



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

**ESTUDIO DEL USO DE HIDRÓGENO COMO ENERGÉTICO PARA UNA
RED DE ESTACIONES DE SERVICIO DE VEHÍCULOS.**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA

MARCELA CAROLINA ORELLANA ROMERO

PROFESOR GUÍA:
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JUAN CARLOS ELICER CORTÉS
MÓNICA ZAMORA ZAPATA

SANTIAGO DE CHILE

2022

RESUMEN

La creciente demanda energética en el país y el mundo entero representa un desafío para la ingeniería, desde lo tecnológico para hacer la producción y uso más eficiente y consciente con el medio ambiente, hasta la investigación de nuevos caminos. Es por esto que la exploración de nuevas fuentes de energía para su uso, se vuelve tan atractivo, como lo es el hidrógeno como vector energético.

Actualmente, Chile se encuentra en fase inicial con respecto a la producción del H_2 , por parte del programa del Ministerio de Energía *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*, el cual plantea posicionarse como actor principal en la producción y exportación de hidrógeno al mundo, siendo un productor competitivo, gracias a las ventajas de tener un gran borde costero, zonas de altas radiaciones a nivel mundial y la creciente mejora y gama de tecnologías que permiten disminuir los costos por economías de escala. Impulsando así, a la producción local.

Es por esto, que se tiene por objetivo diseñar una red local de producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno verde, en conjunto de la planta de suministro energético, para ser usado como combustible en vehículos en Chile. Para lo cual, se realiza una búsqueda bibliográfica de las tecnologías disponibles, dimensionando una planta de generación de hidrógeno de 1,25 [MW] de capacidad, produciendo 300 [kg H_2 /día] para suplir a 168 vehículos de carga de una empresa de reparto en la Región Metropolitana. Dicha planta es abastecida por electricidad generada por una planta fotovoltaica al norte de Chile, en Antofagasta, que gracias a la Generación Distribuida (Net Billing) se puede consumir lo autogenerado de manera remota en otra zona del país. La planta FV abarca alrededor de 1,3 [ha] y es capaz de cubrir toda la demanda energética del proceso.

Se debe almacenar el hidrógeno a medida que se va produciendo para dispensarlo cuando sea requerido, pero además, se desea almacenar la cantidad suficiente de combustible para suplir una semana a la flota, a modo de resguardo, en caso de imprevistos. Teniendo que dimensionar el sistema para lograr dicho almacenamiento, resultando ser un gran desafío, puesto que posee baja energía por unidad de volumen, siendo necesario el uso de compresores alternativos para comprimir a altas presiones y bajas temperaturas para su uso en estado gaseoso. Resultando 2 propuestas para esta problemática, dónde la primera opción consiste en comprimir en 3 etapas hasta 450 [bar] y almacenar en un estanque estacionario, para luego ser dispensado a 350 [bar] en una hidrogenera, o bien, la segunda opción, almacenarlo en tanques pequeños de 200 [bar], para luego ser acondicionados en presión y temperatura (350 [bar] y 15 [°C]) para ser dispensados en una hidrogenera.

Finalmente, se estiman los costos de las plantas, obteniendo un CAPEX de 6,6 [MMusd/año] y OPEX de 150.000 [usd/año]. Adicional, se estima el Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH) de 62 [usd/kg] al cabo de un año de funcionamiento.

A la vida, al amor.

Agradecimientos

Este trabajo viene siendo el broche de largos años en la Universidad, en donde conocí a personas increíbles, aprendí por montones cosas inimaginables, me permití mostrarme como soy, crecí y me formé, por lo tanto, quiero despedirlo con estas palabras, ya que lo gesté con cariño, pues fue un proyecto de mucho tiempo, penas y alegrías, por eso, quiero agradecer.

En primer lugar, quiero agradecerle a mi familia, por alentarme a que estudiara, a que "fuera más allá", que saliera del pueblo y fuera quien yo quisiera ser. En especial a mi hermana, a quien admiro por su forma de ser, inteligente y amorosa, ha sido un ejemplo como mujer y estudiante a lo largo de mi vida. A ti mamá, papá, Rodrigo y Mirla, los amo mucho.

Luego, a mis amigos, en primer lugar a los del alma, a Vero y Mario, con quienes cuento para cada estupidez que pasa o se nos ocurre, sin ustedes, hubiera enloquecido. A los PZA2, con quienes compartí gran parte de la carrera, sufriendo y apañándonos con los ramos y por supuesto, comiendo papitas cada vez que estábamos felices o cansados, a ustedes Claudio, Fabián y Jose, que sin duda alguna hicieron mi pasar por mecánica mucho más feliz. Cómo olvidar a Cristian, con quien compartimos tantas historias de la vida y dolorcitos en la carrera, eres de esos amigos que valoro mucho por ser como son. Finalmente a los tratoreados, ese grupito que se formó luego del primer día de clases el primer año, de donde salieron amistades profundas. A Diego, quien me acompañó por largos años y sin duda alguna fueron muy importantes para mí, gracias por tu apoyo y cariño.

A todas las mujeres del equipo médico que me acompañaron en este proceso de mi vida tan complejo, a Valeria y Daniela, las mejores psicólogas que pude tener, a Marwa, mi profesora de danza, las cuales me ayudaron a liberar mis emociones, cuerpo y mente, algo ultra necesario para reencontrarme y seguir adelante con mi vida. A mis profesores guía y coguía por ser tan comprensivos conmigo y acompañarme en este proceso de la memoria.

Agradecer a Jorge, quien es mi compañero de vida, quien me ha impulsado a seguir adelante, a ser feliz, a vivir fuerte y a amar, entre tantas otras cosas que me das. Gracias amorcito!

A mi perra Pasita, quien también merece el título de Ingeniera ya que trasnochó junto a mí, me acompañó en el estudio y por cada R estuvo ahí. La mejor perrita de apoyo emocional.

Finalmente agradecerme a mí misma, por la perseverancia, el aguante, el cariño y ganas que le puse, el camino estuvo difícil muchísimas veces, pero me tuve paciencia y fe, y hoy puedo decir que lo logré, terminé una meta, con un montón de experiencia y orgullo, a mi Marcela porfiada, gracias.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Introducción	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Alcances	2
2. Antecedentes	3
2.1. Hidrógeno verde	3
2.2. Generación	4
2.2.1. Procesos termoquímicos:	4
2.2.1.1. Reformación de gas natural con vapor de agua	4
2.2.1.2. Oxidación parcial de hidrocarburos	4
2.2.1.3. Gasificación del carbón	5
2.2.2. Electrólisis	6
2.2.2.1. Electrolizadores	7
2.2.3. Otros procesos	10
2.3. Almacenamiento	11
2.3.1. Hidrógeno gaseoso comprimido	11
2.3.2. Hidrógeno líquido	12
2.3.3. Otros métodos	13
2.3.4. Tipos de almacenamiento	14
2.4. Aplicaciones - Transporte	16
2.4.1. Vehículos con celdas de combustible	17
2.4.2. Estaciones de repostaje	19
2.5. Energía Primaria y Generación	21
2.6. Actividades que involucren transporte	23
2.6.1. Grupo EFE	23
2.6.2. Courier Chilexpress	24
2.6.3. Servicio de mensajería Correos de Chile	25
3. Metodología	26
4. Selección y dimensionamiento del sistema	27
4.1. Elección de actividad y dimensionamiento de flota:	27
4.1.1. Rubro	27
4.1.2. Flota y demanda	28
4.2. Energía primaria y zona para la generación	30

4.2.1.	Terreno.....	30
4.2.2.	Recurso solar de la zona.....	32
4.2.3.	Dimensionamiento de la planta FV.....	32
4.3.	Planta de generación de hidrógeno.....	36
4.3.1.	Zona para la planta de combustible.....	36
4.3.2.	Equipo electrolizador.....	37
4.3.3.	Equipos auxiliares PEM.....	37
4.3.3.1.	Estanque agua de alimentación.....	37
4.3.3.2.	Bomba de alimentación.....	38
4.3.3.3.	Calentador.....	39
4.3.4.	Mercado PEM + Equipos Auxiliares.....	39
4.4.	Sistemas de compresión, refrigeración y almacenamiento.....	41
4.4.1.	Compresión hasta 450 bar.....	41
4.4.1.1.	Etapas de compresión.....	41
4.4.1.2.	Refrigeración 450 bar.....	43
4.4.1.3.	Almacenamiento 450 bar.....	45
4.4.1.4.	Bomba y torre de refrigeración.....	46
4.4.2.	Compresión hasta 200 bar.....	48
4.4.2.1.	Etapas de compresión.....	48
4.4.2.2.	Refrigeración 200 bar.....	48
4.4.2.3.	Almacenamiento 200 bar.....	50
4.4.2.4.	Bomba y torre de refrigeración.....	50
4.5.	Hidrogenera.....	51
4.6.	Potencia total de los sistemas.....	52
5.	Estimación de costos	53
5.1.	CAPEX.....	53
5.1.1.	Planta PEM	53
5.1.2.	Planta fotovoltaica	54
5.1.3.	Almacenamiento	54
5.1.4.	Estación de servicio, hidrogenera	55
5.1.5.	Total CAPEX	55
5.2.	OPEX	56
5.2.1.	Suministro de agua	56
5.2.2.	Transmisión eléctrica	57
5.2.3.	Mantenimiento	57
5.2.4.	Seguros	58
5.2.5.	Total OPEX	58
5.3.	Costo Nivelado del Hidrógeno, LCOH.....	60
6.	Discusión	61
7.	Conclusiones	64
	Bibliografía	66
	Anexos	68

Anexo A.	68
A.1. Curva de operación Torre de enfriamiento 200 [bar]	68
A.2. Curva de operación Torre de enfriamiento 450 [bar]	69
Anexo B.	70
B.1. Código EES compresión 200 [bar].....	70
B.2. Código EES compresión 450 [bar].....	73

Índice de Tablas

2.1	Listado vehículos FCEV	17
2.2	Medidas de control de riesgos [12]	20
2.3	Capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional SEN [13].....	21
2.4	Emisiones producidas por flota en 2019	25
4.1	Datos flota de vehículos	28
4.2	Demanda de la flota en kg de hidrógeno	29
4.3	Datos técnicos Inversor SunGrow SG250HX	34
4.4	Datos técnicos panel Longi LR4-66HPH-405M	34
4.5	Dimensionamiento planta FV de 1,5[MW]	34
4.6	Datos técnicos PEM	37
4.7	Dimensiones estanque agua de alimentación.....	38
4.8	Potencia generada	38
4.9	Bomba impulsora	38
4.10	Datos para electrolizadores en el mercado	39
4.11	Dimensiones para stacks de electrolizadores	39
4.12	Resultados compresión hasta 450 bar	43
4.13	Intercambiador acondicionador gas de almacenamiento (IC1).....	44
4.14	Intercambiador enfriador (IC2)	44
4.15	Intercambiador enfriador (IC3)	44
4.16	Intercambiador calentador de agua de entrada PEM (IC4)	45
4.17	Almacenamiento hidrógeno comprimido a 450 bar.....	46
4.18	Bomba impulsora ICs 450 bar	46
4.19	Torre de enfriamiento 450 bar	46
4.20	Resultados compresión hasta 200 bar	48
4.21	IC acondicionador H ₂ de servicio (IC1).....	49
4.22	IC acondicionador de gas-almacenamiento (IC2).....	49
4.23	Intercambiador enfriador (IC3)	49
4.24	Intercambiador calentador de agua de entrada PEM (IC4)	50
4.25	Almacenamiento hidrógeno comprimido a 200 bar	50
4.26	Bomba impulsora ICs	50
4.27	Torre de enfriamiento 200 bar	51
4.28	Datos de entrega de una hidrogenera	51
4.29	Potencia sistemas	52
5.1	Estimación de costo en base a 2 plantas generadoras en [MMUSD].....	54
5.2	Estimación de costo en base a 2 plantas generadoras en [MMUSD].....	54
5.3	Costo de almacenamiento para 2.016 kg de hidrógeno.....	54

5.4	CAPEX total.....	55
5.5	Caudal de agua de restitución	57
5.6	Consumo de agua total	57
5.7	Costo de agua consumida en la planta en [usd] en el tiempo.....	57
5.8	Consumo y costo por transporte eléctrico.....	57
5.9	Costos de mantención por planta	58
5.10	OPEX para ambas configuraciones	58
5.11	Costo nivelado del hidrógeno	60

Índice de Ilustraciones

2.1	Gráfica hidrógeno gris, azul y verde. Elaboración propia	3
2.2	Esquema electrólisis. Elaboración propia	6
2.3	Diagrama de una planta con AE	8
2.4	Diagrama de una planta con PEM	9
2.5	Trabajo de compresión del H_2 por diferentes modelos [8].....	11
2.6	Compresibilidad del hidrógeno [8]	12
2.7	Rack de estanques de CGH_2	14
2.8	Tanque estacionario de CGH_2 [12]	14
2.9	Partes de vehículo a pila de combustible H_2 [9].....	16
2.10	Diagrama celda de combustible	17
2.11	Hidrogenera [11].....	19
2.12	Capacidad instalada por sistema eléctrico en Chile [13].....	22
2.13	Evolución de la capacidad instalada solar y eólica [13].....	22
2.14	Mapa electrificación de las vías [14]	23
2.15	Buscarril, Modelo SB-56 [14]	24
2.16	Camioneta de carga [15]	24
2.17	Furgones Correos de Chile [16].....	25
4.1	Master Van H_2 -TECH [19].....	28
4.2	Ubicación Planta fotovoltaica Maria Elena	30
4.3	Explanada terreno.....	31
4.4	Relieve y rutas de la zona.....	31
4.5	Radiación promedio mensual	32
4.6	Promedio horario de radiación global incidente	32
4.7	Radiación incidente en plano inclinado de 22° por horas del día	33
4.8	Radiación incidente mensual en plano inclinado de 22°	33
4.9	Diagrama configuración planta FV. Elaboración propia	35
4.10	Área de la empresa y localización planta generadora	36
4.11	Electrolizador NelHydrogen modelo MC250 [23]	40
4.12	Layout planta 450 [bar]. Elaboración propia	41
4.13	Esquema torre de tiro inducido [27]	47
4.14	Layout planta 200 [bar]. Elaboración propia	48
4.15	Dispensador de hidrógeno [11].....	52
5.1	Distribución porcentual capex para 3 etapas de compresión. Elaboración propia	55
5.2	Distribución porcentual capex para 2 etapas de compresión. Elaboración propia	56
5.3	Distribución porcentual opex para 3 etapas de compresión. Elaboración propia	59
5.4	Distribución porcentual opex para 2 etapas de compresión. Elaboración propia	59

A.1	Curva de operación de torre de enfriamiento para circuito de 2 etapas.....	68
A.2	Curva de operación de torre de enfriamiento para circuito de 3 etapas.....	69

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción

Actualmente, el hidrógeno puede ser obtenido en forma segura de diversas maneras, utilizando calor y reacciones químicas. Inicialmente se conseguía a partir de combustibles fósiles, pero a medida que avanza la tecnología y la consciencia por el uso de recursos naturales, se buscan procesos más limpios, como la electrólisis, volviéndose una tecnología mucho más atractiva.

La producción de hidrógeno consiste en la disociación de la molécula del agua, obteniendo así H_2 gaseoso, el cual por medio de etapas de compresión se puede almacenar en estanques e instalaciones estacionarias. Esto con el fin de aprovechar su gran poder calorífico superior de 142 MJ/kg , el cual está por encima del poder calorífico superior del gas natural (52 MJ/kg), en procesos de producción de energía, como lo son la generación eléctrica y en este caso, como combustible para vehículos, representando una alternativa a los automóviles impulsados por combustibles fósiles, debido a la nula emisión de contaminantes (0 % CO_2 ni material particulado) o a la electromovilidad, por su rapidez en carga (3 min/estanque) y autonomía (400 km).

El aporte de energía para obtener el hidrógeno debe provenir de fuentes renovables, catalogando así al hidrógeno verde, por su cadena de producción limpia, por electrólisis, sin emisiones de gases contaminantes y el uso de ERNC para suplir la demanda energética en todo el proceso, para lo cual, se necesitan plantas en promedio de 1 MW de potencia, para suplir toda la cadena (producción de 200-400 kg/H_2 al día).

Dado que la situación climática mundial es crítica, se hace necesario buscar alternativas más amigables con el ambiente, y por otro lado, Chile posee características positivas para la producción e importación de hidrógeno, planteándose posicionarse como líder en el sector para el año 2030 [3], representando una oportunidad local para comenzar con la producción debido a las miras como país y a las economías de escala por el desarrollo de las tecnologías.

Teniendo en cuenta los antecedentes mencionados, el caso a estudiar corresponde a la determinación de un sistema de abastecimiento de hidrógeno para ser utilizado como combustible en vehículos utilitarios en la Región Metropolitana. Dicho combustible se obtendrá de una planta generadora de hidrógeno a través de un electrolizador, el cual asegurará un caudal diario suficiente para suplir a dicha flota. El sistema será abastecido por una planta

fotovoltaica, para asegurar la demanda energética en todo el proceso, obteniendo así el hidrógeno verde.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El presente trabajo tiene como objetivo general diseñar una red local de producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno verde, en conjunto con la planta de suministro energético, para ser usado como combustible en vehículos en Chile.

1.2.2. Objetivos específicos

- Identificar una actividad que involucre transporte en alguna localidad de Chile y cuantificar su requerimiento de energía
- Estudiar y seleccionar el proceso de obtención de hidrógeno verde para la actividad seleccionada
- Dimensionar una planta que posea sistemas de suministro de energía, obtención, almacenamiento y distribución del hidrógeno como combustible para vehículos
- Estimar costos físicos y de operación de la planta

1.3. Alcances

El estudio se enfocará en una flota de vehículos, para asegurar un suministro estable de energía para la flota. Los vehículos estarán energizados por celdas de combustible, ya que representa una alternativa competitiva frente a un vehículo eléctrico. Sin embargo, el proyecto de estos sistemas de propulsión queda fuera de los alcances de este tema de trabajo de título.

La gestión operacional del tiempo y recarga de combustible de la flota queda fuera de los alcances, al igual que las obras civiles, eléctrica y legal de la planta.

Al producir hidrógeno por electrólisis de agua se genera una cantidad muy importante de oxígeno gaseoso. El procesamiento, almacenamiento, distribución y venta de ese oxígeno quedan fuera de los alcances de este estudio.

Capítulo 2

Antecedentes

Para este capítulo, será necesario abordar los diferentes ejes para el estudio, la generación del hidrógeno, el almacenamiento y su uso en transporte, como también la energía primaria para la obtención de éste y la actividad a estudiar.

2.1. Hidrógeno verde

Dependiendo de donde se obtenga el hidrógeno será su categoría, este puede ser gris o azul, si proviene de combustibles fósiles y existe emanación de gas CO_2 en la cadena de producción, o bien, hidrógeno verde, se proviene de energías renovables, sin emanación de gases contaminantes en su proceso de obtención.

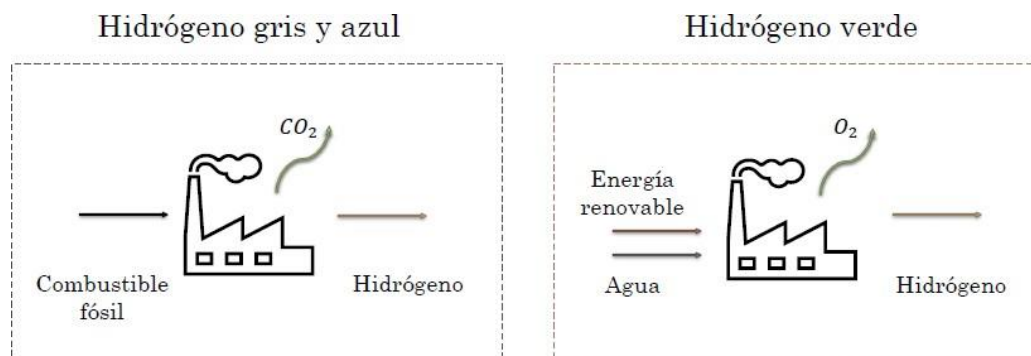


Figura 2.1: Gráfica hidrógeno gris, azul y verde. Elaboración propia

2.2. Generación

Dado que el hidrógeno molecular no se encuentra en la naturaleza, es necesario obtenerlo a partir de otras moléculas. Existen diversos procesos para obtenerlo, ya sea utilizando energías limpias o proveniente de combustibles fósiles, es que se tienen los siguientes procesos más relevantes:

2.2.1. Procesos termoquímicos:

2.2.1.1. Reformación de gas natural con vapor de agua

Actualmente, es el método más utilizado en la producción de hidrógeno. Este método comúnmente utiliza gas natural (metano CH_4) como materia prima, pero también se sabe que puede trabajar con hidrocarburos pesados, tales como la nafta. El proceso requiere de altas temperaturas (800 a 950°C) y presión entre 20 a 30 bar [1].

