación y se obtiene un gasto anual de O&M de 14.614.082 USD/año. A continuación, se describe cómo se llega al gasto anual de operación.

Gastos de Operación

El agua y la electricidad son los insumos más relevantes y costosos de la operación de la planta y se obtienen gracias a los equipos comprados en la inversión inicial, por lo tanto su obtención no se incluye en los gastos operacionales.

El gasto operacional más grande es el sueldo de los trabajadores, el cual asciende a 726.350 USD/año. En la tabla 4.21 se muestran los cargos, el sueldo mensual de cada cargo, la cantidad de trabajadores y el gasto anual total de cada cargo.

Durante la operación de la planta se tiene un jefe de planta, que se encarga, entre otros, de la supervisión del proyecto, de asegurar el correcto funcionamiento de todas las sub-plantas, de la seguridad y de los plazos, maximizando la rentabilidad del proyecto. También se cuenta con 5 personas en el área de ingeniería, cada uno encargado de una sub-planta y el otro se ocupa de la calidad de producción. Adicionalmente, se tiene un operario por planta y un supervisor que controla que persona que trabaje en la planta realice el mejor trabajo posible.

Se cuenta también con un área administrativa, conformada por 4 personas, encargadas de recursos humanos, contratos, compras, entre otras funciones. Finalmente, se cuenta con 5 guardias que se rotan entre turnos de noche y de día y una persona para hacer el aseo donde se requiera.

Tabla 4.21: Cálculo del gasto por los sueldos de trabajadores en la fase de operación.

Cargo	Sueldo mensual [USD/mes]	Cantidad de empleados	Gasto por cargo [USD/año]
Jefe de proyecto	6.000	1	73.000
Ingeniería	4.500	5	273.750
Supervisor	3.600	1	43.800
Operarios	2.400	4	116.800
Administración	2.400	3	87.600
Guardias	1.800	5	109.500
Personal de aseo	1.800	1	21.900

Luego, se consideran 50.000 USD/año para gastos de oficina, arriendo, materiales operativos misceláneos, gastos de la planta, entre otros. Sumando esto a los sueldos se llega a un OPEX inicial de 776.350 USD/año. Finalmente, se considera un gasto de imprevistos operacionales, que corresponde al 50% del OPEX, resultando en un gasto final de operación de 1.164.525 USD/año.

4.8.6. Ingresos

En este proyecto, se tiene ingresos por venta de hidrógeno, de oxígeno, de energía eléctrica y de agua desalinizada, debido a que se sobredimensionó el campo eólico y la planta de desalinización para llegar a la producción de hidrógeno esperada. En la tabla 4.22 se detallan los costos de venta de cada producto y la ganancia anual.

Tabla 4.22: Ingresos de la venta de los productos de la planta diseñada.

Producto	Precio de venta	Cantidad anual a vender	Ganancia anual [USD/año]
Hidrógeno	5 USD/kg	3.139,87 ton	15.699.340
Oxígeno	2 USD/kg	27.900 ton	55.820.000
Energía eléctrica	58 USD/MWh	60.727,8 MWh	3.516.823
Agua desalinizada	1 USD/m ³	12.401,3 m ³	12.401

Las ganancias anuales se suman y se llega a un ingreso anual constante de 75.048.562 USD/año, que se incluye en el flujo de caja.

4.8.7. Flujo de caja

El flujo de caja se incluye en el Anexo de este informe. A continuación, se realiza una explicación previa de los valores incluidos en el flujo de caja:

- Se tiene que el flujo de caja del año 0 es la suma de todos los gastos de inversión.
- El flujo de caja del año 1 al 19 es constante y tiene el valor de 46.502.511 USD/año, con excepción de los años 6, 11 y 16, en los que hay inversión por depreciación de equipos.
- El flujo de caja del año 20 también es diferente, porque se suma el valor monetario restante de los equipos que todavía tienen vida útil, que son las turbinas eólicas y los tanques de almacenamiento, como se mencionó en la sección 4.8.4.