Durante la primera etapa ocurre el reformado, reacción endotérmica, donde a través de unos tubos a 900°C circula el metano, en tanto el vapor de agua va por los lechos catalizadores. Dichos tubos están en un horno con temperaturas que rondan los 960°C. El proceso de reformado, sigue la siguiente reacción:



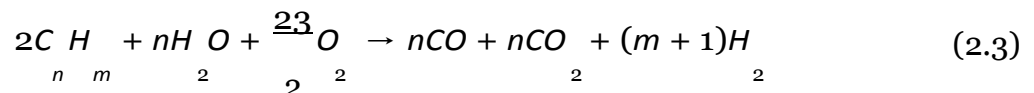
A la salida del reformador, el gas se dirige a la unidad de desplazamiento de CO (CO-shift), donde ocurre la reacción exotérmica descrita por:



El gas producido a causa de ambas reacciones pasa por un condensador, retirando así el vapor de agua y finalmente es depurado. El gas que se obtiene como producto es rico en H_2 , pero contiene altas dosis de CO_2 , además de restos de agua, CO y CH_4 debido a que proviene de combustibles fósiles.

2.2.1.2. Oxidación parcial de hidrocarburos

La oxidación parcial consiste en la oxidación incompleta de la mezcla de algún hidrocarburo con oxígeno puro o aire y vapor y puede o no ocurrir en conjunto de catalizadores. Este proceso ocurre a altas temperaturas, superiores a 800°C y según la ecuación (2.3), la reacción es de tipo exotérmica.



Este tipo de proceso, requiere de combustibles fósiles (líquido, sólido o gaseoso), principalmente hidrocarburos pesados, y al igual que la reformación de gas natural, este proceso emite grandes cantidades de CO y CO_2 [4].

2.2.1.3. Gasificación del carbón

El proceso de gasificación del carbón consiste en una combustión con defecto de oxígeno, obteniendo CO , CO_2 , H_2 y CH_4 , dependiendo de la composición del combustible será la proporción de dichos productos.

Para obtener hidrógeno, se tienen 2 caminos, si la reacción se realiza con aire, se obtiene un gas pobre, sobre este gas debe ocurrir una reacción de desplazamiento (al igual que en la reformación de gas con vapor de agua, descrito por (2.2), o bien, si la reacción se desarrolla con oxígeno y vapor de agua, se obtiene gas de síntesis (H_2 y CO), el cual se puede utilizar para producir hidrógeno, como también obtener combustibles líquidos como el metanol y la gasolina.

2.2.2. Electrólisis

Es un proceso electroquímico, que consiste en la ruptura de la molécula de agua aplicando una corriente eléctrica mediante dos electrodos, obteniendo así hidrógeno y oxígeno, ambos en estado gaseoso [5].

En la figura 2.2 se ilustra el proceso y sus componentes. Se utiliza una solución de agua con algún electrolito, que mejora la conductividad y facilita el proceso de electrólisis. En esta solución se sumergen dos electrodos conectados a una fuente de energía eléctrica, donde el lado conectado al polo positivo de la fuente corresponde al ánodo, en tanto el lado conectado al polo negativo, el cátodo. Así, una vez aplicada la corriente continua, la electrólisis tendrá lugar en los electrodos, donde cada uno de estos atraerá al ion de carga contraria a este, por lo tanto, al degradarse la molécula de agua, los iones de oxígeno aparecen en el ánodo y los iones de hidrógeno, en el cátodo.

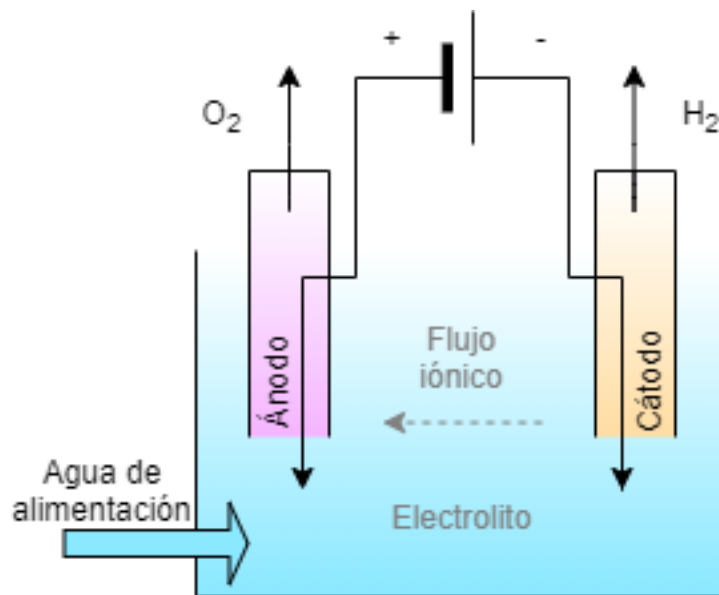


Figura 2.2: Esquema electrólisis. Elaboración propia

La energía necesaria para llevar a cabo el proceso de electrólisis del agua, viene dada por la variación de entalpía descrita por la ecuación termodinámica:

$$\Delta H(T, P) = \Delta G(T, P) + T\Delta S(T, P) \quad (2.4)$$

Donde ΔG la energía libre de Gibbs, que representa la demanda eléctrica, T la temperatura y ΔS la entropía. Se realiza una tabla para visualizar la energía requerida para disociar un mol líquido de H_2O a temperatura y presión ambiente, como también a 1000°C y 1 atm .

Los electrolizadores se diferencian según el tipo de electrolito que utilizan, siendo estos:

1. **Electrolizadores alcalinos:** Estos electrolizadores utilizan un líquido electrolítico de solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH). Se consideran una tecnología madura.

Las condiciones de operación varían en temperaturas entre los 60 y 100 °C, y presiones cercanas a la atmosférica. Los electrodos deben ser resistentes a la corrosión y tener excelente conductividad eléctrica, al contrario del diafragma, este debe tener baja conductividad eléctrica. Las eficiencias de estos electrolizadores van entre un 47 % y un 82 %.

2. **Membrana de intercambio protónico, PEM:** Consiste en el uso de una membrana polimérica, en la cual existe intercambio de protones de hidrógeno. Se utiliza agua pura, la cual ingresa por el ánodo del equipo, donde es separada en oxígeno y los protones que son dirigidos al cátodo, produciendo el hidrógeno.

Este método tiene una eficiencia que ronda 48-78 %, pero consigue una pureza del hidrógeno mayor que la de los electrolizadores alcalinos, sobre el 99,99 % vol.

3. **Membrana de estado sólido, SOE:** Consta de varias celdas circulares de cerámica, por la cual ingresa agua por el ánodo del equipo, que luego es reducido en el cátodo, formando hidrógeno. En tanto, los iones de oxígeno, estos son liberado al exterior a través de las paredes permeables del equipo.

Este método actualmente se encuentra en investigación.

Además, los primeros dos electrolizadores son principalmente utilizados en procesos de electrólisis a bajas temperaturas (80°C), en tanto en procesos de electrólisis a altas temperaturas (200 °C), correspondería al último tipo de electrolizador, tipo SOE.

Con esto, para la electrólisis de alta temperatura, se puede sugerir proveer de energía eléctrica para el proceso de electrólisis y térmica para calentar la solución, resultando la producción de energía por concentración solar (poza o CSP) una buena alternativa.

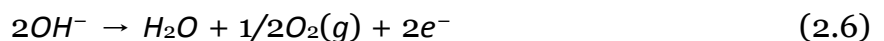
En tanto a la generación de energía para proveer la electrólisis de baja temperatura, basta con generar electricidad, ya sea solar o eólica, pudiendo o no estar en el mismo lugar de la planta de generación de hidrógeno, gracias al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

2.2.2.1. Electrolizadores

Electrolizadores alcalinos, AE

En este tipo de electrolizadores, se utiliza un electrolito alcalino, es decir, con un pH mayor a 7. Acá, los iones negativos (aniones) son los que se mueven, del grupo hidroxilo OH^- . La solución que se usa es líquida y generalmente en base a hidróxido de potasio (KOH, a un 30 % de concentración) o hidróxido de sodio (NaOH).

Las reacciones en el cátodo (2.5) y en el ánodo (2.6) vendrían siendo:



Para este proceso se requiere una unidad de tratamiento de agua, ya que la pureza del agua es de suma importancia, debido a que la presencia de elementos metálicos como el magnesio o calcio puede causar reacciones en los electrodos, formando incrustaciones, disminuyendo la superficie de reacción, por lo tanto, implica la eficiencia del proceso. También la salinidad del agua será importante, ya que la presencia de cloro (NaCl) en la reacción, puede provocar la emanación de gas de cloro, el cual es perjudicial, por sus efectos corrosivos y dañinos para la salud.

En tanto a materiales requeridos, estos son mas bien económicos, pues en el cátodo se requiere de acero inoxidable, debido a que por aquí ingresa el agua, y este va recubierto de níquel, generalmente. En tanto, el lado del ánodo, este suele ser de níquel.

La electrólisis corresponde con un proceso endotérmico, por lo tanto, es necesario calentar la solución a cierta temperatura para lograr buenos niveles de eficiencia. Así pudiendo obtener una pureza en el hidrógeno producido de un 99,7%.

Por otro lado, los electrolizadores alcalinos comerciales, logran una eficiencia de 60 a 70 % del proceso, operan en un rango de 80 a 200 °C con capacidad de producción de 0,5-40 MW por unidad con respecto al LHV de hidrógeno producido. Finalmente, la eficiencia energética de estos electrolizadores varían entre un 55 a un 90 %.

Estos poseen 2 configuraciones, monopolar y bipolar, donde principalmente se diferencian en que en la monopolar sus celdas se disponen en serie, por lo tanto, el voltaje aplicado a la celda (el electrolizador completo) es la suma del voltaje de cada una de sus celdas que lo compone. En tanto el bipolar, las celdas estarán dispuestas en paralelo, por lo tanto, el voltaje de la celda o electrolizador, será el mismo que para cada una de sus celdas.

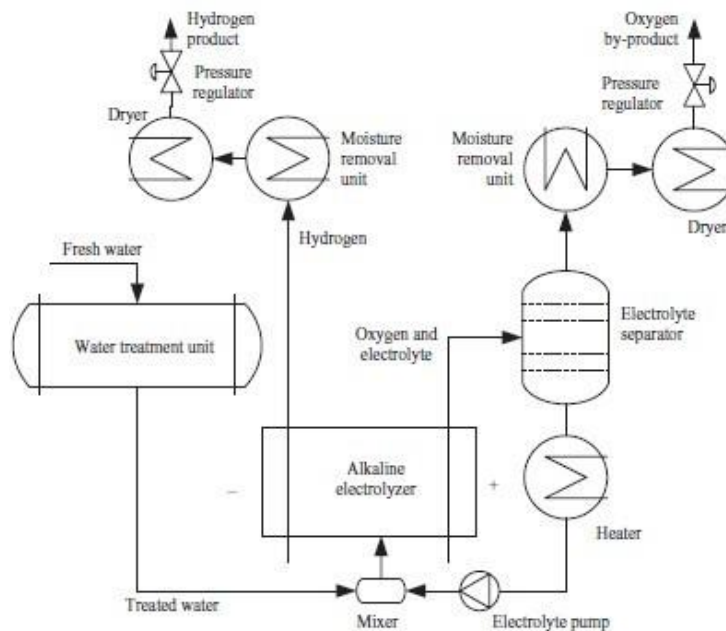
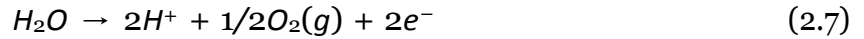


Figura 2.3: Diagrama de una planta con AE

Membrana de intercambio de protones, PEM

A diferencia del electrolizador anterior, este utiliza un electrolito ácido, siendo entonces el movimiento de protones del ánodo al cátodo.

Las reacciones en el ánodo (2.7) y en el cátodo (2.8) vendrían siendo:



Es necesario tener una unidad de tratamiento del agua a utilizar en el proceso, debido a que las impurezas pueden generar corrosión en los electrodos, disminuyendo la eficiencia de la reacción. Además, la membrana es permeable a los protones, por lo tanto, cationes como el Ca^+ o iones de cobre podrían atravesar la membrana y obstruirla. Generalmente utilizan un polímero de ácido perfluorosulfónico como electrolito.

Los materiales a considerar en este tipo de electrolizadores deben ser especiales, ya que estarán en contacto con un medio ácido, estos (electrodos y membranas) deben ser resistentes a la corrosión. Para los electrolizadores, comúnmente se utilizan metales del grupo del platino (Pt), en tanto el lado del cátodo, se requieren usar electrocatalizadores como el platino (Pt) y óxidos de iridio (Ir) y rutenio (Ru). Por lo tanto, encarecen la constructibilidad.

El rango de temperatura del proceso en estos electrolizadores está en los 25 a 80 °C, obteniendo una pureza del hidrógeno producido de un 99,999 %. La capacidad de producción de una planta PEM comercial es de 10 g/h a 2,5 kg/h, en tanto la eficiencia energética del proceso ronda los 80-85 %.

Usualmente utiliza una configuración bipolar y apilables entre si, que comprenden varias placas bipolares.

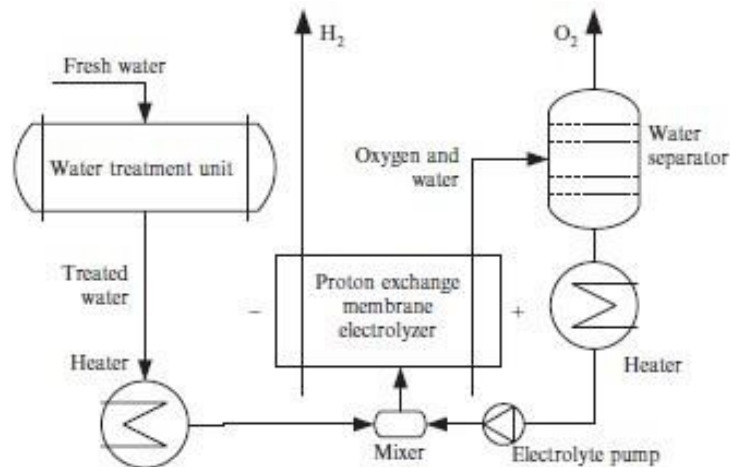


Figura 2.4: Diagrama de una planta con PEM

Membrana de estado sólido, SOE

Es el método más nuevo y aún en investigación para la separación del agua en forma de vapor, es decir, a altas temperaturas (750-850 ° C). Consiste en utilizar electrolitos de óxido metálico sólido no poroso que pueda conducir iones de oxígeno a través de él.

Los materiales que utilizan son de elevado costo, siendo en el cátodo un material compuesto por una matriz porosa de circonio estabilizado con itrio (YSZ) combinado con níquel (Ni) y/o cerio (Ce). En tanto el ánodo esta compuesto por óxidos de manganeso y lantano dopados con estroncio (LMS).

2.2.3. Otros procesos

También existen otros procesos para la obtención del hidrógeno, como: Gasificación de biomasa, descomposición biológica del agua, descomposición foto catalítica del agua y como subproducto de otros procesos.

2.3. Almacenamiento

A grandes rasgos, existen 3 maneras de almacenar el hidrógeno, el cual representa un gran desafío ya que contiene una alta energía por unidad de masa, pero poca por unidad de volumen, siendo motivo de estudio y constante desarrollo. Para poder almacenar el hidrógeno, es necesario disminuir su volumen para poder aprovecharlo de mejor manera, siendo la compresión y licuefacción procesos para lograrlo.

2.3.1. Hidrógeno gaseoso comprimido

Ya que el hidrógeno gaseoso posee una baja densidad y esto conlleva a utilizar grandes estanques para su almacenamiento, es necesario comprimir el gas para aprovechar el volumen del contenedor y aumentar la energía disponible.

Este proceso se puede modelar como un proceso de compresión isentrópica o isotérmica, siendo aceptado sólo de manera teórica, pero en la práctica dichas condiciones termodinámicas no se pueden lograr. Por lo tanto, utilizando un trabajo politrópico reversible, que corresponde a un proceso de compresión real, se obtienen mejores resultados, mostrando una curva de trabajo entre estos 2 procesos.

Para comprimir, está demostrado que es mejor llevar a cabo el proceso en etapas, con refrigeración intermedia, y dependiendo de las temperaturas a fijar, estos procesos se acercan lo más posible a una compresión isotérmica, disminuyendo el trabajo y por tanto, la potencia requerida por los compresores.

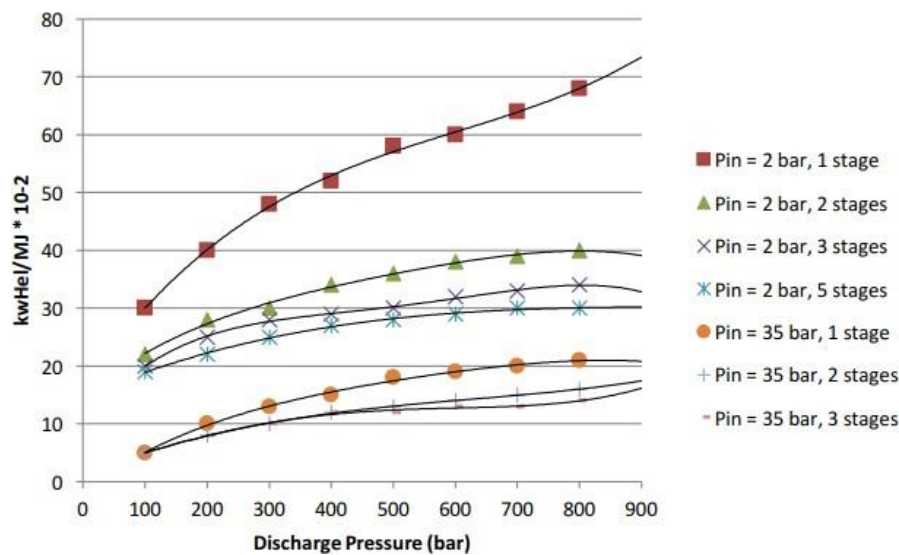


Figura 2.5: Trabajo de compresión del H_2 por diferentes modelos [8]

La densidad del hidrógeno hasta ciertas presiones (< 100 [atm]) se puede estimar usando la ley de gases ideales, siendo bastante cercano a la realidad. Pero a altas presiones, desde las 100 [atm] en adelante, el modelo comienza a fallar, ya que el comportamiento del hidrógeno

comienza a cambiar (gas real), por lo tanto, se hace necesario utilizar otros modelos, siendo el factor de compresibilidad apropiado para ello. En la siguiente imagen, se aprecia el factor de compresibilidad Z del H_2 a diferentes presiones y temperaturas.

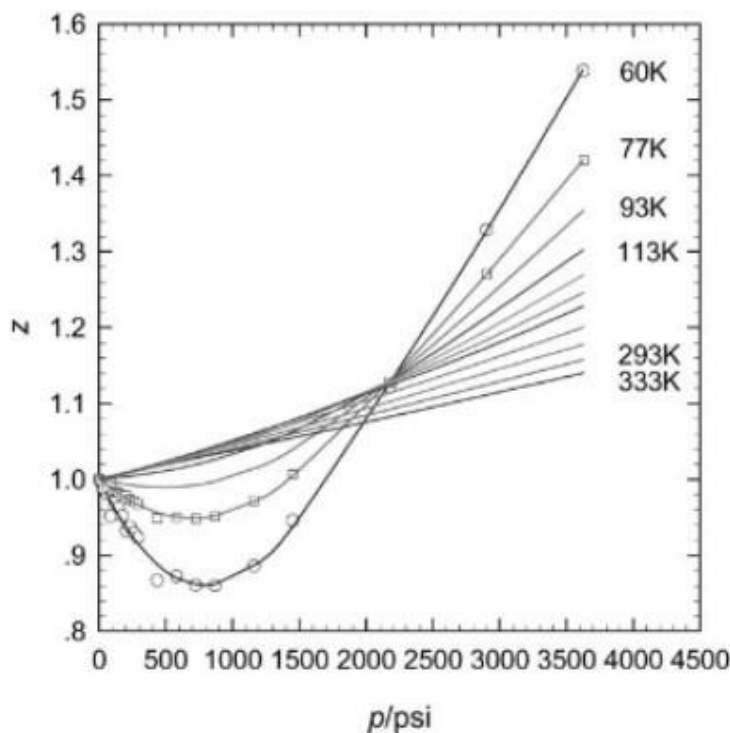


Figura 2.6: Compresibilidad del hidrógeno [8]

El método de almacenar hidrógeno gaseoso comprimido es uno de los más utilizados, debido a la trayectoria y madurez de la tecnología, como también los bajos costos en el mercado.

2.3.2. Hidrógeno líquido

Este tipo de almacenamiento supone un gran costo debido a que las condiciones de saturación del hidrógeno, que es a 20 [K] y a 1 [atm], son difíciles de conseguir, lográndose por medio del método de licuefacción [6].

Dicho método consiste en lograr el cambio de estado de gas a líquido del hidrógeno, por medio de una serie de etapas de compresión donde se extrae el calor al gas, hasta lograr producir algo de líquido.

Los ciclos de licuefacción de hidrógeno son principalmente de 2, el ciclo de *Claude*, el cual utiliza expansores en la etapa de expansión, y el ciclo de licuefacción de *Linde-Hampson*, el cual se diferencia del anterior por el uso de válvulas de expansión. Se elegirá uno u otro ciclo, dependiendo del tamaño de la planta, la tecnología disponible y eficiencia de los equipos.

Esta tecnología se considera madura y su campo de aplicación es el almacenamiento a

gran escala, especialmente para el transporte marítimo del combustible.

2.3.3. Otros métodos

Existen otros métodos de almacenamiento, tales como el uso de un material sólido poroso, como el carbono, por su alta área superficial. Este proceso es ventajoso porque no requiere de la compresión del hidrógeno y requiere menor volumen para contenerlo.

Otra forma de almacenar hidrógeno es en hidruros metálicos, la cual se realiza por medios químicos, dónde existen dos procesos, la adsorción y desorción. En el proceso de adsorción se reduce la temperatura y retira calor del hidruro, favoreciendo el proceso de carga de hidrógeno en el hidruro. En tanto en el proceso de desorción, es necesario calentar el hidruro y operar a una temperatura elevada, de modo que se logre el proceso de liberación del hidrógeno contenido en el hidruro.

Estos procesos son costosos y aún no se encuentran en uso comercial, no representando como una alternativa viable a este proyecto.

2.3.4. Tipos de almacenamiento

Dependiendo del estado del H₂, la presión de servicio y el uso que se le quiera dar, será el tipo de almacenamiento, siendo a nivel general las siguientes:

- Instalaciones estacionarias de gran volumen, utilizando cuevas subterráneas (yacimientos de gas natural vacíos), en donde no se requiere comprimir en gran medida el hidrógeno, reduciendo los costes.
- Estanques de diferentes materiales y características de conformado, que soportan diferentes presiones de almacenamiento, generalmente de 200 bar e incluso las más grandes de hasta los 700 - 1000 bar de presión (se detallan en el siguiente párrafo).



Figura 2.7: Rack de estanques de CGH₂

- Dichos estanques, permiten su transporte en barcos, camiones o remolques, según sus dimensiones, pero también, existen algunos diseñados para no ser movidos y servir en plantas estacionarias.

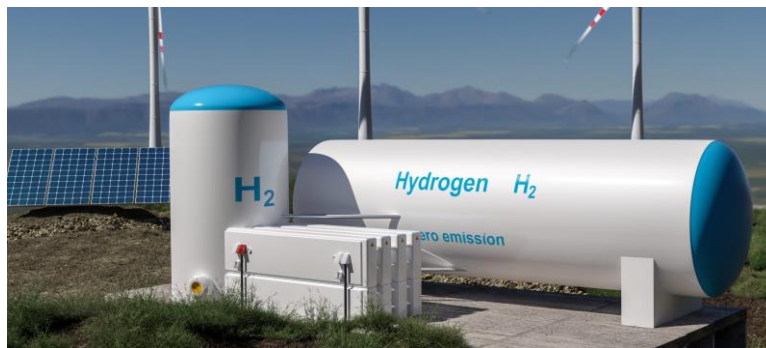


Figura 2.8: Tanque estacionario de CGH₂ [12]

Para el hidrógeno gaseoso comprimido y/o líquido criogénico, se catalogan 4 tipos de estanques de almacenamiento como sigue:

1. **Tipo I:** Fabricados en acero o aluminio, sin costuras, almacenando a máximo 200 bar. Son muy pesados, pero permiten ser transportados y apilados. Utilizados en gases.
2. **Tipo II:** Conformados de acero o aluminio, sin costuras y reforzados con materiales compuestos, como fibra de carbono o vidrio, aportándole mayor resistencia, lo que se traduce en que soporta mayor presión (700 a 1000 bar) y mayores dimensiones. Utilizado principalmente en aplicaciones estacionarias de hidrógeno gaseoso.
3. **Tipo III:** Fabricado por forro metálico interno, generalmente aluminio o acero, reforzado con carbono compuesto por encima en todas las direcciones. Soporta 700 bar aproximadamente, utilizado para almacenar hidrógeno gaseoso y criogénico. Más liviano que los tipo I y II.
4. **Tipo IV:** Conformado por un forro no metálico, generalmente plástico, y recubierto por fibra de carbono compuesto. Soporta presiones que rondan los 700 bar, utilizado para almacenar hidrógeno líquido.

2.4. Aplicaciones - Transporte

El hidrógeno tiene un gran potencial para ser utilizado en varias aplicaciones, como en la generación de electricidad para alimentar a un sistema regional o redes más pequeñas como el consumo de una empresa, en vehículos como combustible primario en celdas, y su uso como gas. Este estudio se enfocará en el uso en transporte, más en específico en vehículos y estaciones de carga.

Las celdas o pilas de combustible son la tecnología principal en el uso de hidrógeno en vehículos. Estas celdas son electroquímicas, transformando la energía química en eléctrica de manera continua, logrando así alimentar al motor eléctrico del vehículo y guardar excedentes en la batería del mismo. Son de alta eficiencia y baja emisión de contaminantes.

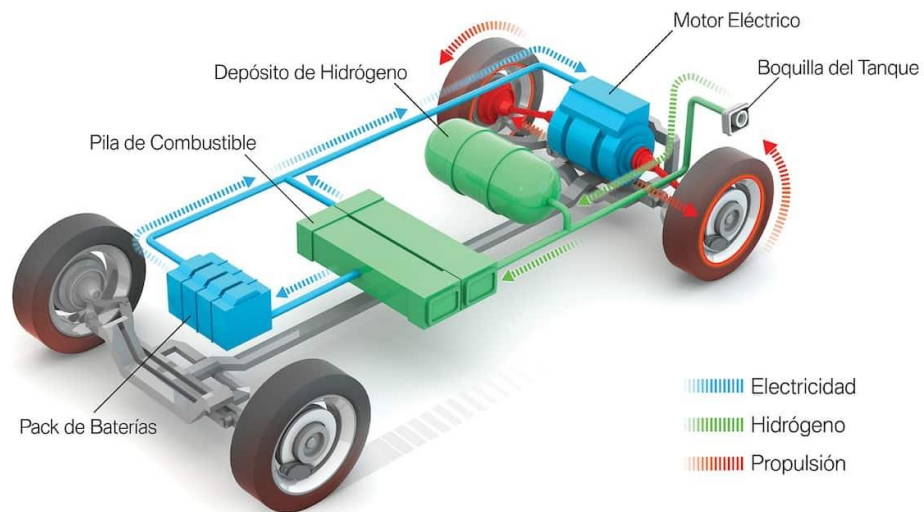


Figura 2.9: Partes de vehículo a pila de combustible H₂ [9]

En esta tecnología, el combustible en estado gaseoso ingresa por el lado del ánodo, y por el cátodo se alimenta un oxidante, normalmente aire, entonces cuando ocurre la oxidación electroquímica del combustible en el ánodo y la reducción en el cátodo, se genera una corriente eléctrica continua y calor, al contrario del proceso de electrólisis.

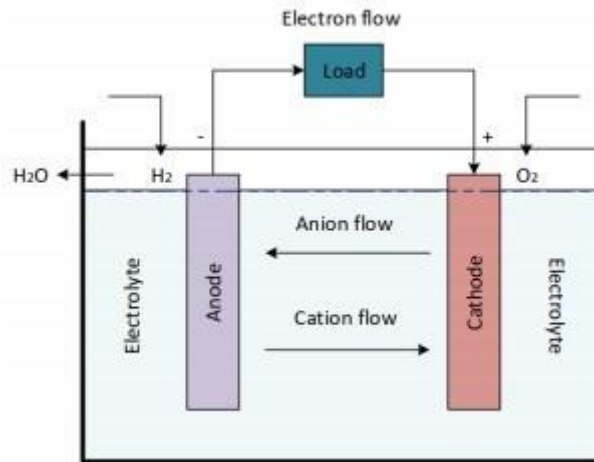


Figura 2.10: Diagrama celda de combustible

Existen diversos tipos de celdas, clasificándose según el electrolito que utilizan, siendo las más conocidas: pilas de membrana de intercambio protónico (PEMFC), pilas alcalinas (AFC), pilas de ácido fosfórico (PAFC), pilas de carbonatos fundidos (MCFC) y pilas de óxidos sólidos (SOFC).

2.4.1. Vehículos con celdas de combustible

El mercado actualmente ofrece variados modelos de automóviles impulsados por pilas de combustible de hidrógeno gaseoso comprimido, modelos para el uso doméstico o particular, como también existen vehículos pesados para el traslado de pasajeros, como buses y trenes, de carga y maquinaria de mayor envergadura utilizados en la minería. En la tabla a continuación, se muestran algunos modelos de vehículos con celdas de combustible de hidrógeno [10]:

Tabla 2.1: Listado vehículos FCEV

Tipo	Marca	Modelo	Potencia	Presión	Autonomía	Estanque
			[kW]	[bar]	[km]	[kg]
Automóvil	Hyundai	Nexo	95	700	756	6,33
	Toyota	Mirai	120	700	500	5
Furgon	StreetScooter	H2 Panel Van	26	700	500	6
Bus	VanHool	Exqui.City FC	100	350	300	-
	New Flyer	Xcelsior Charge H2	160	350	400 - 500	37,5 - 60
Camión	Hyundai	Xcient fuel cell	180	350	400	31

Se hace la distinción entre vehículos livianos y pesados en donde los primeros manejan estanques de 700 [bar] de presión, lo que les permite llevar una cantidad considerable de combustible en espacios reducidos, en tanto los vehículos pesados, sus estanques trabajan a una presión menor, siendo 350 [bar]. En promedio, poseen varios estanques donde portan el combustible, rondando unos 4 estanques, de 1 a 1,5 [kg] cada uno, representando una autonomía de 400 kilómetros aproximadamente.

2.4.2. Estaciones de repostaje

Las estaciones de repostaje son puntos de suministro, que alimentan las celdas de combustible de los vehículos con hidrógeno gaseoso comprimido, las cuales se abastecen del gas desde tanques de almacenaje, provenientes de tuberías o de plantas de generación insitu.

En el mercado actual, existen algunos modelos de dispensadores, los cuales difieren principalmente de la presión, caudal, y capacidad total para dispensar en un día.



Figura 2.11: Hidrogenera [11]

Según [11], la estación soporta condiciones ambientales desde los -25°C a los 55°C y posee sistemas de control tanto para surtir en las condiciones adecuadas (presiones de 350 o 700 bar, flujos de 0,2 a 5 kg/min, 15°C de temperatura), como medidas de seguridad, ya que es capaz de identificar fugas y el correcto uso de la conexión dispensador-vehículo para evitar fugas que puedan causar accidente, debido a la naturaleza del hidrógeno (reacciona en presencia de oxígeno) y su alta inflamabilidad, además de considerar que estas estaciones serán utilizadas por todo usuario, por lo tanto debe salvaguardar la integridad de las personas como de la infraestructura.

En la tabla 2.2, se puede observar las características del hidrógeno gaseoso y sus potenciales riesgos, acompañados de las respectivas medidas de seguridad que las estaciones deberán cumplir con diferentes sistemas y mecanismos:

Tabla 2.2: Medidas de control de riesgos [12]

Característica	Peligro potencial	Medidas de control
Incoloro, inodoro, insípido	Indetectable por el humano	Sensores de detección
Baja viscosidad	Fuga, debilitamiento de materiales	Sistema de detección de fugas, ventilación, materiales adecuados
Baja densidad energética volumétrica	Almacenamiento a altas presiones	Almacenamiento adecuado, dispositivos de alivio de presión
Alta inflamabilidad	Se inflama desde pequeñas concentraciones	Sistema detección de fugas, ventilación
No respirable (sin oxígeno)	Acumulación en espacios confinados	Sistema detección de fugas, ventilación
Energía mínima de ignición baja	Se enciende con pequeñas chispas	Ventilación, tomas de tierra, sistemas de eliminación de fuentes de ignición

En Chile, las normativas vigentes específicas para el manejo y uso del Hidrógeno son el Decreto 122/1991 que fija requisitos dimensionales y funcionales a vehículos que presten servicios de locomoción colectiva (Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones) y el Reglamento de almacenamiento de sustancias peligrosas (Decreto 43/2016 del Ministerio de Salud).

2.5. Energía Primaria y Generación

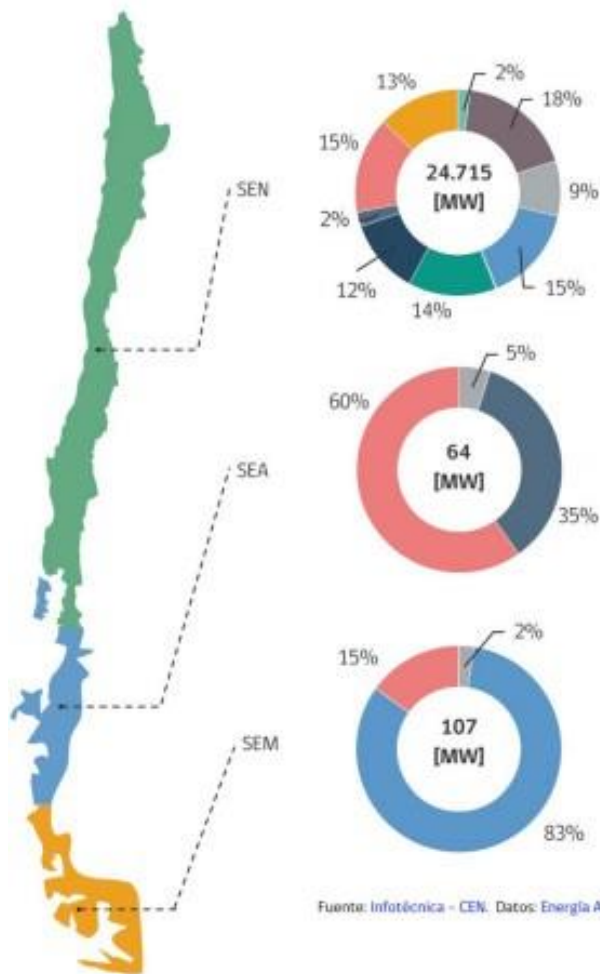
A la fecha, en Chile existe un gran potencial energético provenientes los recursos renovables, mostrándose cada vez más atractivo el uso de ERNC para generar electricidad, tanto por los incentivos públicos, como por la madurez de la tecnología y el potencial en el territorio nacional. En las figuras siguientes, según el Reporte del Mercado Energético Chileno 2020 [13], se muestra la capacidad instalada en MW a diciembre 2020 provenientes de distintas fuentes (convencionales y renovables), para cada uno de los sistemas señalados, siendo el SEN (Sistema Eléctrico Nacional) del interés de este informe, ya que es el sistema que abastece la zona norte y centro del país.

Tabla 2.3: Capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional SEN [13]

Fuente	[MW]	%
Hidráulica >20 MW	6.346	26
Combustibles fósiles	11.951	48
Total Convencional	18.297	
Hidráulica <20 MW	562	2
Solar PV	3.206	13
Eólica	2.143	9
Biomasa	466	2
Geotermia	40	0
Total ERNC	6.417	
Total SEN	24.714	

A continuación, en la figura 2.12, se identifican las principales fuentes de energía utilizadas en la generación para el SEN, mostrándose en orden descendente: carbón (18 %), diésel (15 %), gas natural (15 %), hidráulica de embalse (14 %) y solar fotovoltaica (13 %) entre otras.

Capacidad instalada neta por tecnología



Capacidad instalada neta por sistema

Sistema	Capacidad [MW]	Capacidad [%]
SEN	24.715	99,3%
SEA	64,02	0,3%
SEM	107,39	0,4%
Total	24.886	100%

Fuente: Infotécnica - CEN. Datos: Energía Abierta.

- Eólica
- Diésel
- Carbón
- Biomasa
- Gas Natural
- Solar fotovoltaico
- Hidráulica de Pasada
- Hidráulica de Embalse
- Mini Hidráulica de Pasada
- Geotermia

Fuente: Infotécnica - CEN. Datos: Energía Abierta.

Figura 2.12: Capacidad instalada por sistema eléctrico en Chile [13]

Se identifica como la fuente renovable con más potencial en el norte de Chile, a la energía solar y eólica, respaldado con los datos de la figura 2.13, mostrando un alza sostenida de crecimiento en los últimos 6 años, en la capacidad instalada y de generación, siendo entre estas, la energía solar predominante.

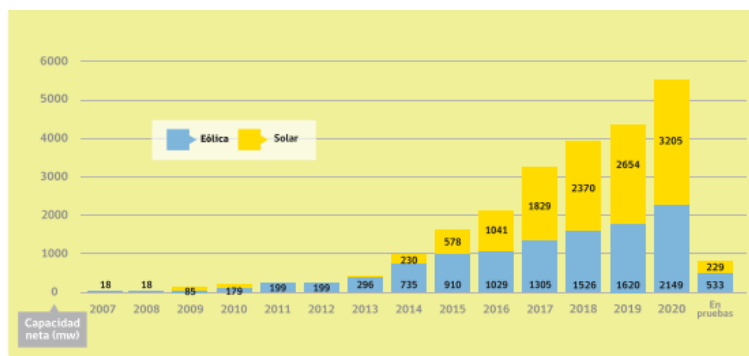


Figura 2.13: Evolución de la capacidad instalada solar y eólica [13]

2.6. Actividades que involucren transporte

Existen variadas actividades en el país que dependen en su totalidad del uso de algún medio de transporte para que esta se pueda llevar a cabo, por ejemplo, el transporte de pasajeros, el movimiento de materiales en minería/forestales/construcción, el servicio de paquetería y mensajería, entre otros.

Se muestran a continuación, tres empresas en el rubro con datos relevantes, a modo de ejemplo de caso de estudio:

2.6.1. Grupo EFE

El grupo EFE cuenta con 3 segmentos en su negocio de transporte en el país, donde un 68 % representa el transporte de pasajeros, un 19 % el transporte de carga y un 13 % administración mobiliaria [14]. En la imagen 2.14 se tienen las vías actuales de la empresa, donde las líneas azules corresponden a vías diésel y las de color naranja a vías electrificadas. El total es de casi 2400 km, donde sólo 842 km son electrificadas. La mayoría de estas líneas son utilizadas para el transporte de carga.

Dentro de las vías usadas para el transporte de usuarios, se encuentra el recorrido Talca-Constitución, el cual es el único tramo de pasajeros que no funciona con electricidad.



Figura 2.14: Mapa electrificación de las vías [14]

El tramo que recorre el buscarril Talca-Constitución es de 88 kilómetros, comunicando a 4 comunas de la región del Maule (Talca, Maule, Penciahue y Constitución), teniendo 11 estaciones en el recorrido. El servicio tuvo una demanda de 50.312 personas en 2019, representando en promedio, unos 150 usuarios en un día laboral. Poseen una flota de 4 buscarriles (motriz mas acoplado), fabricados por Ferrostaal, modelo SB-56 del año 1961, utiliza combustible diésel, los cuales se mueven a una velocidad promedio de 35 km/h, que en parte se debe a las características de la vía.