Del flujo de caja se llega a que el VAN tiene un valor de 14.625.491 USD y un TIR del 8.5%, calculados con una tasa de descuento del 8%.

4.8.8. Cálculo del costo nivelado de energía

En esta sección se calcula el costo nivelado de electricidad del campo eólico y el costo nivelado del hidrógeno producido, para comparar el costo de este proyecto con otras estimaciones de producción de hidrógeno y energía.

Campo eólico

El LCOE o Levelized Cost of Electricity del campo eólico se calculó usando la fórmula de la figura 2.6. El CAPEX del campo eólico se extrajo de la tabla 4.18 y la cantidad de energía eléctrica producida de la tabla 4.7. Se asumió un costo de operación y mantenimiento de 14,3 USD/MWh [54], una tasa de descuento del 8% y un horizonte de evaluación de 20

años, obteniendo un LCOE de 37,67 USD/MWh.

Producción de hidrógeno

Para el cálculo del costo nivelado del hidrógeno se usó la misma fórmula de la figura 2.6, pero en el denominador se usó la producción anual de hidrógeno en vez de la producción de energía, calculada en la sección 4.7.

Del CAPEX del proyecto calculado en la sección 4.8.2 se consideró solamente la inversión relacionada con la producción de hidrógeno sin considerar el IVA, es decir, se excluyó el compresor de oxígeno, los tanques de oxígeno y los estanques de agua desalinizada, obteniendo un nuevo CAPEX de 209.319.540 USD. Se asumió un gasto de mantenimiento del 5 % del nuevo CAPEX, se mantuvo el gasto de operación descrito en la sección 4.8.5 y se consideró un horizonte de evaluación de 20 años. Se obtuvo un valor de costo nivelado de hidrógeno de 7 USD/kg.

4.8.9. Discusión

Se obtuvo un VAN positivo, lo que significa que el proyecto es económicamente viable. Otro cálculo que reafirma la factibilidad del proyecto es que el TIR que se calculó es mayor a la tasa de descuento elegida. Cabe destacar que el payback o tiempo requerido para recuperar el capital inicial de la inversión es de 10 años, como se ve en el Anexo de este informe.

Otro resultado importante de la evaluación económica es el valor del LCOE del campo eólico. En un estudio de BloombergNEF y Acciona [55] del 2019, se calcula el LCOE de la energía eólica y se obtiene un rango de 38-58 USD/MWh. La cota inferior de este rango es casi el mismo valor obtenido para este proyecto, por lo que se concluye que, gracias al buen potencial eólico en la Patagonia, se tiene un costo bajo de energía eólica.

El valor del costo nivelado del hidrógeno que se obtuvo fue alto, ya que se comparó con la estrategia nacional de hidrógeno verde que estima un costo nivelado de 1,7 USD/kg de hidrógeno producido en la zona sur del país. Pero el problema de este análisis, realizado por McKinsey & Co, es que no se conocen las condiciones del análisis ni los supuestos hechos, por lo que no se puede hacer un comparación válida.

Adicionalmente, se comparó el costo nivelado obtenido con estudio de la financiera Lazard, llamado “Levelized Cost of Hydrogen Analysis”[56], que el costo de un proyecto de producción de hidrógeno con electrólisis PEM y de aproximadamente 20MW de capacidad, es de 2,4 USD/kg de hidrógeno. En el estudio se asume una utilización del electrolizador el 98 % del tiempo, mientras que en el caso de este proyecto no se tiene un suministro constante de energía, por lo que sólo se llega al 72,4 %. Si se tuviera un porcentaje de utilización del 100 %, se llegaría a un costo nivelado de 5,1 USD/kg de hidrógeno, que se acerca más al valor del estudio comparado.

Otro aspecto del estudio de Lazard que seguramente influye en la diferencia es que asumen un CAPEX del electrolizador de 635 USD/kW, mientras que en este trabajo se considera un costo de la planta de electrólisis de 1.700 USD/kW.

Capítulo 5

Conclusiones

La primera conclusión de este trabajo es que se cumple con el objetivo de diseñar una planta de producción de hidrógeno verde para exportación. Esto se logra diseñando 4 sub-plantas: la planta de electrólisis, con 36 módulos del electrolizador Silyzer 300 de Siemens Energy, la planta de almacenamiento, donde se comprime y almacenan hidrógeno y oxígeno, la planta de desalinización por osmosis inversa y el campo eólico, que consiste en 12 turbinas eólicas de 5 MW cada una. Cada sub-planta se plantea de modo que se lograra la meta de producción de hidrógeno verde, obteniendo un factor de planta de la planta de electrólisis de 72,4 %, concluyendo que el proyecto es factible técnicamente.

Se realizó la evaluación económica, que considera la venta de hidrógeno al mercado japonés, venta de oxígeno localmente, venta de electricidad a la distribuidora de energía Edelmag y venta de agua a la industria minera de la región. El flujo de caja entrega un VAN de 14.625.491 USD, valor positivo, lo que indica que el proyecto es rentable. Además, se obtiene que el TIR del proyecto tiene un valor de 8.5 %, lo que sugiere que el proyecto es marginalmente factible económicamente, siendo que el TIR es levemente mayor a la tasa de descuento de 8 %. También se calculó el costo nivelado del campo eólico, obteniendo un valor de 37,67 USD/MWh. Luego, se calculó el costo nivelado del hidrógeno y se llegó a un valor de 7 USD/kg. Ambos costos nivelados son cercanos al valor de referencia con el que se comparó. Sería interesante en un trabajo futuro incluir el análisis de un escenario con préstamo como modo de financiamiento.

En este trabajo no se incluyó el almacenamiento de energía en el campo eólico, debido a que se contempló que la energía eléctrica sobrante se vendería a la red de distribución de la región de implementación del proyecto. A pesar de lo anterior, en un trabajo futuro se podría incluir almacenamiento y analizar cómo varían los resultados, sobre todo la cantidad de turbinas eólicas requeridas y cómo afectaría esto al análisis económico.

Gracias a la factibilidad técnica y económica de este proyecto se razona que sería una buena adición a la cartera de proyectos de energía a nivel nacional, que también produciría mayor riqueza y daría espacio a que se desarrollen otros proyectos de producción de hidrógeno en el territorio nacional, considerando al bajo precio de las energías renovables en Chile.

En el desarrollo del trabajo se aprendió que hay muchas formas de producir hidrógeno, entre ellas destaca la electrolización, la única que no produce emisiones de CO₂ por sí misma,

por lo que se concluye que es el método que tiene cabida en un mundo que se deteriora por el calentamiento global, causado en gran parte por la contaminación ambiental. Por lo anterior, esta es la tecnología que se eligió para el desarrollo del presente trabajo de título.

Del análisis de la estrategia nacional de hidrógeno y las estrategias internacionales, se observó que Chile pretende ser un país exportador de hidrógeno en el mediano plazo, para esto se debe contar con apoyo público y privado para implementar proyectos de producción de hidrógeno verde que beneficiarán enormemente al país. Cabe destacar que muchos países se caracterizan en sus estrategias como importadores, lo que es un buen indicio para pensar que no le faltarán clientes a Chile en caso de llevar adelante su estrategia exportadora.

Una conclusión importante del análisis de las estrategias internacionales de hidrógeno es que Japón es una buena elección de país importador del hidrógeno producido en este trabajo, porque es un país que ansía tener independencia energética y disminuir el riesgo de desabastecimiento de energía, sobre todo considerando que es un país en extremo vulnerable a los desastres naturales. En ese contexto, el hidrógeno es una solución ideal dada su versatilidad energética.