Figura 2.15: Buscarril, Modelo SB-56 [14]

Por otra parte, según el reporte de sostenibilidad 2019 de la empresa, las emisiones de este tren son de 11 gramos por pasajero-kilómetro, en tanto al consumo energético, es de 10,8 kWh/tren-kilómetro, siendo uno de los modelos de trenes de transportes de pasajeros que más energía consumen en la empresa. El grupo EFE, tienen como meta para el año 2027, pasar de los 842 km a aumentar a 1.056 kilómetros de vías electrificadas, para así, disminuir el consumo de combustible fósil (diésel) y reducir emisiones al medio ambiente.

2.6.2. Courier Chilexpress

Corresponde a una empresa de mensajería y reparto de paquetes privada en Chile, cuenta con una flota de 1500 vehículos según su reporte de sostenibilidad 2020 [15], los cuales se distribuyen en 44 % motos, 32 % camionetas, 16 % bicicletas y 8 % camiones.

Tiene presencia en 16 regiones a lo largo del país, con jornadas de 42,5 horas semanales. La flota se encuentra estandarizada para los modelos de vehículos, siendo las camionetas el modelo VITO de *Mercedes - Benz*, motor OM 622 diesel, potencia 114 CV, cilindrada 1.600 cc [17].

La empresa propone disminuir en un 90 % la emisión de material particulado fino ($MP_{2,5}$) de su flota con respecto a las mediciones del año 2012 y además, cumplir en un 100 % la evaluación de proveedores con criterios de sostenibilidad para el abastecimiento de sus materias primas y energía.



Figura 2.16: Camioneta de carga [15]

2.6.3. Servicio de mensajería Correos de Chile

Según el Reporte Integral Correos de Chile 2019 [16], cuentan con una flota propia total de 500 vehículos al año 2019. Utilizando diversas marcas y modelos en distribución y logística. Para las camionetas y camiones de reparto, estas son impulsadas por gasolina y diésel. Debido a la gran variedad de modelos de vehículos que poseen, se identifica en particular el modelo Boxer, de la marca Peugeot, El cual cuenta con un motor 2.0 L HDi diésel de 160 HP de potencia.



Figura 2.17: Furgones Correos de Chile [16]

En tanto a los datos de huella de carbono derivadas del consumo de combustible de la flota de vehículos de reparto, se tienen los datos a continuación en la tabla 2.4, pero en tanto a las metas de reducción de contaminantes para los siguientes años, la empresa no presenta información.

Tabla 2.4: Emisiones producidas por flota en 2019

Gases	tCO ₂	%
CO ₂	10.796	99,9
CH ₄	2,9	0,0
N ₂ O	13,4	0,1
Total	10.812,3	100

Capítulo 3

Metodología

Para lograr los objetivos específicos planteados, se presenta la metodología a utilizar:

- Estudiar y evaluar una actividad que requiera de una flota de un número considerable de vehículos de transporte, siendo todos éstos de igual tipo y definir sus parámetros, localidad donde trabajan, alcance de éstos (distancia recorrida, carga, entre otros).
- Luego, se requiere estudiar las propiedades termodinámicas y de transporte del hidrógeno, como así también las tecnologías desarrolladas para la obtención, almacenamiento y uso como combustible en vehículos. Generando un estudio bibliográfico acerca de las tecnologías para los puntos antes descritos que mejor se adecúen a las necesidades de la actividad y geografía.
- Una vez revisados los antecedentes, será necesario realizar la ingeniería básica del proyecto, dimensionando todos los equipos que lo constituyen. Realizando balances de energía y masa, utilizando programas computacionales, tales como el programa ingenieril *EES* para facilitar los cálculos termodinámicos en etapas de compresión y *Excel* para dimensionamiento de equipos térmicos, datos económicos, planificación, entre otros.
- Una vez determinado el punto anterior, estimar costos físicos y de operación del proyecto en base a plantas y proyectos de hidrógeno existentes, de similares características, escalando sus costos según la capacidad de la planta dimensionada de este estudio.

Capítulo 4

Selección y dimensionamiento del sistema

4.1. Elección de actividad y dimensionamiento de flota:

Con tal de dimensionar la planta generadora de combustible, es pertinente en un inicio, seleccionar la actividad de transporte y sus necesidades, con tal de determinar la demanda lo más precisa posible al tamaño de la flota.

4.1.1. Rubro

Se identifican diversas áreas de interés dónde el hidrógeno como combustible represente una alternativa atractiva, destacando la industria y minería, el transporte de personas y servicios de courier/correo, entre otros, expuestos en la sección anterior 2.6.

Finalmente se decanta por estudiar el sector de encomiendas y correo, debido al impacto social, vial y ambiental que este tiene hoy en día, a causa de la Pandemia, momento histórico en que se prohíbe por largos periodos el salir de casa y se debe optar por pedir o enviar todo a domicilio, representando así, un alza en los servicios entregados por el rubro de reparto.

Con esto en mente, se elije la empresa *Chilexpress* a modo de estudio, debido a que es la empresa con mayor cantidad de datos proporcionados y actualizados a la fecha de su flota. Como resumen, se muestra información relevante:

- Flota de 1500 vehículos de reparto y una cobertura a 16 regiones del país. Donde el 32 % corresponde a camionetas
- Trabajan 42,5 horas semanales
- La camioneta que utilizan es modelo VITO de *Mercedes - Benz*, motor OM 622 diesel 2.16
- La empresa propone disminuir en un 90 % la emisión de material particulado fino y cumplir en un 100 % la evaluación de proveedores con criterios de sostenibilidad para el abastecimiento de sus materias primas y energía.

4.1.2. Flota y demanda

Con los datos proporcionados, se elige como caso a estudiar, la opción de reemplazar el 70 % de la flota de vehículos de carga ligera de reparto en la Región Metropolitana de la empresa Chilexpress, haciendo reemplazo de los automóviles diésel por vehículos impulsados por hidrógeno, correspondiendo a 168 vehículos tipo furgoneta de unos 6 m^2 de volumen de carga, equivalentes a un 12 % del total de la flota de la empresa a nivel nacional.

La jornada laboral, en horas efectivas de reparto de la empresa se define en 7 horas al día, se realizan sólo en la zona urbana de la ciudad y que, según [18] la velocidad promedio en RM es de 30 $[km/h]$, entonces se tiene que cada vehículo recorre 150 km por día.

Teniendo que reemplazar por vehículos de similares características para poder realizar la carga y reparto de las encomiendas, es necesario utilizar una furgoneta con tecnología de celdas de hidrógeno con un volumen de carga similar, mostrándose la *Master Van H2-TECH* de *Renault* como una opción a considerar.



Figura 4.1: Master Van H2-TECH [19]

Según la marca [19], esta van posee 500 kilómetros de autonomía, 4 estanques de hidrógeno gaseoso de 1,5 kilogramos cada uno, a 350 bar.

Tabla 4.1: Datos flota de vehículos

N° vehículos	Recorrido	Autonomía	Capacidad estanque
168	150 $[km/día]$	500 $[km]$	1,5 $[kg]$

Considerando la autonomía del vehículo y los kilómetros recorridos por día, se estima que cada van debe recargarse de combustible cada 3 días. Teniendo en cuenta una jornada de 6 días trabajados a la semana, al cabo de un año, se recargaría 104 veces cada van, lo que se traduce en un consumo de 624 [kg/vehículo] de hidrógeno al año, dando un total de 106.848 [kg/año] para la flota completa, considerando un factor de seguridad de disponibilidad para alimentar 1 semana completa a la flota. Siendo entonces, una demanda aproximada de 300 [kg/día]. Valores que se aprecian en la tabla resumen:

Tabla 4.2: Demanda de la flota en kg de hidrógeno

Consumo por vehículo	Consumo por flota	Demanda total + F. Seguridad
624 [kg/año]	106.848 [kg/año]	300 [kg/día]

4.2. Energía primaria y zona para la generación

Para suplir la demanda energética para la planta de generación de hidrógeno y equipos auxiliares se elige la energía solar, debido a la gran disponibilidad de este recurso en el país, siendo en específico, la zona norte con mejor potencial y disponibilidad para hacerlo.

Debido a esto, se propone la comuna de María Elena, Antofagasta, para la instalación fotovoltaica. Esta planta será conectada a la red, para suplir a distancia, es decir, inyecta al sistema interconectado central la energía requerida por la planta de generación de hidrógeno en la región Metropolitana, asegurando la categoría *verde* en la producción del hidrógeno.

4.2.1. Terreno

El terreno a disponer los paneles queda ubicado en la latitud 22.5868 °S, longitud 69.6289 °O, con una elevación a 1386 m, en la comuna de Maria Elena, región de Antofagasta.



Figura 4.2: Ubicación Planta fotovoltaica Maria Elena

Según lo explorado en Google maps, el terreno cuenta con una superficie apta para la instalación de paneles ya que no muestra desniveles (figura 4.3), el área es suficiente para la cantidad de paneles a usar, se encuentra cerca de líneas eléctricas para la posterior conexión a la red y tiene fácil acceso puesto que se encuentra a orillas de la ruta 5S Panamericana Norte y el camino B-180 (figura 4.4).



Figura 4.3: Explanada terreno

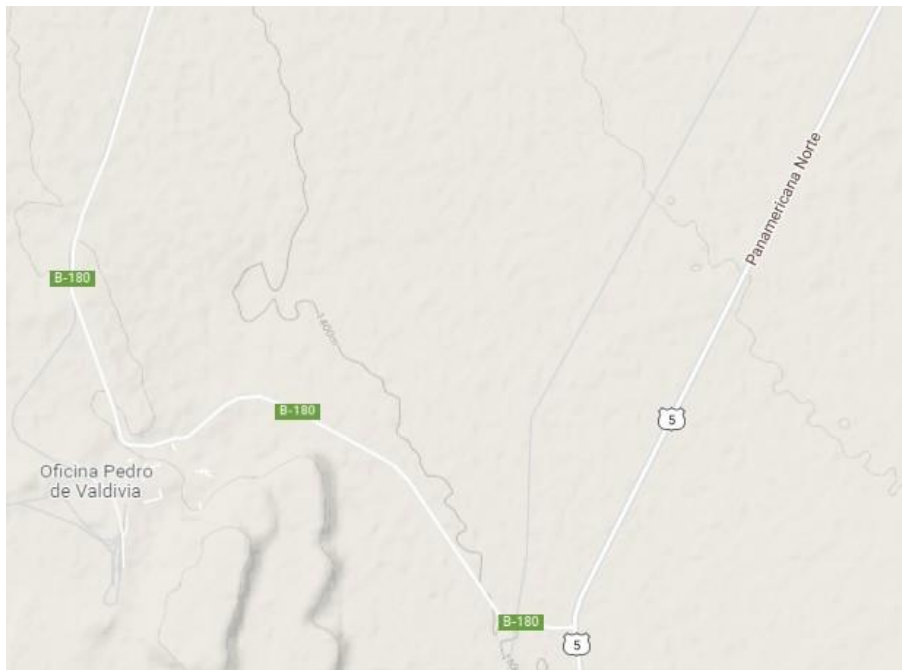


Figura 4.4: Relieve y rutas de la zona

4.2.2. Recurso solar de la zona

Utilizando el Explorador Solar [20], se obtienen los datos meteorológicos del terreno, destacando en promedio la alta y constante nivel de radiación diaria durante el año en la región. En la figura 4.5 se aprecia una irradiación promedio anual de 7,23 [$kWh/m^2/día$] global horizontal, y para un plano inclinado de 22° correspondiente a la latitud del lugar, 7,71 [$kWh/m^2/día$]. En tanto la figura 4.6, se tiene el promedio horario de radiación en un día, mostrando que a partir de las 6 am, hasta las 7 pm existe radiación en la zona.

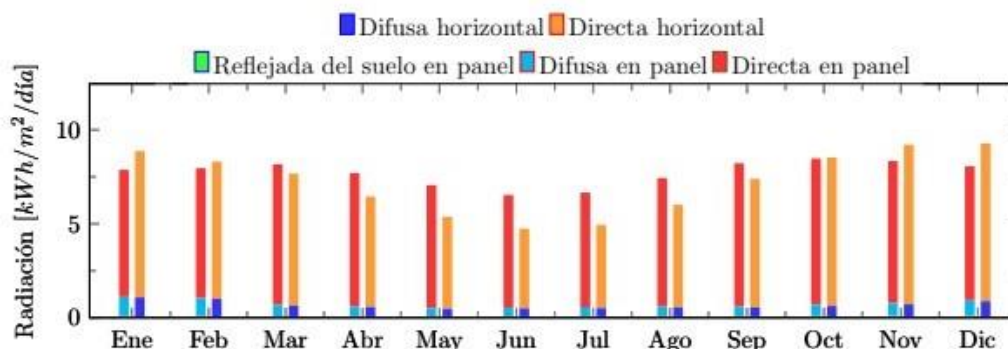


Figura 4.5: Radiación promedio mensual

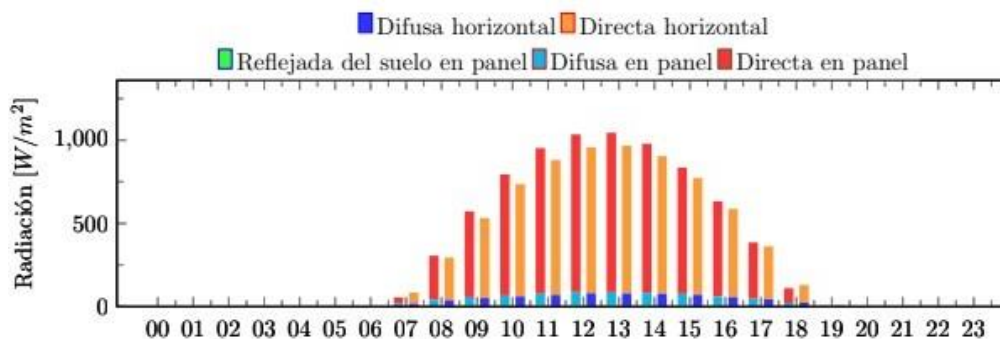


Figura 4.6: Promedio horario de radiación global incidente

4.2.3. Dimensionamiento de la planta FV

Teniendo los datos de radiación de la zona, la disposición del terreno, la demanda de hidrógeno a cubrir y consumo de equipos auxiliares en la planta, se estima la cantidad y área a utilizar con paneles fotovoltaicos para la generación eléctrica.

Para determinar la planta FV, se consideran los siguientes puntos:

- La potencia del electrolizador PEM es de 1 MW para suplir la demanda de 300 kg/día
- Se considera un 20 % extra a la energía requerida como margen de seguridad por pérdidas en la conversión

- Se utiliza un plano inclinado de 22° al igual que la latitud del terreno, para maximizar la radiación a aprovechar
- La planta de hidrógeno produce la misma cantidad de horas que la planta fotovoltaica puede producir energía, siendo esta, 8 horas al día, usando como referencia los datos proporcionados en la figura 4.7, siendo de 9 a 16 horas donde es más alta la radiación

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Directa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.16	265.9	517.86	729.9	876.42
Difusa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.11	15.52	36.7	49.14	57.92	67.29
Suelo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.02	0.8	2.81	5.08	7.02	8.41
Global	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.13	54.48	305.41	572.08	794.84	952.12
Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Directa	949.14	960.43	897.27	759.94	573.02	339.39	86.98	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Difusa	76.53	75.61	73.31	67.65	54.23	42.35	21.74	3.68	0.0	0.0	0.0	0.0
Suelo	9.13	9.22	8.63	7.37	5.6	3.45	1.24	0.11	0.0	0.0	0.0	0.0
Global	1034.8	1045.26	979.21	834.96	632.85	385.19	109.96	3.79	0.0	0.0	0.0	0.0

Figura 4.7: Radiación incidente en plano inclinado de 22° por horas del día

- Se dimensiona en base al promedio de la radiación mensual (ver figura 4.8), siendo Junio el mes crítico, con $6,53 \text{ kW h/m}^2/\text{día}$. Esto con el fin de asegurar la producción de hidrógeno con al menos el peor mes de generación eléctrica

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	6.76	6.92	7.49	7.09	6.56	6.0	6.12	6.86	7.63	7.79	7.57	7.13
Difusa	1.03	0.96	0.61	0.54	0.45	0.48	0.49	0.52	0.52	0.6	0.68	0.84
Suelo	0.08	0.08	0.07	0.06	0.05	0.05	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.09
Global	7.87	7.96	8.17	7.69	7.06	6.53	6.66	7.44	8.22	8.47	8.34	8.06

Figura 4.8: Radiación incidente mensual en plano inclinado de 22°

- La planta fotovoltaica está conectada a la red, descartando así el uso de baterías. Gracias a la ley 20.571, que permite generar electricidad en una ciudad diferente a la cual se quiere utilizar la energía, comprar en caso de falta o vender excedentes en caso de producir más de lo necesario
- El terreno a disponer, se encuentra cerca de las líneas del Sistema Interconectado Central, en líneas de 220 kV, considerándose para los cálculos, como el voltaje de la "batería", que se considera 100 % eficiente [21]
- Se recomienda elegir hileras de paneles con tensión nominal entre 200-400 Volt CC para sistemas conectados a la red.
- Se sobrestima el área de los paneles en un 20 % extra para evitar pérdidas por sombras entre paneles, espacio para mantención y reemplazo de estos
- Se utiliza un inversor string multi MPPT de la marca *Sungrow*, modelo *SG250HX*
- Se utilizan paneles del listado de paneles TIER-1 actualizado al 2022 [22], siendo elegidos para este arreglo, los de la marca *Longi*, el modelo *LR4-66HPH-405M*

Considerando lo anterior, se muestran los datos técnicos para el inversor y paneles a usar:

Tabla 4.3: Datos técnicos Inversor SunGrow SG250HX

Potencia de salida de AC	250 kVA @ 30°C
Tensión máxima de entrada FV	1500 V
Corriente máxima de entrada FV	30
Número de entradas MPP indep.	12
Número máx de conectores de entradas por MPP	2

Tabla 4.4: Datos técnicos panel Longi LR4-66HPH-405M

Potencia máxima nominal, P_{max}	405 W
Voltaje de máxima potencia, V_{mp}	37,8 V
Corriente de máxima potencia, I_{mp}	10,72 A
Eficiencia	20,3 %
Dimensiones	1924x1038x35 mm

Sabiendo que se debe cubrir una planta de 1,5 [MW] en total de consumo, se calculan 6.050 paneles para suplir dicha demanda.

Con la tensión del inversor y el voltaje de máxima potencia de los paneles, se estima un string de 39 paneles en serie.

Luego, con la corriente máxima de entrada del inversor y la corriente máxima del panel, se obtienen 2 string por inversor. Por lo tanto, cada inversor, dispondrá de 78 paneles en total. Finalmente, como cada inversor tiene 12 entradas por MPP, entonces se requieren 7 inversores para la planta.

El área de paneles a cubrir será de 12.000 [m^2], y de 14.500 [m^2] considerando un 20 % extra como factor de seguridad.