Una interesante adición a trabajos futuros acerca de producción de hidrógeno verde podría ser el análisis de los efectos dañinos para el medio ambiente y medidas para mitigarlos. Esto debido a que la caracterización de este proyecto es que el proyecto en sí y sus productos impacten lo menos posible el medio ambiente. Algunos efectos dañinos al medio ambiente que produciría este proyecto y que valdría la pena profundizar son: el impacto de la salmuera en el ecosistema marino [57] y el efecto que tienen las turbinas eólicas en la migración de las aves [58].

Bibliografía

- [1] C. B. Q. y. B. M. P. Max Correa A., “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde,” tech. rep., Ministerio de Energía de Chile, Santiago de Chile, Chile, Nov. 2020.
- [2] Solargis, World Bank Group y ESMAP, “Global Solar Atlas.” <https://globalsolaratlas.info>. Último acceso: 28-03-2022.
- [3] A. Santana, C. Olave, and N. Butorovic, “Estudio climatológico con registros de alta resolución temporal en campamento posesión (enap): Magallanes, Chile,” in *Anales del Instituto de la Patagonia*, vol. 38, pp. 5–34, Universidad de Magallanes, 2010.
- [4] F. Vásquez, Rodrigo y Salinas, “Tecnologías de Hidrógeno y perspectivas para Chile,” tech. rep., Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, May 2019.
- [5] U. Bennet, Simon y Remme, “The Future of Hydrogen,” tech. rep., International Energy Agency, Paris, France, June 2019.
- [6] AME, “Hif: Highly innovative fuels.” <https://www.hif.cl/>. Último acceso: 28-03-2022.
- [7] Global Syngas Technologies Council, “Water-Gas Shift.” <https://globalsyngas.org/syngas-technology/syngas-conditioning-purification/water-gas-shift/>. Último acceso: 28-03-2022.
- [8] Z. Abdin, A. Zafaranloo, A. Rafiee, W. Mérida, W. Lipiński, and K. R. Khalilpour, “Hydrogen as an energy vector,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 120, p. 109620, 2020.
- [9] “Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells,” tech. rep., International Energy Agency, Paris, Francia, 2015.
- [10] E. T. S. A. Programme, “Hydrogen Production Distribution,” Tech. Rep. P12, International Energy Agency, Paris, France, Feb. 2014.
- [11] L. J. Jacques de Bucy, Olivier Lacroix, “The potential of power-to-gas: Technology review and economic potential assessment,” Tech. Rep. INIS-FR-20-0790, Enea Consulting, 89 Rue Reaumur, Paris, Jan. 2016.
- [12] A. Ursua, L. M. Gandia, and P. Sanchis, “Hydrogen production from water electrolysis: Current status and future trends,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, no. 2, pp. 410–426, 2012.
- [13] Enel Perú, “¿qué es la energía eólica y cómo funciona.” <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/que-es-la-energia-eolica-y-como-funciona.html>. Último acceso: 28-03-2022.

- [14] I. E. Commision, “IEC Classification of Wind Turbines.” <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/9781118900116.app2>. Último acceso: 28-03-2022.
- [15] Wind Power Program, “Wind turbine power output variation with steady wind speed.” https://wind-power-program.com/turbine_characteristics.htm. Último acceso: 28-03-2022.
- [16] M. Falvey, “Descripción y guía de uso del explorador eólico.” <http://eolico.minenergia.cl/downloads/docsEolicoV2018.pdf>. Último acceso: 28-03-2022.
- [17] Carbotecnia, “¿qué es la osmosis inversa?.” <https://www.carbotecnia.info/aprendizaje/osmosis-inversa/que-es-la-osmosis-inversa-purificador/>, 2021. Último acceso: 28-03-2022.
- [18] ALADYR: Asociación Latinoamericana de desalación y reúso de agua, “Desalación de agua de mar: Situación en Chile y en el mundo.” <https://bit.ly/3pkhYzU>, 2019. Último acceso: 28-03-2022.
- [19] D. Y. Bruce Munson and T. Okiishi, *Fundamentals of Fluid Mechanics: Fourth Edition*. New York, NY: John Wiley Sons, Inc., 2002.
- [20] Economipedia, “Valor actual neto.” <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>. Último acceso: 28-03-2022.
- [21] Economipedia, “Tasa interna de retorno.” <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>. Último acceso: 28-03-2022.
- [22] E. VM, “¿Qué es el levelized cost of energy (LCOE)?.” <https://www.energyvm.es/que-es-el-levelized-cost-of-energy-lcoe/>. Último acceso: 28-03-2022.
- [23] T. Raksha, U. Bünger, U. Albrecht, J. Michalski, and J. Zerhusen, “International hydrogen strategies: A study commissioned by and in cooperation with the world energy council Germany,” 09 2020.
- [24] H. Ministerial Council on Renewable Energy and R. Issues, “Basic hydrogen strategy.” https://www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003b.pdf. Último acceso: 28-03-2022.
- [25] S. Paul, “Australia warms to green hydrogen amid Japanese demand.” <https://www.reuters.com/business/energy/australia-warms-green-hydrogen-amid-japanese-demand-2021-05-27/>. Último acceso: 28-03-2022.
- [26] Sergio Matalucci, “The hydrogen stream: Russia unveils hydrogen strategy, Germany provides more funds for power-to-x.” <https://www.pv-magazine.com/2021/08/10/the-hydrogen-stream-russia-unveils-hydrogen-strategy-germany-provides-more-funds-for-power-to-x/>, 2021. Último acceso: 28-03-2022.
- [27] P.-M. Heuser, D. S. Ryberg, T. Grube, M. Robinius, and D. Stolten, “Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO₂ free hydrogen,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 25, pp. 12733–12747, 2019. Special Issue on Selected Contributions from the European Hydrogen Energy Conference 2018. Málaga, Spain. March 14th - 16th.
- [28] P. S. A. P. F. L. M. J. S. K. R. M. S. W. y. F. Z. Tom Smolinka, Nikolai Wiebe, “Industrialisation of water electrolysis in Germany,” tech. rep., Fraunhofer Institute,

Oct. 2018.

- [29] Siemens Energy NEB, “Overview of the pem silyzer family.” https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/10/10132733/20200930-SE-NEB-PEM-Electrolyzer-and-Applications_EW.pdf. Último acceso: 28-03-2022.
- [30] Hiperbaric, “Grupo compresor hiperbaric 1ks 95.” <https://www.hiperbaric.com/es/compresion-h2/equipo-de-compresion/hiperbaric-1ks-95/>. Último acceso: 28-03-2022.
- [31] Strength Equipments, “Air storage tank.” <https://www.industrialautoclaves.com/product/air-storage-tank/>. Último acceso: 28-03-2022.
- [32] Wenling Toplong ElectricalMechanical Co., “Compresor de oxígeno.” <https://toplongcompressor.en.made-in-china.com/product/HXYxqCMDCPWg/China-Oil-Free-Oxygen-Compressor-Nitrogen-Compressor-Argon-Compressor-Helium-Compressor-Gow-10-2-150-.html>. Último acceso: 28-03-2022.
- [33] S. Gamesa, “Aerogenerador sg 5.0-132.” <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/onshore/aerogenerador-sg-5-0-132>. Último acceso: 28-03-2022.
- [34] Weather Spark, “El clima y el tiempo promedio en todo el año en punta arenas.” <https://es.weatherspark.com/y/26496/Clima-promedio-en-Punta-Arenas-Chile-durante-todo-el-a~no>. Último acceso: 28-03-2022.
- [35] International Renewable Energy Agency, “Técnicas de planificación espacial de la energía eólica.” https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2014/Jul/15/14_Wind_power_spatial_planning_techniques_Lima_Peru_ES.pdf?la=en&hash=FA3337F776583CF1944E6C46202A6A0038937395. Último acceso: 28-03-2022.
- [36] Forever Pure, “Ultra high efficiency seawater desalination system.” <https://www.foreverpureplace.com/30-000-GPD-Ultra-High-Efficiency-Seawater-Desalina-p/swro-he-120tpd-36ktds.htm>. Último acceso: 28-03-2022.
- [37] Absolute Water Pumps, “Barmesa submersible stainless steel pump.” <https://www.absolutewaterpumps.com/barmesa-submersible-stainless-steel-vortex-sewage-pump-2bsv-101ds-2-127-gpm-1-0-hp-single-phase-115-volt>. Último acceso: 28-03-2022.
- [38] Absolute Water Pumps, “Pacer self-priming centrifugal water pump.” <https://www.absolutewaterpumps.com/pacer-self-priming-centrifugal-electric-water-pump-se2el-c2-0c-single-phase-115-230-volt-2-110-gpm-female-npt>. Último acceso: 28-03-2022.
- [39] MMG Maquinaria, “Depósito 25 m3 en acero inoxidable con agitador.” <http://www.mmgmaquinaria.com/producto.php?id=824>. Último acceso: 28-03-2022.
- [40] MMG Maquinaria, “Depósito 32 m3 en acero inoxidable aisi 316.” <http://www.mmgmaquinaria.com/producto.php?id=1053>. Último acceso: 28-03-2022.
- [41] Monterey Gardiner, “Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs.” https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf. Último acceso: 22-03-2022.
- [42] Hydrogen Valley: Joint initiative by Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking and Mission Innovation, “Hydrogen cost and sales prices.” <https://www.h2v.eu/analysis/statistics/financing/hydrogen-cost-and-sales-prices>. Último acceso: 28-03-2022.