Se muestra una tabla resumen con los resultados 4.5 y luego un diagrama 4.9 de la disposición de la planta FV:

Tabla 4.5: Dimensionamiento planta FV de 1,5[MW]

Paneles por String	39
String por MPP	2
MPP por Inversor	12
Inversores por planta	7
Número de paneles	6.050
Área [m^2]	14.500

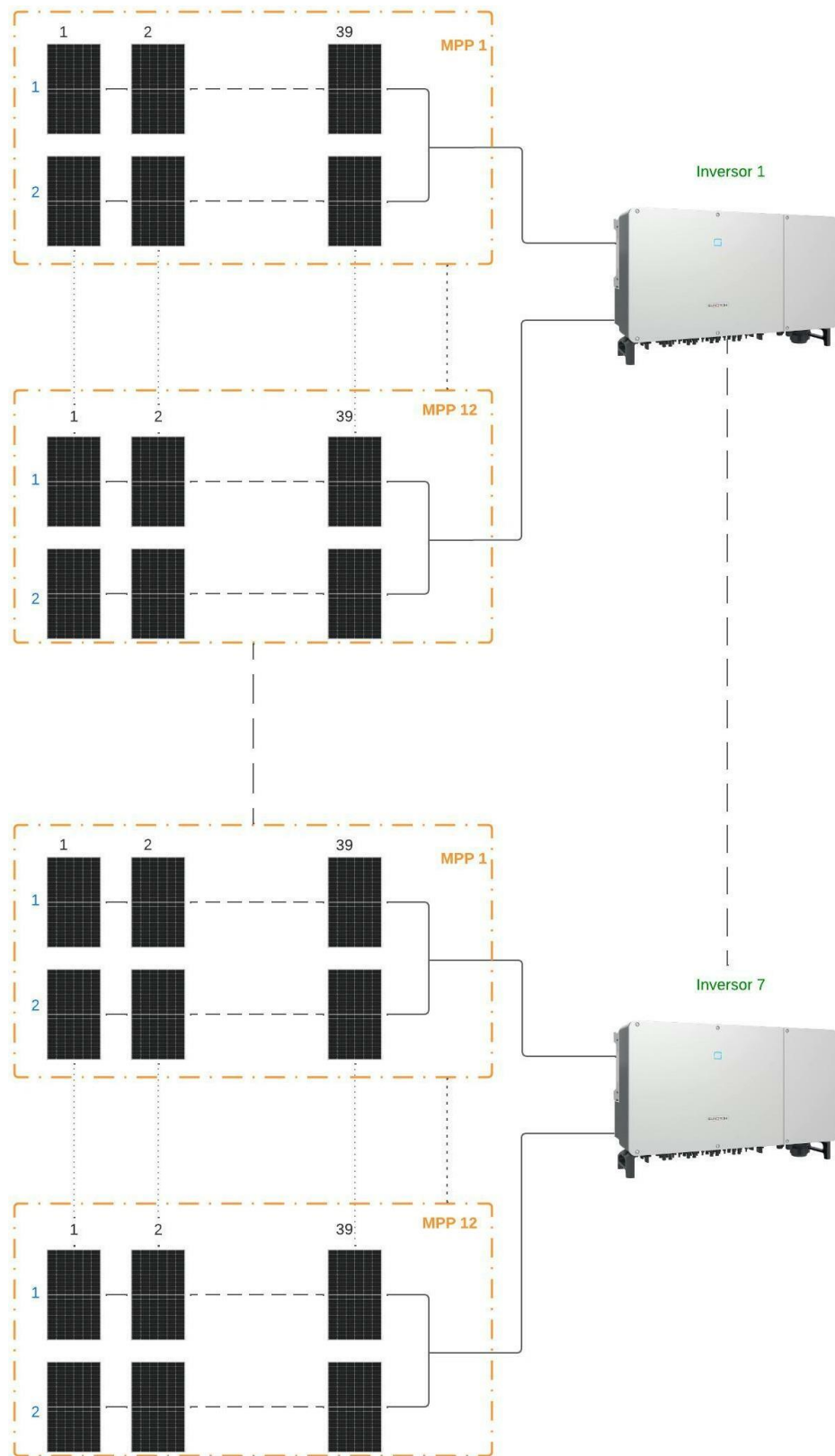


Figura 4.9: Diagrama configuración planta FV. Elaboración propia

4.3. Planta de generación de hidrógeno

4.3.1. Zona para la planta de combustible

La planta generadora de hidrógeno estará dispuesta en las dependencias de la empresa, ubicada en José Joaquín Pérez 1376, Pudahuel, región Metropolitana (-33,4226, -70,7766) en el Centro de Servicios, en donde albergan la mayor cantidad de vehículos de la ciudad. Tiene una superficie de 16.700 m^2 aproximadamente, con 4.400 m^2 libre de estructuras.



Figura 4.10: Área de la empresa y localización planta generadora

4.3.2. Equipo electrolizador

Dadas las condiciones climáticas y la cantidad demandada, la tecnología más apropiada para la producción de hidrógeno en este escenario es por medio de electrolizadores de membrana de protones, PEM.

Los valores típicos de consumo energético en estos equipos rondan los 44,4 - 55,5 [kWh/kg] y una eficiencia del 60 - 70 %, estimando así, una planta de 900 kW de potencia para generar lo demandado por la flota. El mercado posee equipos de potencias de 0,25, 0,5, 1 y 1,25 MW, por lo tanto, considerando el nivel de producción y rendimiento de los electrolizadores, es necesario utilizar de 1 MW para lograr suplir la demanda.

Considerando un stack de 1 MW, una producción de 8 horas al día y un 20 % extra como margen de seguridad, la planta consume aproximadamente 9.600 kWh diarios.

En resumen, el equipo electrolizador posee las siguientes características para cumplir la demanda:

Tabla 4.6: Datos técnicos PEM

Producción H ₂	400	[kg/día]
Potencia	1	[MW]
Consumo energético	44,4 - 55,5	[kW h/Nm ³ H ₂]
Temperatura operación	80	[°C]
Presión operación	30	[bar]
Agua de alimentación	1,5	[L/Nm ³ H ₂]

4.3.3. Equipos auxiliares PEM

Los equipos que anteceden el electrolizador vienen definidos por el caudal, pureza y temperatura del agua necesaria para la producción del hidrógeno a la entrada del sistema.

4.3.3.1. Estanque agua de alimentación

Se requiere aproximadamente 1,5 litros de agua por cada Nm³ de hidrógeno producido. Por lo tanto, para conseguir la demanda necesaria de hidrógeno, se calcula un total de 4.888 kg de agua al día.

Con fines de optimizar el proceso, se estima un estanque suficientemente grande como para contener el volumen de agua requerido en una semana de producción, siendo este cercano a los 40 mil litros. Se tienen las dimensiones de estanques reales que existen en el mercado como sigue:

Tabla 4.7: Dimensiones estanque agua de alimentación

Agua necesaria [kg/día]	Volumen semanal [L/semana]	Alto [m]	Diámetro [m]
4.887,42	40.000	5,55	3,24

Considerando que el agua al estar en un depósito como este, genera cierta presión, que se puede ahorrar la bomba de alimentación, por lo tanto, es de interés calcular dicho potencial, resultando una carga de:

Tabla 4.8: Potencia generada

Área [cm ²]	Carga	
	[kg/cm ²]	[m.c.a.]
82.447,96	0,49	4,85

4.3.3.2. Bomba de alimentación

El electrolizador PEM requiere una presión de entrada de 15 [bar] lo que corresponde a 153 [m.c.a.], sabiendo que el estanque aporta una presión de 4,85 [m.c.a.] se debe alcanzar una presión de 148,15 [m.c.a.], con esto se calcula la potencia mínima que debe tener la bomba, esto se hace con la ecuación:

$$P_b = \dot{Q} \cdot G \cdot H \cdot 0,7457 \quad (4.1)$$

Dónde:

- P_b : Potencia de la bomba [kW]
- \dot{Q} : Caudal másico [$\frac{kg}{seg}$]
- G : Aceleración de gravedad = 9,8 [$\frac{m}{s^2}$]
- H : Presión requerida [m.c.a.]
- 0,7457: factor de conversión de [HP] a [kW]

Con esto se obtienen las características de la bomba expuestas a continuación:

Tabla 4.9: Bomba impulsora

Magnitud	Valor
T [°C]	25
\dot{m} [kg/s]	0,169
P_e [kPa]	101
P_s [kPa]	1500
ρ [kg/m ³]	997
h_b [m.c.a.]	153
P_b [kW]	183,727

4.3.3.3. Calentador

El agua de alimentación requiere ir a una temperatura de 80 [°C] para ser electrolizada, por lo tanto, previo a la entrada del PEM, se dimensiona un intercambiador de calor a contra flujo, para elevar la temperatura proveniente del estanque desde los 25 [°C] a la temperatura requerida.

Los detalles de cada intercambiador del sistema, quedan descritos en la sección 4.4.1.2, aportando los detalles para cada configuración de circuito.

4.3.4. Mercado PEM + Equipos Auxiliares

Finalmente, en el mercado existen varios proveedores de la tecnología, los cuales ofrecen no solo el stack electrolizador, sino también gran parte de los equipos auxiliares para obtener el hidrógeno, como lo son el sistema de tratamiento del agua de consumo (osmosis inversa), el sistema de control e instrumentación electrónica, entre otros. Siendo estas marcas y modelos las alternativas que mejor se acomodan al proyecto:

Tabla 4.10: Datos para electrolizadores en el mercado

Marca	Modelo	Producción H2 [kg/día]	Potencia DC [kW]	Consumo energético [kW h/día]
Nel	MC250	531	1.000	9.600
Cummins	HyLYZER-200	431	860	8.256
H2B2	EL200N	430	1.030	9.888
H-Tec	ME450/1400	450	1.000	9.600

Cada una de las medidas expuestas en la tabla siguiente, corresponde al stack completo, es decir, la unidad electrolizadora, estanque y purificador de agua, bomba y calentador, mostrándose una superficie baja en comparación al área disponible de la empresa.

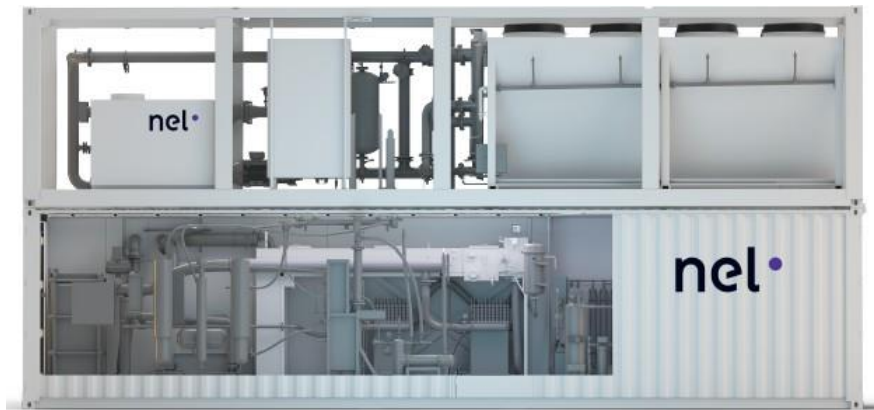
Tabla 4.11: Dimensiones para stacks de electrolizadores

Marca	Modelo	Dimensiones LxW [mxm]	Superficie [m ²]
Nel	MC250	12,2 x 2,5	30,5
Cummins	HyLYZER-200	18 x 11	198
H2B2	EL200N	12 x 2,4	28,2
H-Tec	ME450/1400	13,2 x 4	52,8

A continuación, se muestra el stack del electrolizador, sistema de alimentación (bomba y calentador) a usar, de la marca *NelHydrogen*:



(a)



(b)

Figura 4.11: Electrolizador NelHydrogen modelo MC250 [23]

4.4. Sistemas de compresión, refrigeración y almacenamiento

Se presentan 2 alternativas para comprimir y almacenar el hidrógeno gaseoso, a modo de comparativa entre presiones y número de equipos para un mismo resultado, entregar a 350 [bar] el gas de hidrógeno.

La primera opción presenta un almacenamiento gaseoso estacionario a 450 [bar], para luego ser dispensados en la hidrogenera, reduciendo su presión por medio de una válvula a la presión requerida. La segunda alternativa, se comprime hasta 200 [bar] en estado gaseoso para ser almacenado en estanques, y previo a la dispensación, el gas es acondicionado, para alcanzar los 350 [bar] de presión y la temperatura deseada. En las figuras 4.12 y 4.14 se muestran los diagramas de las plantas respectivamente.

4.4.1. Compresión hasta 450 bar

El hidrógeno producido se comprime en 3 etapas para ser almacenado en un estanque a 450 bar, luego mediante una válvula en la estación de repostaje, ser dispensado a la presión de 350 [bar] que es la requerida por los vehículos.

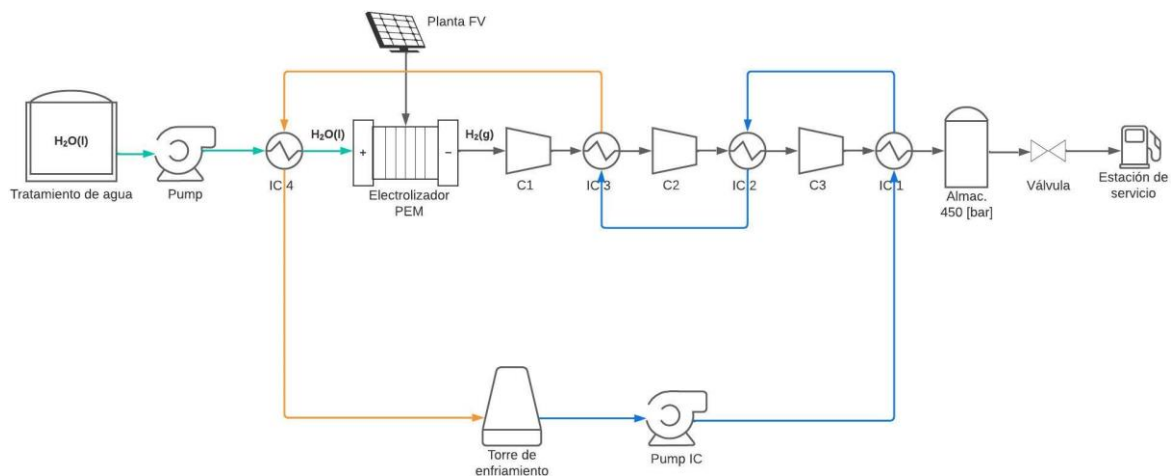


Figura 4.12: Layout planta 450 [bar]. Elaboración propia

4.4.1.1. Etapas de compresión

La compresión se considera en etapas con refrigeración intermedia, con el fin de disminuir el trabajo total realizado por los compresores, utilizando compresores alternativos, siguiendo una compresión politrópica, puesto que ésta representa de manera real el proceso de compresión de un fluido. Se realiza el balance de masa y energía para el sistema, reconociendo presiones de entrada y salida del gas, el caudal de trabajo (dado por la producción del electrolizador, $0,0102 \text{ kg/s}$) y la temperatura de entrada.

Las ecuaciones utilizadas son:

$$k = \frac{c_p}{c_v} \quad (4.2)$$

Con:

k: relación de calor específico

c_p : calor específico a presión constante [kJ/kmol K]

c_v : calor específico a volumen constante [kJ/kmol K]

Para la compresión se utiliza el exponente politrópico n , estimado en base a la relación de calor específico k y la eficiencia politrópica $\eta_p = 0,9$ como sigue:

$$\frac{n}{n-1} = \eta_p \cdot \frac{k}{k-1} \quad (4.3)$$

La relación de presión entre la salida y entrada de cada compresor, r , y la temperatura a la salida del compresor se calculan respectivamente como sigue:

$$r = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} \quad (4.4)$$

$$T_{salida} = T_{entrada} \cdot r^{\frac{n-1}{n}} \quad (4.5)$$

Con esto, se calculan las presiones y temperaturas intermedias para cada etapa. Por otro lado, es pertinente utilizar los factores de compresibilidad asociados a cada etapa para determinar la densidad del hidrógeno gaseoso, utilizando entonces, al ecuación de gases para gases reales:

$$P_i \cdot V_i = Z \cdot m \cdot R \cdot T_i \quad (4.6)$$

Dónde:

Z_i : compresibilidad para el hidrógeno en la etapa i

m : masa del gas [kg]

R : constante universal de los gases, $4,124 [kPa \cdot m^3 / kg \cdot K]$ para el hidrógeno

Por medio del programa *EES* y las ecuaciones planteadas B.2, se obtienen los estados termodinámicos para cada punto de las etapas de compresión, por lo que se puede calcular la potencia de los compresores mediante la ecuación:

$$Potencia_{c,i} = Z_i \cdot \dot{m} \cdot (h_{e,i} - h_{s,i}) \quad (4.7)$$

Siendo:

Z_i la compresibilidad en la etapa i

\dot{m} : el caudal de gas

$h_{e,i}$: entalpía en la entrada del compresor de la etapa i

$h_{s,i}$: entalpía en la salida del compresor de la etapa i

Finalmente, se tienen los resultados para las etapas de compresión:

Tabla 4.12: Resultados compresión hasta 450 bar

Etapa	$P_{entrada}$ [kPa]	P_{salida} [kPa]	$T_{entrada}$ [K]	T_{salida} [K]	Potencia [kW]
C1	100	766,3	298,2	572,94	40,6
C2	766,3	5872	298,2	572,94	41,14
C3	5872	45000	298,2	572,94	45,43

Resultando una potencia total de 127,17 [kW] para elevar la presión de 1 a 450 [bar].

4.4.1.2. Refrigeración 450 bar

Para ambos casos de estudio, se opta por utilizar un sistema cerrado de agua como refrigerante, en intercambiadores de calor tipo contraflujo, estos están configurados en serie, impulsado por una bomba. El sistema es enfriado por una torre de refrigeración, la cual permite asegurar las temperaturas requeridas en cada etapa.

Al final de la refrigeración de las etapas de compresión (línea azul), dado que el agua de servicio a elevado su temperatura cercana a los 40 [°C] por su configuración en serie, se aprovecha para calentar el agua a la entrada del electrolizador, como muestra en los diagramas (línea anaranjada) 4.12.

Para el cálculo y dimensionamiento de los intercambiadores de calor se utilizan las ecuaciones listadas a continuación:

$$\dot{Q}_i = \dot{m}_i \cdot (T_{salida,i} - T_{entrada,i}) \cdot Cp_i \quad (4.8)$$

$$\Delta T_{log} = \frac{\Delta T_1 \cdot \Delta T_2}{\ln\left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}\right)} \quad (4.9)$$

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_1} + \frac{1}{h_2} \quad (4.10)$$

$$\dot{Q} = U \cdot A \cdot \Delta T_{log} \quad (4.11)$$

Dónde:

- \dot{Q}_i : Calor intercambiado en el equipo i [kW]
- \dot{m}_i : Caudal másico i [$\frac{kg}{seg}$]
- T_i : Temperatura i [K]
- Cp_i : Calor específico en el equipo i [$\frac{kJ}{kg \cdot K}$]
- ΔT_{log} : Relación de temperaturas en intercambiador de calor
- U: Coeficiente global de transferencia de calor [$\frac{kW}{m^2 \cdot K}$]
- h_i : Coeficiente convectivo de fluido i

- A: Superficie de intercambio de calor [m^2]

Considerando las ecuaciones de transferencia de calor mencionadas y la distribución del diagrama 4.12 para los intercambiadores de calor (IC), se tiene:

El primer intercambiador del sistema (IC1), corresponde al enfriador del gas comprimido de hidrógeno, a la salida del compresor de 450 [bar], el cual corresponde al proceso de acondicionamiento del gas para ser almacenado y luego dispensado a los vehículos. Acá es necesario bajar su temperatura hasta los 15 [°C], resultando:

Tabla 4.13: Intercambiador acondicionador gas de almacenamiento (IC1)

Magnitud	Agua	GH_2
\dot{m} [kg/s]	4	0,033
T_e [K]	298,20	572,94
T_s [K]	306,62	288,22
h_i [W/m^2K]	1000	550
Q [kW]	140,8522	
A [m^2]	4,1851	

A continuación, se tienen los enfriadores intermedios del proceso de compresión en etapas, según el diagrama 4.12, el (IC2) e (IC3), en orden respectivos. Ambos deben llevar la temperatura de salida de cada compresor a la de entrada, para conseguir lo más cercano a una compresión isotérmica, obteniendo:

Tabla 4.14: Intercambiador enfriador (IC2)

Magnitud	Agua	GH_2
\dot{m} [kg/s]	4	0,0102
T_e [K]	306,618	572,94
T_s [K]	309,04	298,2
h_i [W/m^2K]	1000	550
Q [kW]	40,4916	
A [m^2]	1,4319	

Tabla 4.15: Intercambiador enfriador (IC3)

Magnitud	Agua	GH_2
\dot{m} [kg/s]	4	0,010
T_e [K]	309,04	572,94
T_s [K]	311,46	298,2
h_i [W/m^2K]	1000	550
Q [kW]	40,4916	
A [m^2]	1,3616	

En este punto del circuito, el agua de servicio va a una temperatura aprovechable (40[°C]), la cual se utiliza para calentar el agua de alimentación del electrolizador, teniéndose:

Tabla 4.16: Intercambiador calentador de agua de entrada PEM (IC4)

Magnitud	Agua caliente	Agua fría
\dot{m} [kg/s]	4	0,169
T_e [K]	311,46	298,2
T_s [K]	309,13	353,2
h_i [W/m ² K]	1000	550
Q [kW]	39,0425	
A [m ²]	4,288	

4.4.1.3. Almacenamiento 450 bar

Debido a que el almacenamiento es a alta presión, se considera la opción de utilizar un estanque estacionario para guardarlo y dispensar a la hidrogenera. Para esto, se dimensiona un estanque, según [24], comparando 2 tipos de materiales utilizados para estas estructuras, acero (tipo II) y carbono compuesto (tipo III), mostrando sus diferencias en forma, espesor de pared y masa de estanque en la siguiente tabla:

$$V_H = \frac{4\pi r^3}{3} + \pi r^2 L \quad (4.12)$$

$$t_w = \frac{PrFoS}{2\sigma_y} \quad (4.13)$$

$$m = \rho \left[\frac{4}{3}\pi(r + t_w)^3 + \pi(r + t_w)^2 L - V_H \right] \quad (4.14)$$

- V_H : Volumen [m³]
- r : Radio [m]
- L : Largo [m]
- t_w : Espesor [m]
- P : Presión [kPa]
- FoS : Factor de seguridad
- σ_y : Esfuerzo máximo del material [kPa]
- ρ : Densidad del material [$\frac{kg}{m^3}$]

Tabla 4.17: Almacenamiento hidrógeno comprimido a 450 bar

	Volumen [m^3]	L [m]	r [m]	Acero		Carbono	
				t_w [m]	m_{tank} [kg]	t_w [m]	m_{tank} [kg]
Esférico	9,98	-	1,327	0,13	23.477	0,047	1.380
Cilíndrico	9,98	3	0,866	0,042	7.458	0,015	339
	70	3	1,986	0,097	70.058	0,035	4.966

Siendo las primeras 2 filas, para el volumen de 9,98 [m^3] los estanques para 1 día de almacenado, y la última fila, de 70 [m^3], el volumen para 1 semana de almacenamiento. Dichos estanques se pueden realizar gracias a que en el mercado existen fábricas [25] que maquinan y conforman a pedido para proyectos de estas dimensiones.

4.4.1.4. Bomba y torre de refrigeración

Para poder impulsar el agua de servicio en el circuito de refrigeración, se necesita de una bomba, en este caso, debe mover el caudal de refrigerante ($\dot{m}_{agua}=4$ kg/s). Se sigue el mismo procedimiento para calcular la potencia requerida que en la sección 4.3.3.2, obteniendo así las siguientes características:

Tabla 4.18: Bomba impulsora ICs 450 bar

Magnitud	Valor
T [$^{\circ}$ C]	25
\dot{m} [kg/s]	4
P_e [kPa]	100
P_s [kPa]	100
ρ [kg/ m^3]	997
h_b [m.c.a.]	10,20
P_b [kW]	298,16

Finalmente, para que el circuito pueda extraer el calor en las diferentes etapas, el agua de servicio pasa por una torre de enfriamiento, que requiere de las siguientes especificaciones calculadas según la curva de operación de esta, que se puede ver en Anexos A.2:

Tabla 4.19: Torre de enfriamiento 450 bar

Fluido	Magnitud	Valor
Agua	Q [kW]	182,848
	\dot{m} [kg/s]	4
	T_e [$^{\circ}$ C]	35,93
	T_s [$^{\circ}$ C]	25
Aire	G_s [kg/s]	3,8617
	T_{BH} [$^{\circ}$ C]	23
	HR [%]	50
	\dot{m}_{makeup} [kg/s]	0,134

Siendo una torre de tiro inducido, es necesario la utilización de un ventilador para mover dicho volumen de aire (2,993, [m^3/s]), dando por resultado, un ventilador de 303,325 [kW] de potencia.

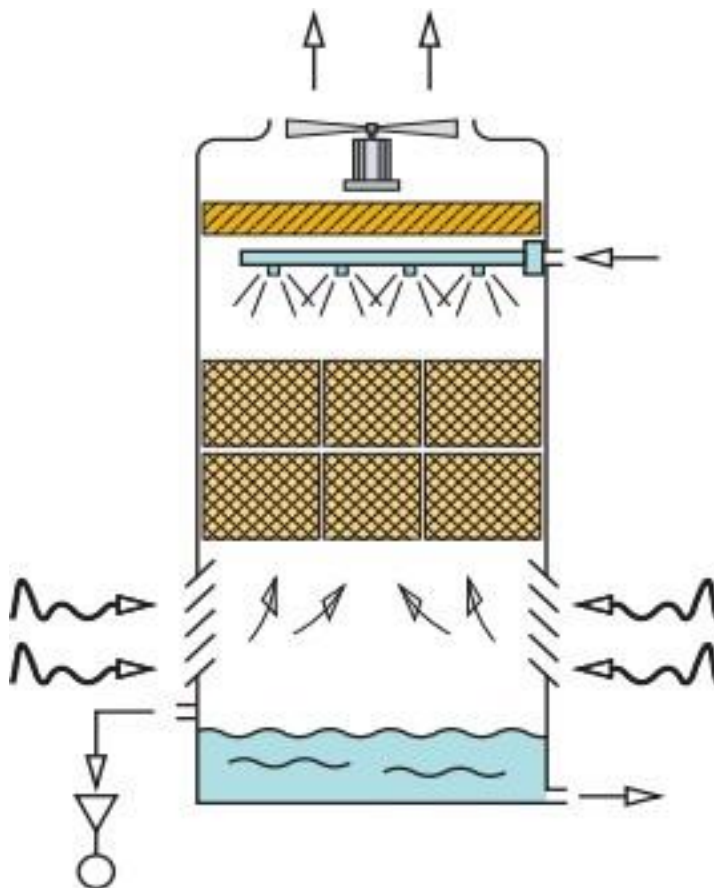


Figura 4.13: Esquema torre de tiro inducido [27]

4.4.2. Compresión hasta 200 bar

Como alternativa, se presenta la opción de comprimir hasta 200 [bar] el hidrógeno gaseoso en 2 etapas y refrigeración intermedia, para almacenar en estanques comerciales, los cuales permiten ser apilados y ubicados en diferentes lugares según necesidad. Para luego, acondicionar (comprimir y refrigerar en una etapa) para entregar a 350 [bar] directo en la estación de repostaje.

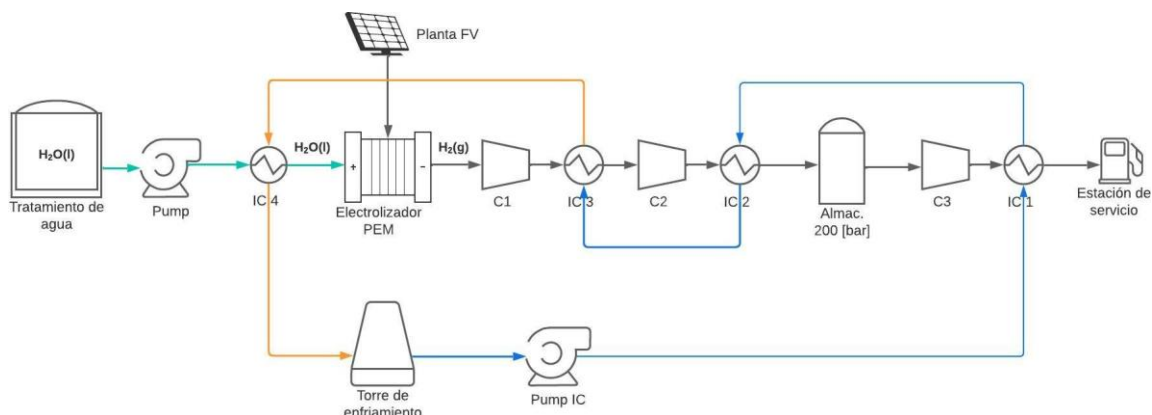


Figura 4.14: Layout planta 200 [bar]. Elaboración propia

4.4.2.1. Etapas de compresión

Siguiendo la misma metodología de la sección 4.4.1.1 se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 4.20: Resultados compresión hasta 200 bar

Etapa	$P_{entrada}$ [kPa]	P_{salida} [kPa]	$T_{entrada}$ [K]	T_{salida} [K]	Potencia [kW]
C1	100	1414	298,2	697,38	59,12
C2	1414	20000	298,2	687,38	61,07

4.4.2.2. Refrigeración 200 bar

El diagrama del circuito queda definido por 4.14 en línea azul la parte que enfría, y la línea anaranjada, donde calienta. Al igual que en la sección anterior (4.4.1.2), se describen punto a punto siguiendo la misma estrategia, siendo el primero, el enfriador correspondiente al acondicionador del gas para ser dispensado al vehículo a 20 [°C] (IC1):

Tabla 4.21: IC acondicionador H2 de servicio (IC1)

Magnitud	Agua	GH_2
\dot{m} [kg/s]	2,5	0,033
T_e [K]	298,2	356,8
T_s [K]	301,21	293,2,2
h_i [W/m ² K]	1000	550
Q [kW]	31,4608	
A [m ²]	3,4879	

Le siguen los 2 intercambiadores utilizados en el almacenamiento de 200 [bar], el (IC2) corresponde al acondicionador de gas post salida del compresor (C2) para llevar el gas a la temperatura requerida por los estanques de almacenamiento, y el (IC3), el intercambiador de refrigeración entre etapas de compresión. Se describen a continuación:

Tabla 4.22: IC acondicionador de gas-almacenamiento (IC2)

Magnitud	Agua	GH_2
\dot{m} [kg/s]	2,5	0,01
T_e [K]	301,208	697,38
T_s [K]	306,94	293,2
h_i [W/m ² K]	1000	550
Q [kW]	59,8986	
A [m ²]	1,4839	

Tabla 4.23: Intercambiador enfriador (IC3)

Magnitud	Agua	GH_2
\dot{m} [kg/s]	2,5	0,01
T_e [K]	306,94	697,38
T_s [K]	312,63	293,2
h_i [W/m ² K]	1000	550
Q [kW]	59,5691	
A [m ²]	1,3576	

Posterior a las etapas de refrigeración, puesto que el agua de servicio ha tomado una alta temperatura (~ 40 [°C]), se aprovecha para calentar el agua de alimentación del electrolizador, obteniendo así:

Tabla 4.24: Intercambiador calentador de agua de entrada PEM (IC4)

Magnitud	Agua caliente	Agua fría
\dot{m} [kg/s]	2,5	0,169
T_e [K]	312,63	298,2
T_s [K]	308,9	353,2
h_i [W/m ² K]	1000	550
Q [kW]	39,0425	
A [m ²]	4,1314	

4.4.2.3. Almacenamiento 200 bar

Dado que existen estanques de fácil acceso en el mercado (tipo I) para almacenar hidrógeno gaseoso comprimido a 200 bar y las libertades que este tipo de estanque proporciona, al ser apilables, configurar racks de estanques, transportable, dentro de otras, se evalúa como una opción, teniendo los siguientes resultados, utilizando de referencia el envase X50S, de mayor capacidad (0,763 [kg]) de *Carburos Metálicos* [26]:

Tabla 4.25: Almacenamiento hidrógeno comprimido a 200 bar

Volumen	[m ³]	[kg]	N° estanques
Día	19,93	1,8	2,35
Semana	139,51	12,56	16,47

4.4.2.4. Bomba y torre de refrigeración

Para poder impulsar el agua de servicio en el circuito de refrigeración, se necesita de una bomba, en este caso, debe mover el caudal de refrigerante ($\dot{m}_{agua}=2,5$ kg/s). Se sigue el mismo procedimiento para calcular la potencia requerida que en la sección 4.3.3.2, obteniendo así las siguientes características:

Tabla 4.26: Bomba impulsora ICs

Magnitud	Valor
T [°C]	25
\dot{m} [kg/s]	2,50
P_e [kPa]	100
P_s [kPa]	100
ρ [kg/m ³]	997
h_b [m.c.a.]	10,20
P_b [kW]	186,35

Finalmente, para que el circuito pueda extraer el calor en las diferentes etapas, el agua de servicio pasa por una torre de enfriamiento, que requiere de las siguientes especificaciones calculadas según la curva de operación de esta, que se puede ver en Anexos A.1:

Tabla 4.27: Torre de enfriamiento 200 bar

Fluido	Magnitud	Valor
Agua	Q [kW]	111,886
	\dot{m} [kg/s]	2,5
	T_e [°C]	35,7
	T_s [°C]	25
Aire	G_s [kg/s]	2,4186
	T_{BH} [°C]	23
	HR [%]	50
	\dot{m}_{makeup} [kg/s]	0,082

Siendo una torre de tiro inducido, es necesario la utilización de un ventilador para mover dicho volumen de aire (1,874 [m^3/s]), dando por resultado, un ventilador de 189,9747 [kW] de potencia.

4.5. Hidrogenera

Para dispensar el hidrógeno gaseoso a los vehículos, es importante tener la infraestructura necesaria para realizarlo de manera rápida y segura. A continuación se exponen datos técnicos de una hidrogenera estándar para el tamaño del proyecto:

Tabla 4.28: Datos de entrega de una hidrogenera

Presión	Temperatura	Caudal
[kPa]	[°C]	[kg/min]
350/700	15	0,5-5

Para esta configuración, usando una presión de 350 kPa y un flujo de 2 kg/min , el tiempo de llenado para cada vehículo es de 3 minutos. Tomando un total de 16,8 horas a la semana para surtir a toda la flota con un sólo dispensador.



Figura 4.15: Dispensador de hidrógeno [11]

Por otro lado, la hidrogenera tendrá un rack de estanques para abastecerse del hidrógeno a surtir, o bien, conexión al estanque central, dependiendo de la configuración utilizada.

4.6. Potencia total de los sistemas

Finalmente, se muestra un cuadro resumen, en donde se indican las potencias requeridas para cada etapa del sistema, en sus 2 posibles configuraciones:

Tabla 4.29: Potencia sistemas

Componente	2 etapas - 200 [bar]	3 etapas - 450 [bar]
PEM [kW]	1.000	1.000
Compresores [kW]	120,19	127,17
Bombas [kW]	370,078	481,88
Ventilador [kW]	189,97	303,33
Total [kW]	1.490,26	1.609,05

Capítulo 5

Estimación de costos

Para la estimación de costos de una planta de procesamiento de hidrógeno PEM se evaluará el CAPEX (gastos de capital, inversión) para cada una de las instalaciones que comprenden este proyecto, una planta generadora de hidrógeno, la planta fotovoltaica, el almacenamiento y la hidrogenera. Por otro lado, se evaluará el OPEX (gastos operativo) en un plazo de 5 años, donde se incluyen los costos de mantención de las plantas (purificación del agua, el electrolizador, y planta fotovoltaica), también los costos asociados a la distribución eléctrica, consumo de agua para la refrigeración y de suministro y pagos de seguros asociados.

Con esta información, es posible determinar el LCOH (Levelized Cost Of Hydrogen) o Costo Nivelado del Hidrógeno, el cual es un indicador que muestra el costo final que tiene la producción de hidrógeno verde.

5.1. CAPEX

Para la producción de hidrógeno con tecnología PEM es necesaria la instalación del electrolizador (stack) y del conjunto de equipos auxiliares que hacen posible el funcionamiento del electrolizador denominado balance de planta (balance of plant, BoP), dentro de este conjunto destaca la fuente de energía eléctrica que representa el 50 % del costo del balance de planta. El almacenamiento de hidrógeno se hace en estanques y la dispensación se hace a través de una estación de servicio denominada hidrogenera. Estos son los 4 componentes principales del CAPEX.

5.1.1. Planta PEM

Se requiere estimar los costos de implementación de una planta de 1,5 [MW] de capacidad, para esto se utiliza como referencia dos informes de prefactibilidad técnica de plantas de producción de hidrógeno verde con electrolizadores PEM ubicadas en las regiones de Santiago [?] y Atacama [29], con capacidades de 1,25 [MW] y 2,5 [MW] respectivamente. Debido a que los proyectos son de menor y mayor envergadura, es necesario escalar los costos, para ello, se utiliza la relación 5.1, del documento Leyes de escalamientos de costos en centrales solares térmicas y plantas de desalinización [28] :

$$\frac{C_b}{C_a} = \left(\frac{S_b}{S_a}\right)^n \quad (5.1)$$

Donde:

C_a y C_b : costos de la instalación a y b [MMUSD]

S_a y S_b : capacidad de la instalación a y b [MW]

n : factor de escalamiento, el cual depende del rubro y tecnología a evaluar, en ambos casos, el factor se aproxima como $n = 0,85$ para este tipo de proyecto.

La estimación de costos basado en ambos proyectos se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 5.1: Estimación de costo en base a 2 plantas generadoras en [MMUSD]

Planta referencia [MW]	Costo de referencia	Costo estimado planta 1.5 MW	Costo estimado promedio
1,25	2,76	3,22	3,06
2,5	4,5	2,91	

5.1.2. Planta fotovoltaica

Se requiere estudiar el costo de una central fotovoltaica de 1,5 [MW] de potencia, para esto se utilizará la misma metodología del punto anterior. Se utiliza como referencia 2 proyectos de prefactibilidad técnica ubicados en Antofagasta [31] y Atacama [29], de 1,831 [MW] y 2,5 [MW] respectivamente. La estimación de costos de la planta fotovoltaica se muestra a continuación:

Tabla 5.2: Estimación de costo en base a 2 plantas generadoras en [MMUSD]

Planta referencia [MW]	Costo de referencia	Costo estimado planta 1.5 MW	Costo estimado promedio
1,831	1,3	1,09	1,22
2,5	2,1	1,36	

5.1.3. Almacenamiento

Es necesario almacenar suficiente hidrógeno para 1 semana de independencia, esto es 2.016 kg de hidrógeno. El almacenamiento se puede hacer en estanques de 200 [bar] con una posterior etapa de compresión para ser dispensado, o almacenado a 450 [bar] con una posterior etapa de descompresión para ser dispensado.

Del informe de ARIEMA [31], el costo de almacenamiento a 450 bar se estima como 450 [USD/kgH₂], en tanto el costo de almacenamiento a 200 bar es de 350 [USD/kgH₂]. Teniendo así, un costo total para la cantidad de hidrógeno de una semana de almacenamiento de:

Tabla 5.3: Costo de almacenamiento para 2.016 kg de hidrógeno

Presión almacenamiento [bar]	Costo por kg [USD/kg]	Costo total [USD]
450	450	907.200
200	350	705.600

5.1.4. Estación de servicio, hidrogenera

El proceso de dispensación se hace mediante una estación de servicio que cuenta con 2 puestos de recarga de combustible. Basado en el informe Hydrogen Fueling Stations Cost del departamento de energía de Estados Unidos se estima un costo de instalación de 1,5 [MMusd] [?].