- [43] G. Maggio, G. Squadrito, and A. Nicita, “Hydrogen and medical oxygen by renewable energy based electrolysis: A green and economically viable route,” *Applied Energy*, vol. 306, p. 117993, 2022.
- [44] Edelmag, “Precios de nudo: Empresa eléctrica de magallanes s.a.” <https://bit.ly/3wwupNr>. Último acceso: 28-03-2022.
- [45] Ignacio Rodríguez, “Agua desalada: bajemos el costo de producción.” <https://bit.ly/3IB8YgA>. Último acceso: 28-03-2022.
- [46] C. S. e Innovación energética, “Estudio para definir esquemas de financiamiento para acelerar la adopción tecnológica e implementación de proyectos de generación, almacenamiento, transporte, consumo y exportación de Hidrógeno Verde en Chile,” tech. rep., CORFO, 2020.
- [47] O. Gretschel, M. Schäfer, H. Steinmetz, E. Pick, K. Kanitz, and S. Krieger, “Advanced wastewater treatment to eliminate organic micropollutants in wastewater treatment plants in combination with energy-efficient electrolysis at wwtp mainz,” *Energies*, vol. 13, 07 2020.
- [48] A. M. Elberry, J. Thakur, A. Santasalo-Aarnio, and M. Larmi, “Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 29, pp. 15671–15690, 2021.
- [49] Solo Local.info, “Los costos de instalación de un parque eólico.” <https://sololocal.info/2017/04/13/los-costos-de-instalacion-de-un-parque-eolico/>. Último acceso: 28-03-2022.
- [50] Lazard Ltd., “Lazard’s levelized cost of energy analysis - version 13.0.” <https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf>. Último acceso: 28-03-2022.
- [51] Qingzhou Xinzhenyu Environmental Protection Machinery Co., “Tubería de pead resistente al agua de mar.” <https://spanish.alibaba.com/p-detail/Sea-60709902493.html?spm=a2700.details.0.0.35e365e5EaNqss>. Último acceso: 28-03-2022.
- [52] Superintendencia de Servicios Magallanes, “Determinación de precios de terrenos, servidumbre y arriendos para aguas magallanes.” <https://bit.ly/3uxWeCg>. Último acceso: 28-03-2022.
- [53] René González, “lasegunda online: Estudios de impacto ambiental en la mira.” <https://bit.ly/3DjKZ4r>. Último acceso: 28-03-2022.
- [54] Wind Energy: The Facts, “Operation and maintenance costs of wind generated power.” <https://www.wind-energy-the-facts.org/operation-and-maintenance-costs-of-wind-generated-power.html>. Último acceso: 28-03-2022.
- [55] BloombergNEF and Acciona, “Chile power system outlook.” <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/Flexibility-Solutions-for-High-Renewable-Energy-Systems-Chile-Outlook.pdf>. Último acceso: 28-03-2022.
- [56] Lazard Ltd., “Lazard’s levelized cost of hydrogen analysis.” <https://www.lazard.com/media/451779/lazards-levelized-cost-of-hydrogen-analysis-vf.pdf>. Último acceso: 28-03-2022.
- [57] N. Ahmad and R. E. Baddour, “A review of sources, effects, disposal methods, and