5.1.5. Total CAPEX

Finalmente el CAPEX del proyecto se obtiene sumando los 4 elementos principales detallados. Teniendo así los costos para los 2 tipos de configuración, variando solo en el monto de almacenamiento, se muestran las 2 estimaciones:

Tabla 5.4: CAPEX total

Configuración	Planta PEM	P. Fotovoltaica	Almacenamiento	Hidrogenera	Costo total
[bar]	[MMusd]	[MMusd]	[MMusd]	[MMusd]	[MMusd]
450	3,06	1,22	0,9	1,5	6,68
200	3,06	1,22	0,7	1,5	6,48

Finalmente, se muestra la gráfica para comparar de manera porcentual los costos por cada ítem estimado en el CAPEX:

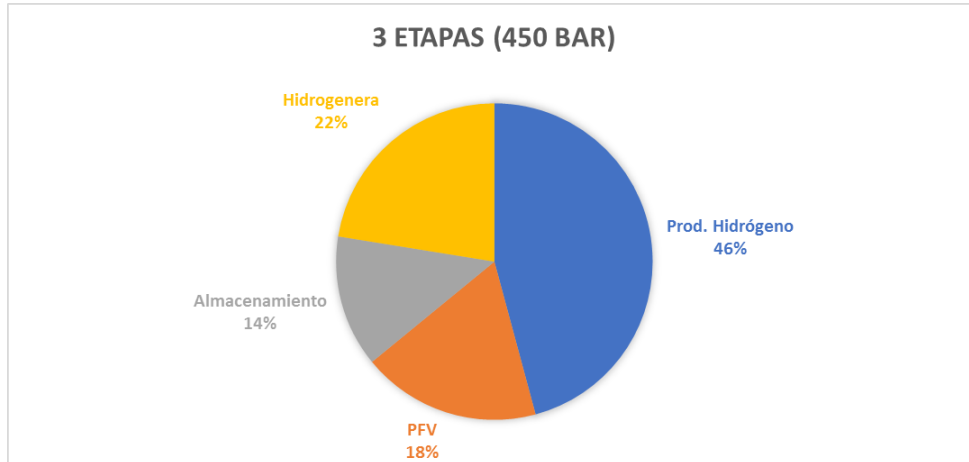


Figura 5.1: Distribución porcentual capex para 3 etapas de compresión. Elaboración propia

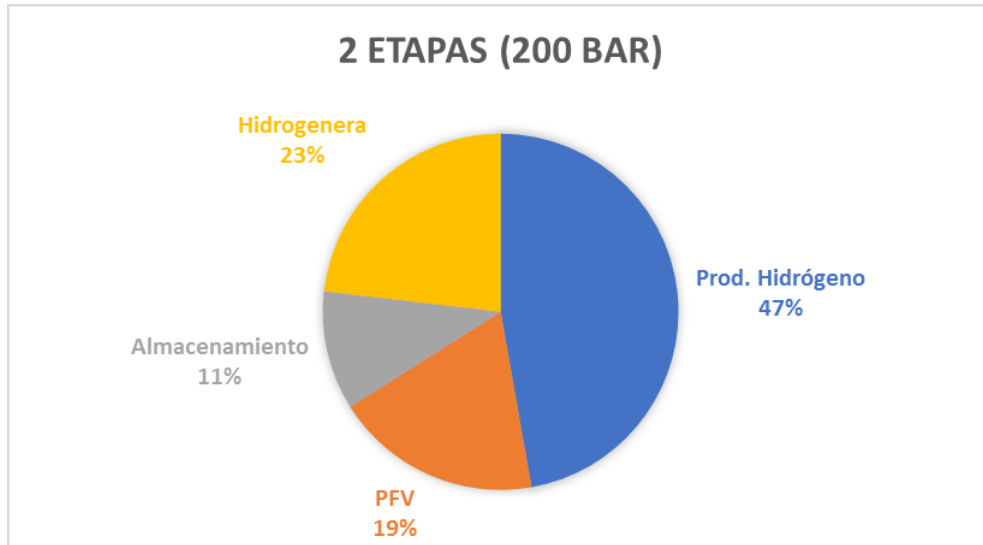


Figura 5.2: Distribución porcentual capex para 2 etapas de compresión.
Elaboración propia

5.2. OPEX

Para la estimación de los costos operacionales se contempla un tiempo de análisis de 5 años, en dónde se toman en consideración los gastos de consumo de agua, distribución eléctrica, mantención y seguros.

5.2.1. Suministro de agua

El costo asociado al consumo de agua se estima conociendo el volumen de suministro de agua en metros cúbicos mensuales [m^3/mes] y el valor, en dólares, por metro cúbico de agua [usd/m^3] en la zona implementada. El consumo de agua de la planta se compone por el agua procesada en la producción de hidrógeno (PEM) y el uso operacional en enfriamiento.

En la planta se contempla una producción de 3.196 [NmS/día] de hidrógeno y se consume 1,5 litros de agua por cada metro cúbico normal de hidrógeno [1,5 L/NmS], lo que entrega un consumo de agua diario de 4.794 [L/día]. Ampliando el rango de análisis se obtiene un total de 1.749.810 [L/año] para suplir la producción.

A nivel operacional se utiliza agua para el enfriamiento, en este proceso existe un porcentaje de agua que se pierde por evaporación y arrastre, el cual es necesario restituir, por lo tanto se denomina caudal de restitución (make up). Para estudiar el consumo de agua se hace la distinción entre el caso del 450 [bar] y el de 200 [bar]:

Tabla 5.5: Caudal de agua de restitución

Presión [bar]	Flujo másico [kg/s]	Flujo volumétrico [m^3/s]	Flujo anual [$m^3/año$]
450	0,134	0,0001	1.393,49
200	0,083	0,00008	836,133

Con la información del agua consumida en producción y en restitución se establece el consumo total de metros cúbicos de la planta:

Tabla 5.6: Consumo de agua total

Presión [bar]	Flujo diario [$m^3/día$]	Flujo anual [$m^3/año$]
450	8,66	3.162,36
200	7,18	2.622,16

Tomando en cuenta que la planta generadora se ubica en la Región Metropolitana se estima un costo de 1,33 [usd/mS] [], calculando el gasto en agua para distintos rangos de tiempo:

Tabla 5.7: Costo de agua consumida en la planta en [usd] en el tiempo

Presión [bar]	Costo diario	Costo semanal	Costo mensual	Costo anual
450	11,52	80,66	345,69	4.205,94
200	9,55	66,88	286,64	3.487,7

5.2.2. Transmisión eléctrica

Los gastos eléctricos operacionales corresponden al costo asociado a la transmisión eléctrica desde la planta fotovoltaica hasta la planta procesadora de hidrógeno, estos costos están constituidos por el cargo por uso de sistema de transmisión. Dicho cargo lo define el Ministerio de Energía y en el año 2020 se fijó en 6,461 [$\$/kWh$].

Tomando en cuenta que la planta posee una capacidad de 1,5 [MW] y produce durante 8 horas diarias, consume un total de 12.000 [MWh/día], a continuación se muestra el costo por transmisión eléctrica:

Tabla 5.8: Consumo y costo por transporte eléctrico

Parámetro	Diario	Mensual	Anual
Consumo [kWh]	12.000	360.000	4.380.000
Costo [usd]	97,2	2.916	35.478

5.2.3. Mantención

Los costos de mantención anuales de la planta se estiman como un porcentaje del CAPEX y fluctúan entre un 1 % y 2, 5 %. Las mantenciones más relevantes están asociadas a la planta de purificación de agua, el electrolizador, la planta fotovoltaica y el almacenamiento.

A continuación se muestran los costos de mantención de las partes con su información relevante:

Tabla 5.9: Costos de mantención por planta

Componente	% del capex	capex [MMusd]	opex anual [usd]
Electrolizador	1	3,06	30.000
Planta Fotovoltaica	2	1,22	24.400
Almacenamiento 450 [bar]	2,5	0,9	22.500
Almacenamiento 200 [bar]	2,5	0,7	17.500

5.2.4. Seguros

Asociado al proceso productivo, es imperativo contar con un seguro de activos, este seguro se aproxima como el 0,5 % anual del CAPEX, siendo: 33.400 usd (450 bar) anuales y 32.400 usd anuales (200 bar).

5.2.5. Total OPEX

Una vez establecidos los gastos operacionales se define el OPEX total para los sistemas de 2 y 3 etapas:

Tabla 5.10: OPEX para ambas configuraciones

Presión [bar]	OPEX total
450	149.984
200	143.265

Finalmente, se muestran los diagramas identificando porcentualmente los costos asociados a los diferentes ítems que se usaron para el OPEX:

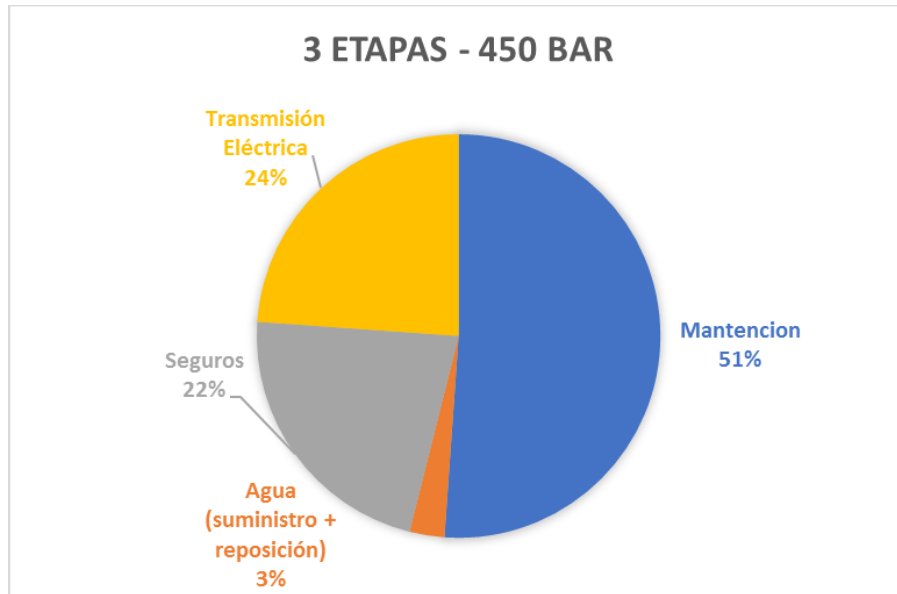


Figura 5.3: Distribución porcentual opex para 3 etapas de compresión. Elaboración propia

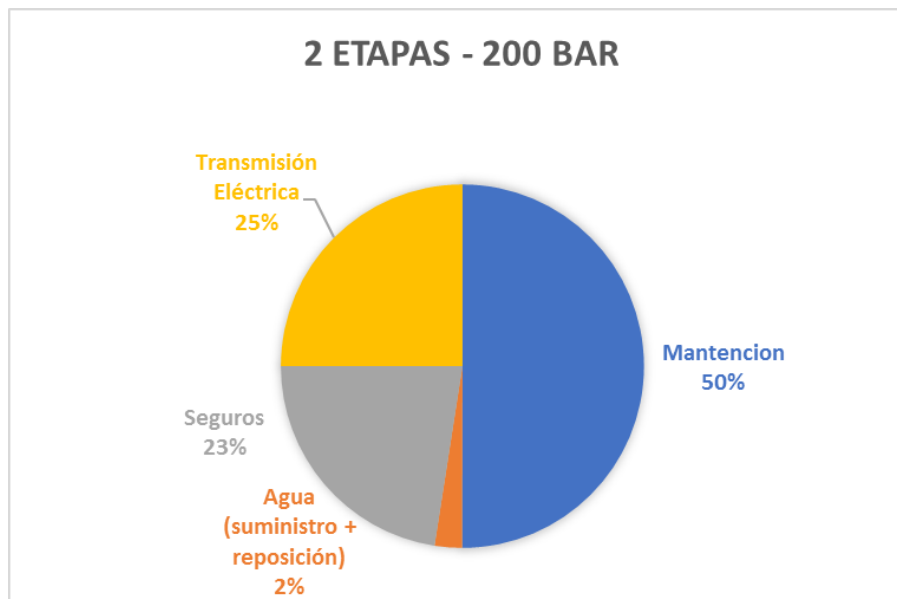


Figura 5.4: Distribución porcentual opex para 2 etapas de compresión. Elaboración propia

5.3. Costo Nivelado del Hidrógeno, LCOH

Una vez determinados el CAPEX y OPEX del proyecto es posible determinar el LCOH y así definir el costo de producción por kilogramo de hidrógeno, esto se hace mediante la ecuación:

$$LCOH[usd/kg] = \frac{CAPEX[usd] + OPEX[usd]}{kgH_2\text{producidosporaño}[kg]} \quad (5.2)$$

Resultando:

Tabla 5.11: Costo nivelado del hidrógeno

Presión [bar]	capex [Musd]	opex [Musd]	producción anual [kg]	LCOH [usd/kg]
200	6.680	143,265	109.500	62,31
450	6.480	149,984	109.500	60,54

Capítulo 6

Discusión

Se realiza el estudio de 2 rubros de actividades que contemplen uso de vehículos para realizar su labor, siendo el transporte de pasajeros y el envío y traslado de mensajería y paquetería. Ambos rubros tienen alto impacto en la población y el ambiente, puesto que trae beneficios a las personas que utilizan dichos servicios y por otro lado, pueden ser altamente contaminantes con el medio si no se utilizan tecnologías respetuosas y de bajas emisiones.

La empresa seleccionada es un caso ejemplo a estudiar, mostrando ser una buena muestra con respecto al resto de empresas de courier a nivel nacional, debido al gran tamaño de la marca y su amplia presencia en regiones. El estudio comprende el reemplazo del 12 % del total de su flota, la cual utiliza hidrocarburos como combustible, los cuales generan alrededor de 1.400 toneladas de CO_2 y 0,04 toneladas de material particulado al año, mostrándose atractiva la posibilidad de reemplazar el combustible por hidrógeno verde, el cual, asegura tener cero emisiones en todo el proceso de obtención y uso.

Se logra cuantificar los requerimientos energéticos de la flota, para así poder dimensionar las plantas generadoras y suplir la demanda, obteniendo así la cantidad de 300 kg de hidrógeno a producir al día, en conjunto de los vehículos en el mercado que funcionan con celdas de combustible, que sean utilizados en la misma labor.

La elección de utilizar energía solar para la generación eléctrica se basa en el gran potencial que existe en el país, en específico el norte Chileno, lo cual garantiza la cantidad necesaria y más para poder llevar a cabo la obtención y acondicionamiento del hidrógeno en la Región Metropolitana, siendo esto posible gracias a la ley de NetBilling, además de los paneles solares, ya que se requiere generar electricidad y en ellos, es directo.

Con esto, la elección del terreno en donde emplazar la planta generadora de electricidad es sustancial, puesto que dependerá netamente de la radiación que tenga la zona para la cantidad de paneles a usar y por lo tanto, la generación que se alcance. En comparación la radiación anual en la zona a producir hidrógeno (Región Metropolitana), es de 5,44 [$kW h/m^2/día$], versus 7,71 [$kW h/m^2/día$] en la región de Antofagasta, implicando directamente un aumento sustancial en la superficie necesaria para producir los 1,5 [MW] requeridos por la planta, lo que comprometería elevar los costos asociados a la PFV en su CAPEX. Por otro lado, tener la planta fotovoltaica en otra región, implica el gasto de transmisión de electricidad, por el uso de las líneas del SEN, impactando entonces en el OPEX del proyecto.

El mercado de electrolizadores PEM se encuentra con una alta gama de equipos, lo cual lo vuelve mucho más atractivo debido a que los stack traen incorporados las plantas de tratamiento de agua, bomba impulsora y calentador, lo que implica directamente en ahorro de ingeniería conceptual y costos de inversión, lo que también conlleva a una mejor eficiencia del sistema, puesto que están diseñadas para trabajar en conjunto. Es importante en esta sección asegurarse de no sobreestimar el equipo PEM para la demanda a producir, puesto que bajaría la eficiencia del equipo al no estar trabajando en condiciones adecuadas.

El ciclo de compresión a 450 [bar] alcanzan un 66,27 [%] de eficiencia, mostrándose atractivo para la dispensación y seguridad que promueve a la hidrogenera y usuarios. En tanto el ciclo de compresión a 200 [bar], tiene una eficiencia elevada en comparación al anterior, siendo 83,8 [%], mostrándose competitiva frente a esta. Finalmente, la eficiencia no es lo único que se debe considerar para elegir uno u otro sistema, pues la cantidad de componentes que se requieren en una u la otra implican costos, espacio y mantención, puntos que elevan los costos de operación del proyecto.

Los circuitos de refrigeración muestran que logran llevar las temperaturas a los valores requeridos, pero las áreas de intercambio (en ambos circuitos) son bajas, lo cual se traduce en componentes difíciles de conseguir o hacer. Esto se debe a que la transferencia de calor de un líquido a un gas es baja por la naturaleza dispersa y poco másica del gas. Esto podría mejorar probando intercambiadores de gas-gas, utilizando, por ejemplo, aire como refrigerante.

Se identifica la importancia de ubicar a la planta generadora de hidrógeno en una zona con buen acceso al agua, debido a que consume un gran volumen y a pesar de que los costos asociados a ella son bajos (2 – 4 %), esta se vuelve indispensable para el funcionamiento del sistema, y la calidad de esta, impacta directamente en los equipos, elevando costos por mantención y vida útil de estos.

Según los costos asociados al almacenamiento, representan un 11 % del total de la planta, el cual puede variar según la presión a la cual se quiere almacenar y tipo de almacenamiento para ello, mostrando que almacenar a mayor presión en esta configuración, implica mayor costo, siendo un 28 % más costosa la alternativa de almacenar 2 mil [kg/año] de H_2 a 450 [bar] respecto al ítem de almacenamiento.

La estación de dispensado de hidrógeno resulta ser el 22 % de los costos totales, lo cual podría justificarse por el nivel de complejidad en la tecnología, y lo joven que se encuentra el uso de éstas en el mercado. El nivel de seguridad en sus sistemas de control y lo rápidas que deben ser implica los esfuerzos en la ingeniería que se ven reflejados en los costos. Por otro lado, puede que estos valores se encuentren inflados, ya que el informe de donde se sacan los valores económicos no especifica en detalle las instalaciones (obras civiles, depósitos de almacenamiento, etc), siendo entonces, éste un valor máximo para las hidrogeneras.

Del OPEX, la mantención representa el 50 %, siendo elevado el valor a causa del deterioro de materiales por el trabajo con agua y la alta pureza que esta debe alcanzar para que los equipos trabajen óptimamente. Por otro lado, la transmisión eléctrica representa el 25 % del gasto, lo cual podría evitarse generando en el mismo lugar de la generación de hidrógeno, es

decir, de uso directo, así se ahorra el pago de uso de líneas de transmisión.

Como alternativa a estos costos asociados en el CAPEX y OPEX a la planta FV, se podría prescindir de ella, y pagar por la electricidad consumida al operador local, ahorrando así en el CAPEX y asumir los costos en OPEX, amortizando así la inversión con el paso de los años.

Finalmente, el indicador LCOH deseable se encuentra entre 5 y 20 [usd/kg] de hidrógeno, muy por debajo del precio que se obtiene en este estudio (60 [usd/kg]). Por lo tanto, surge la necesidad de minimizar el CAPEX y OPEX y maximizar la producción de hidrógeno y así poder amortizar y disminuir el Costo de Nivelación del Hidrógeno.

Por lo tanto, con esto en mente, la configuración de compresión en 2 etapas (200 [bar]) se muestra como la preferible en términos económicos y de eficiencia energética con respecto a la alternativa de 3 etapas de compresión.

Capítulo 7

Conclusiones

Actividad

- Rubro de mensajería y paquetería cumple con ser una actividad que dependa del uso de vehículos
- La demanda energética es determinada en función de los kilómetros recorridos y velocidad promedio de la región a estudiar, la cual es cuantificable para producir hidrógeno
- El estudio representa una buena muestra, debido a que corresponde al 12 % del total de una gran flota de vehículos, lo cual puede ser expansible a más vehículos y o empresas

Tecnologías

- Se evalúan las diferentes tecnologías en el mercado para la producción de hidrógeno, ajustándose a escenarios futuros y ya estudiados
- Se selecciona la tecnología PEM por sobre las otras basado en la demanda y capacidad del proyecto
- Se elige la generación fotovoltaica debido al gran potencial de recurso solar en el país
- La compresión del gas se modela por medio de un proceso politrópico por etapas y refrigeración intermedia, asemejándose a un proceso real y disminuir el trabajo en los compresores

Dimensionamiento de plantas

- El nivel de demanda de hidrógeno está por debajo de la producción de equipos de 1 [MW] PEM, pero por sobre los de 0,5 [MW]. Por lo tanto, se espera una baja eficiencia de los stacks seleccionados
- Se muestran 2 alternativas para el almacenamiento del hidrógeno, utilizando compresión en diferente número de etapas y presiones, mostrándose como una alternativa superior la compresión a 200 [bar], debido a su alta eficiencia en el proceso (84 % versus 66 %)
- Los estanques de almacenamiento de 200 [bar] son ventajosos por la versatilidad que representan, debido a que son stackeables y transportables, versus el estanque estacionario de 450 [bar]

- El uso del agua de reposición en refrigeración es similar al agua de suministro, por lo tanto podría aprovecharse el calor residual para calentar otros procesos de la empresa o utilizar otros métodos de refrigeración, que disminuyan la evaporación del agua refrigerante

Costos

- El CAPEX define, en su mayoría, el costo de producción y venta del hidrógeno
- Para optimizar el LCOH se requiere trabajar a la máxima capacidad de producción
- El costo de traslado de la energía constituye un alto porcentaje del OPEX, por esto es deseable minimizar la distancia entre la producción y el uso de la electricidad
- La estimación de costos requiere precisión para conocer el potencial real del proyecto
- La falta de proyectos realizados en el país dificulta aproximaciones más precisas

Bibliografía

- [1] Linares Hurtado, J. and Moratilla Soria, B. (2007). El Hidrogeno Y La Energia. Madrid: Asociacion Nacional de Ingenieros del ICAI.
- [2] Vásquez, R. and Salinas, F. (2018). Tecnologías Del Hidrógeno Y Perspectivas Para Chile. 1st ed. Santiago de Chile.
- [3] Ministerio de energía. (2020). Estrategia nacional de hidrógeno verde. Recuperado el 10 de abril de 2022, de <https://energia.gob.cl/h2/Estrategia>
- [4] Pineda Erice, D. (2009). Evaluación Técnico Económica De Una Planta De Producción De Hidrógeno Mediante Electrólisis De Agua De Agua Utilizando Energía Producida Con Celdas Fotovoltaicas De Alta Eficiencia. Ingeniero civil químico. Universidad de Chile.
- [5] Jiménez Saéz, F. (2020). Evaluación Técnica Y Económica Del Uso De Hidrógeno Verde En Aplicaciones Para La Industria Y Desplazamiento De Combustible Fósil. Ingeniero civil eléctrico. Universidad de Chile.
- [6] Kaşka, Ö., Yılmaz, C., Bor, O. and Tokgöz, N. (2018). The performance assessment of a combined organic Rankine-vapor compression refrigeration cycle aided hydrogen liquefaction. International Journal of Hydrogen Energy, 43(44), pp.20192-20202.
- [7] Cancino, R. (2021). Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile. Universidad de Chile .
- [8] Gupta, A. (2017). Hydrogen storage, distribution and cleaning study in collaboration with AGA AB.
- [9] BMW. (2021, septiembre 24). Fundamentos de los coches de hidrógeno. Recuperado el 10 de abril de 2022, de BMW website: <https://www.bmw.com/es/innovation/coches-de-hidrogeno-asi-funcionan.html>
- [10] Plataforma de Electromovilidad. (s/f). Gob.cl. Recuperado el 11 de mayo de 2022, de <https://energia.gob.cl/electromovilidad>
- [11] HYDROGEN DISPENSER - Houpu. (s/f). Recuperado el 20 de abril de 2022, de Hqhp-en.com website: https://hqhp-en.com/product/hydrogen_dispenser
- [12] H2Chile. Seguridad del hidrógeno. (s/f). Recuperado el 10 de mayo de 2022, de <https://h2chile.cl/seguridad-del-hidrogeno/>
- [13] GIZ y Ministerio de Energía. (2021). Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. GIZ y Ministerio de Energía.
- [14] Empresa de los Ferrocarriles del Estado y Filiales. (2019). Reporte de sostenibilidad 2019. Recuperado el 10 de abril de 2022, de www.efc.cl

- [15] Chilexpress. (2020). Sostenibilidad Informe de avance 2020. Recuperado el 7 de marzo de 2022, de <https://www.chilexpress.cl/reportes-sostenibilidad>
- [16] Correos Chile. (2020). Reporte integrado 2019. Recuperado el 10 de abril de 2022, de <https://www.correos.cl/correo-sostenible>
- [17] Kaufmann. (s. f.). VITO 111. Recuperado el 9 de marzo de 2022, de <https://www.kaufmann.cl/vans/vito>
- [18] Tiempos de viaje. (s. f.). transporteinforma. Recuperado 9 de marzo de 2022, de <https://www.transporteinforma.cl/planifica-tu-viaje/tiempos-de-viaje/>
- [19] HYVIA: the new hydrogen path. (2021, julio 2). Hyvia. <https://www.hyvia.eu/en/>
- [20] Explorador solar. (s. f.). Minenergi.cl. Recuperado 8 de marzo de 2022, de <https://solar.minenergi.cl/inicio>
- [21] Ver Mapa del Sistema Interconectado Central - CDEC SIC. (s. f.). Sistema Interconectado Central. Recuperado 9 de marzo de 2022, de <https://sic.coordinador.cl/sobre-sic/sic/>
- [22] Farquharson, D. (2022, enero 10). Tier-1 Solar Panels List 2022 (updated). Bonus: Myths facts. Solar Analytica. <https://solaranalytica.com/tier-1-solar-panels>
- [23] NelHydrogen. (s/f). Containerized PEM Electrolyser. <https://nelhydrogen.com/product/m-series-containerized/>
- [24] Colozza, A. (2002). Hydrogen storage for aircraft applications overview.
- [25] Air Storage Tank. (2017, septiembre 13). Recuperado el 21 de abril de 2022, de Industrial Autoclave, Storage Tank, Dished Head, Pressure Vessel website: <https://www.industrialautoclaves.com/product/air-storage-tank/>
- [26] Hidrógeno. (s/f). Recuperado el 20 de abril de 2022, de Infogases.com website: <https://infogases.com/gases-industriales/hidrogeno>
- [27] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2007). Guía técnica de torres de refrigeración.
- [28] Frederick, R., Pérez, I. (2017). Leyes de escalamiento de costos en centrales solares térmicas y plantas de desalinización.
- [29] GIZ, ARIEMA, Energía y Medioambiente S.I., TCI Geocomp SpA. (2021). Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad GNA.
- [30] GIZ, ARIEMA, Energía y Medioambiente S.I., TCI Geocomp SpA. (2021). Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad Espinos S.A..
- [31] GIZ, ARIEMA, Energía y Medioambiente S.I., TCI Geocomp SpA. (2021). Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para las entidades Aguas CAP y Energías de la Patagonia y Aysén SpA.
- [32] Superintendencia de Servicios Sanitarios, Gobierno de Chile. (2018). Informe de gestión del sector sanitario.

Anexos

Anexo A

A.1. Curva de operación Torre de enfriamiento 200 [bar]

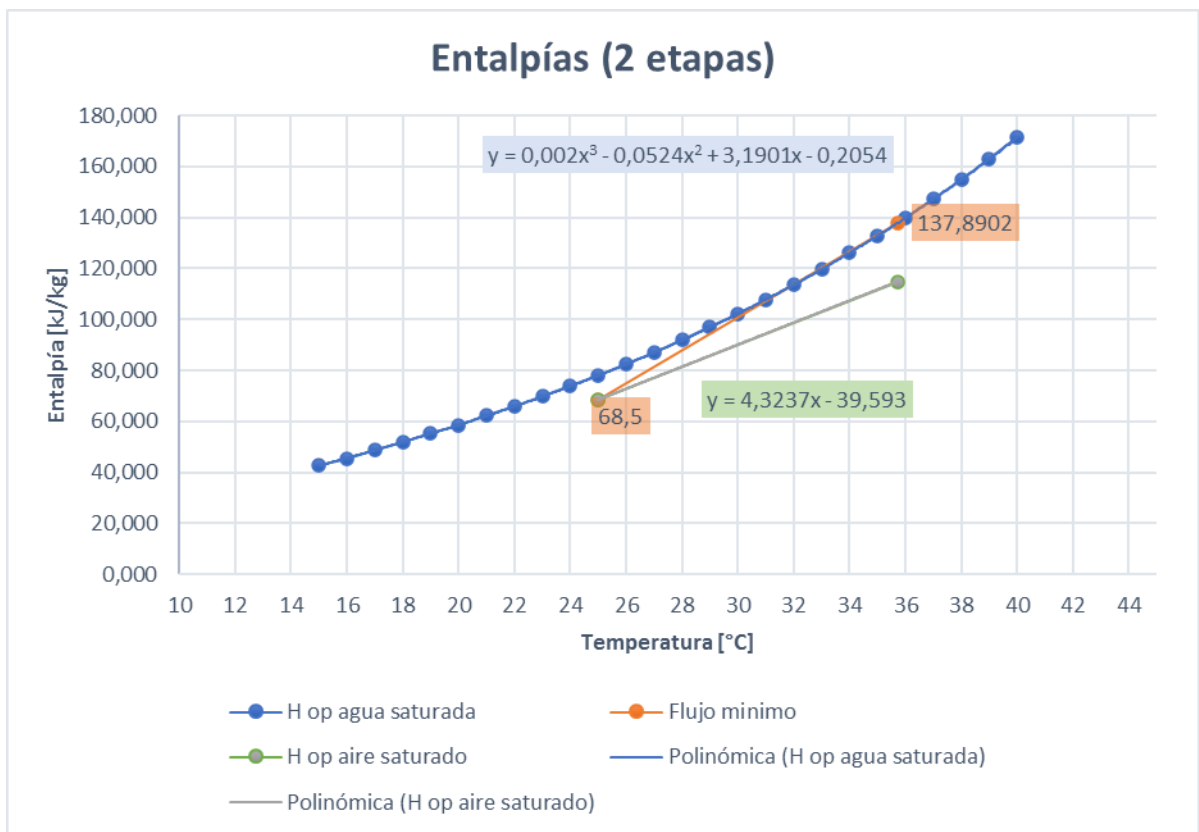


Figura A.1: Curva de operación de torre de enfriamiento para circuito de 2 etapas

A.2. Curva de operación Torre de enfriamiento 450 [bar]

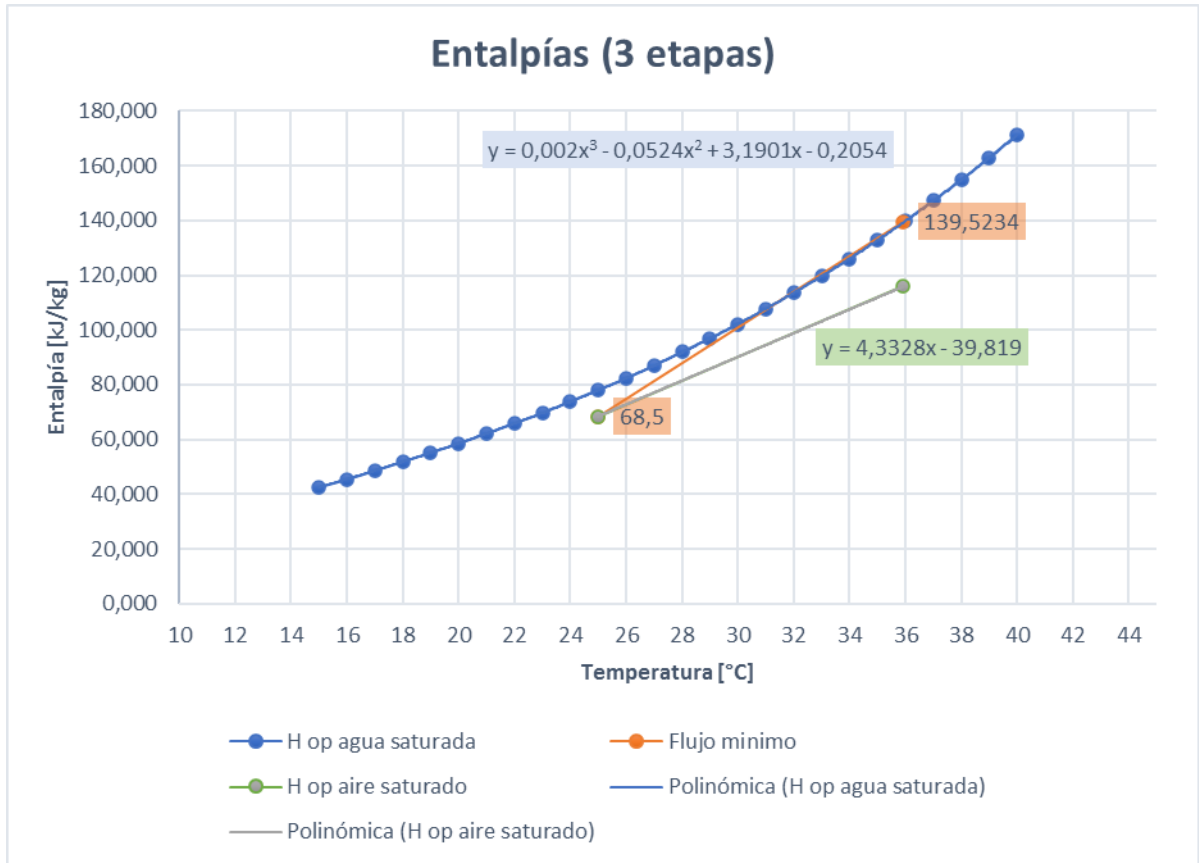


Figura A.2: Curva de operación de torre de enfriamiento para circuito de 3 etapas

Anexo B

B.1. Código EES compresión 200 [bar]

COMPRESIÓN_2ETAPAS

Ciclo de compresión en 2 etapas

$$T_e = 298,2 \quad (\text{B.1})$$

$$P_e = 100 \quad (\text{B.2})$$

$$P_s = 20000 \quad (\text{B.3})$$

$$cp = \times (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_e) \quad (\text{B.4})$$

$$cv = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_e) \quad (\text{B.5})$$

$$k = cp/cv \quad (\text{B.6})$$

$$n \cdot (k - 1) = 0,9 \cdot k \cdot (n - 1) \quad (\text{B.7})$$

$$T_s = T_e \cdot r^{\frac{n-1}{n}} \quad (\text{B.8})$$

Factor de compresibilidad z

$$Z1 = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_e) \quad (\text{B.9})$$

$$Z2 = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_{s1}) \quad (\text{B.10})$$

$$Z3 = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_s) \quad (\text{B.11})$$

$$R_{gas} = 4,124 \text{ kPam}^3/\text{kgK} \quad (\text{B.12})$$

Compresor 1

$$r = P_{s1}/P_e \quad (\text{B.13})$$

$$h_{e1} = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_e) \quad (\text{B.14})$$

$$h_{s1} = (\text{FHydrogen}; T = T_s; P = P_{s1}) \quad (\text{B.15})$$

$$s_{e1} = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_e) \quad (\text{B.16})$$

$$s_{s1} = (\text{FHydrogen}; T = T_s; P = P_{s1}) \quad (\text{B.17})$$

$$\rho_{e1} = \frac{P_e}{Z1 \cdot R_{gas} \cdot T_e} \quad (B.18)$$

$$\rho_{s1} = \frac{P_{s1}}{Z1 \cdot R_{gas} \cdot T_s} \quad (B.19)$$

Compresor 2

$$r = P_s/P_{s1} \quad (B.20)$$

$$h_{e2} = (F_{Hydrogen}; T = T_e; P = P_{s1}) \quad (B.21)$$

$$h_{s2} = (F_{Hydrogen}; T = T_s; P = P_s) \quad (B.22)$$

$$s_{e2} = (F_{Hydrogen}; T = T_e; P = P_{s1}) \quad (B.23)$$

$$s_{s2} = (F_{Hydrogen}; T = T_s; P = P_s) \quad (B.24)$$

$$\rho_{e2} = \frac{P_{s1}}{Z2 \cdot R_{gas} \cdot T_e} \quad (B.25)$$

$$\rho_{s2} = \frac{P_s}{Z2 \cdot R_{gas} \cdot T_s} \quad (B.26)$$

Potencia de compresores en cada etapa usando entalpia

$$caudal = 0,0102 \text{ [kg/s]} \quad (B.27)$$

$$n_p = 0,8 \quad (B.28)$$

$$w_{1h} = Z1 \cdot caudal \cdot (h_{e1} - h_{s1}) \quad (B.29)$$

$$w_{2h} = Z2 \cdot caudal \cdot (h_{e2} - h_{s2}) \quad (B.30)$$

Potencia total

$$W_t = (w_{1h} + w_{2h}) \quad (B.31)$$

$$ef_c = h_{s2} \cdot caudal/W_t \quad (B.32)$$

Compresión para salida de servicio

$$P_{ss} = 35000 \quad (B.33)$$

$$r_s = P_{ss}/P_s \quad (B.34)$$

$$T_{ss} = T_e \cdot r_s^{\frac{n-1}{n}} \quad (B.35)$$

$$caudal_{almac} = 0,0007 \quad (B.36)$$

$$h_{es} = (F_{Hydrogen}; T = T_e; P = P_s) \quad (B.37)$$

$$h_{ss} = (F_{Hydrogen}; T = T_{ss}; P = P_{ss}) \quad (B.38)$$

$$s_{es} = (F_{Hydrogen}; T = T_e; P = P_s) \quad (B.39)$$

$$s_{ss} = (F_{Hydrogen}; T = T_{ss}; P = P_{ss}) \quad (B.40)$$

$$\rho_{es} = \frac{P_s}{Za \cdot R_{gas} \cdot T_e} \quad (B.41)$$

$$\rho_{ss} = \frac{P_{ss}}{Za \cdot R_{gas} \cdot T_{ss}} \quad (\text{B.42})$$

$$w_{ss} = (h_{es} - h_{ss}) \cdot \text{caudalalmac} \cdot Za \quad (\text{B.43})$$

$$cpss = \mathbf{x}(\text{FHydrogen}; T = T_{ss}; P = P_{ss}) \quad (\text{B.44})$$

$$ef_{cs} = h_{ss} \cdot \text{caudalalmac}/w_{ss} \quad (\text{B.45})$$

B.2. Código EES compresión 450 [bar]

COMPRESIÓN_3ETAPAS

Ciclo de compresión en 3 etapas

$$T_e = 298,2 \quad (\text{B.46})$$

$$P_e = 100 \quad (\text{B.47})$$

$$P_s = 45000 \quad (\text{B.48})$$

$$cp = \text{X}(\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_e) \quad (\text{B.49})$$

$$cv = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_e) \quad (\text{B.50})$$

$$k = cp/cv \quad (\text{B.51})$$

$$n \cdot (k - 1) = 0,9 \cdot k \cdot (n - 1) \quad (\text{B.52})$$

$$T_s = T_e \cdot r^{\frac{n-1}{n}} \quad (\text{B.53})$$

Factor de compresibilidad z

$$Z_1 = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_e) \quad (\text{B.54})$$

$$Z_2 = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_{s1}) \quad (\text{B.55})$$

$$Z_3 = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_{s2}) \quad (\text{B.56})$$

$$R_{gas} = 4,124 \text{ kPam}^3/\text{kgK} \quad (\text{B.57})$$

Compresor 1

$$r = P_{s1}/P_e \quad (\text{B.58})$$

$$h_{e1} = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_e) \quad (\text{B.59})$$

$$h_{s1} = (\text{FHydrogen}; T = T_s; P = P_{s1}) \quad (\text{B.60})$$

$$s_{e1} = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_e) \quad (\text{B.61})$$

$$s_{s1} = (\text{FHydrogen}; T = T_s; P = P_{s1}) \quad (\text{B.62})$$

$$\rho_{e1} = \frac{P_e}{Z_1 \cdot R_{gas} \cdot T_e} \quad (\text{B.63})$$

$$\rho_{s1} = \frac{P_{s1}}{Z_1 \cdot R_{gas} \cdot T_s} \quad (\text{B.64})$$

Compresor 2

$$r = P_{s2}/P_{s1} \quad (\text{B.65})$$

$$h_{e2} = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_{s1}) \quad (\text{B.66})$$

$$h_{s2} = (\text{FHydrogen}; T = T_s; P = P_{s2}) \quad (\text{B.67})$$

$$s_{e2} = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_{s1}) \quad (\text{B.68})$$

$$s_{s2} = (\text{FHydrogen}; T = T_s; P = P_{s2}) \quad (\text{B.69})$$

$$\rho_{e2} = \frac{P_{s1}}{Z2 \cdot R_{gas} \cdot T_e} \quad (\text{B.70})$$

$$\rho_{s2} = \frac{P_{s2}}{Z2 \cdot R_{gas} \cdot T_s} \quad (\text{B.71})$$

Compresor 3

$$r = P_s/P_{s2} \quad (\text{B.72})$$

$$h_{e3} = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_{s2}) \quad (\text{B.73})$$

$$h_{s3} = (\text{FHydrogen}; T = T_s; P = P_s) \quad (\text{B.74})$$

$$s_{e3} = (\text{FHydrogen}; T = T_e; P = P_{s2}) \quad (\text{B.75})$$

$$s_{s3} = (\text{FHydrogen}; T = T_s; P = P_s) \quad (\text{B.76})$$

$$\rho_{e3} = \frac{P_{s2}}{Z3 \cdot R_{gas} \cdot T_e} \quad (\text{B.77})$$

$$\rho_{s3} = \frac{P_s}{Z3 \cdot R_{gas} \cdot T_s} \quad (\text{B.78})$$

Potencia de compresores en cada etapa usando entalpia

$$caudal = 0,0102 \text{ [kg/s]} \quad (\text{B.79})$$

$$n_p = 0,8 \quad (\text{B.80})$$

$$w_{1h} = Z1 \cdot caudal \cdot (h_{e1} - h_{s1}) \quad (\text{B.81})$$

$$w_{2h} = Z2 \cdot caudal \cdot (h_{e2} - h_{s2}) \quad (\text{B.82})$$

$$w_{3h} = Z3 \cdot caudal \cdot (h_{e3} - h_{s3}) \quad (\text{B.83})$$

Potencia total

$$W_t = (w_{1h} + w_{2h} + w_{3h}) \quad (\text{B.84})$$

$$ef_c = h_{s3} \cdot caudal/W_t \quad (\text{B.85})$$