- regulations of brine into marine environments,” *Ocean Coastal Management*, vol. 87, pp. 1–7, 2014.
- [58] H. V. Norambuena, F. A. Labra, R. Matus, H. Gómez, D. Luna-Quevedo, and C. Espoz, “Green energy threatens chile’s magallanes region,” *Science*, vol. 376, no. 6591, pp. 361–362, 2022.

Anexo: Flujo de caja

Año	0	1	2	3	4	5
Inversiones (-)	- 430,573,330					
Ingresos (+)		75,048,562	75,048,562	75,048,562	75,048,562	75,048,562
Gastos O&M (-)		- 14,614,082	- 14,614,082	- 14,614,082	- 14,614,082	- 14,614,082
Depreciación (-)		- 13,931,969	- 13,931,969	- 13,931,969	- 13,931,969	- 13,931,969
Valor restante de activos (+)						
Flujo de caja	- 430,573,330	46,502,511	46,502,511	46,502,511	46,502,511	46,502,511
Payback		- 384,070,819	- 337,568,308	- 291,065,797	- 244,563,286	- 198,060,774

Año	6	7	8	9	10
Inversiones (-)	- 42,668				
Ingresos (+)	75,048,562	75,048,562	75,048,562	75,048,562	75,048,562
Gastos O&M (-)	- 14,614,082	- 14,614,082	- 14,614,082	- 14,614,082	- 14,614,082
Depreciación (-)	- 13,931,969	- 13,931,969	- 13,931,969	- 13,931,969	- 13,931,969
Valor restante de activos (+)					
Flujo de caja	46,459,843	46,502,511	46,502,511	46,502,511	46,502,511
Payback	- 151,600,931	- 105,098,420	- 58,595,909	- 12,093,398	34,409,113

Año	11	12	13	14	15
Inversiones (-)	- 10,879,355				
Ingresos (+)	75,048,562	75,048,562	75,048,562	75,048,562	75,048,562
Gastos O&M (-)	- 14,614,082	- 14,614,082	- 14,614,082	- 14,614,082	- 14,614,082
Depreciación (-)	- 13,931,969	- 13,931,969	- 13,931,969	- 13,931,969	- 13,931,969
Valor restante de activos (+)					
Flujo de caja	35,623,156	46,502,511	46,502,511	46,502,511	46,502,511
Payback	70,032,269	116,534,780	163,037,291	209,539,803	256,042,314

Año	16	17	18	19	20
Inversiones (-)	- 74,704,220				
Ingresos (+)	75,048,562	75,048,562	75,048,562	75,048,562	75,048,562
Gastos O&M (-)	- 14,614,082	- 14,614,082	- 14,614,082	- 14,614,082	- 14,614,082
Depreciación (-)	- 13,931,969	- 13,931,969	- 13,931,969	- 13,931,969	- 13,931,969
Valor restante de activos (+)					75,967,345
Flujo de caja	- 28,201,709	46,502,511	46,502,511	46,502,511	122,469,857
Payback	227,840,605	274,343,116	320,845,627	367,348,138	489,817,995