



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

APLICACIONES DOMICILIARIAS DEL HIDRÓGENO VERDE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA

TAMARA BELÉN CRISTI LARA

PROFESOR GUÍA:
Ramón Frederick González

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
Mónica Zamora Zapata
Álvaro Valencia Musalem

SANTIAGO DE CHILE
2024

APLICACIONES DOMICILIARIAS DEL HIDRÓGENO VERDE

El hidrógeno presenta la ventaja de ofrecer una mayor eficiencia energética gracias a su alto poder calorífico gravimétrico, donde 1 kg de hidrógeno contiene tres veces más energía que 1 kg de gasolina. Esto permite su utilización en celdas de combustible para generar electricidad con un rendimiento superior y si se considera la utilización de hidrógeno verde se evitan las emisiones de gases de efecto invernadero. La producción local de hidrógeno representa una fuente de energía que puede almacenarse a largo plazo y utilizarse de manera eficaz, lo que, a su vez, contribuye de manera significativa a la seguridad energética.

Por esto que se plantea como objetivo la proyección de un sistema de generación energético mixto mediante el uso de hidrógeno verde y energías renovables, para aplicaciones domiciliarias. El diseño contempla la etapa de producción del hidrógeno y electricidad mediante celdas de combustible y paneles solares fotovoltaicos.

Tras analizar el consumo de energía en Chile, se identifica que la electricidad y el gas licuado de petróleo son las principales fuentes de energía residencial. Para abordar la necesidad de estabilidad eléctrica, se estudia la demanda energética y la disponibilidad de recursos en distintas zonas. Como resultado, se determina que la planta de hidrógeno se ubicará en las cercanías de Vicuña, región de Coquimbo, para abastecer el consumo eléctrico de un condominio de 15 viviendas.

Para la generación de electricidad, se opta por utilizar una celda de combustible PEM específicamente el modelo PM 400 Stack Module 240 de la marca Protón Motor. De igual forma se selecciona un electrolizador de tipo PEM, modelo Silyzer 300 de Siemens para producir el hidrógeno necesario.

El hidrógeno se debe acondicionar para su ingreso a las celdas de combustible. Este sistema consta de dos partes, primero una compresión de dos etapas con refrigeración intermedia, lo que permite almacenar el hidrógeno durante el proceso de generación y segundo el acondicionamiento para el suministro de hidrógeno a las celdas de combustible, que incluye válvula y refrigeración. También considera un sistema similar para el almacenamiento del oxígeno, un subproducto del proceso, destinado para uso hospitalario. El diseño global incluye otros elementos como bombas, intercambiadores de calor y estanques para el agua, teniendo en cuenta la recirculación del agua generada por la celda.

Finalmente, se estiman el CAPEX y OPEX y con ello, se calcula el costo nivelado del hidrógeno y la energía, analizando la viabilidad de la proyección de un sistema de generación mixta de hidrógeno verde y energía fotovoltaica para uso domiciliario.

Dedicada a mi mamá, papá y tía María.

*"Tu vida esta dondequiera que estés,
te guste o no."*

Tío Iroh, El Avatar

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Antecedentes generales	1
1.2. Motivación	1
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivos específicos	2
1.4. Alcances	3
2. Antecedentes	4
2.1. Producción de hidrógeno verde	4
2.1.1. Termólisis	4
2.1.2. Electrólisis	5
2.1.2.1. Alcalinos	5
2.1.2.2. Membrana de intercambio protónico (PEM)	6
2.1.2.3. Membrana de estado sólido (SOE)	6
2.2. Energías renovables no convencionales	6
2.2.1. Energía de la biomasa	6
2.2.2. Energía hidráulica	7
2.2.3. Energía geotérmica	7
2.2.4. Energía solar	8
2.2.5. Energía eólica	9
2.2.6. Energía mareomotriz	9
2.3. Almacenamiento del hidrógeno	9
2.3.1. Compresión	10
2.3.2. Licuefacción	10
2.3.3. En sólidos	10
2.4. Distribución del hidrógeno	10
2.4.1. Tuberías	11
2.4.2. Contenedores	11
2.5. Aplicaciones del hidrógeno verde	11
2.5.1. Aplicaciones convencionales	12
2.5.1.1. Refinería de petróleo	12
2.5.1.2. Industria química	13
2.5.1.3. Industria metalúrgica	13
2.5.2. Aplicaciones de transporte	13
2.5.3. Aplicaciones estacionarias	14
2.5.3.1. Alcalina	15

2.5.3.2.	Membrana de intercambio protónico (PEM)	15
2.5.3.3.	Oxido Sólido (SOFC)	15
2.5.3.4.	Grandes consumidores	16
2.5.3.5.	Sistema eléctrico	16
2.5.3.6.	Energía de respaldo	16
2.5.4.	Aplicaciones móviles	17
2.5.5.	Uso del hidrógeno como gas	17
2.6.	Escenario en Chile	17
3.	Metodología	19
4.	Emplazamiento del proyecto	21
5.	Caracterización de la demanda	32
5.1.	Esquema conceptual de la planta	34
6.	Tecnología de celda de combustible a utilizar	36
7.	Método de producción de hidrógeno verde	42
7.1.	Electrolizador	43
7.2.	Acondicionamiento del hidrógeno para su uso	44
7.3.	Acondicionamiento del oxígeno para su aprovechamiento	54
7.4.	Acondicionamiento del agua de proceso	58
7.4.1.	Agua entrada electrolizador	58
7.4.2.	Agua salida celda de combustible	61
7.5.	Diagrama de flujo de la planta	63
8.	Dimensionamiento planta solar fotovoltaica	65
9.	Obtención y suministro de agua	69
10.	Costo nivelado de hidrógeno (LCOH) y energía (LCOE)	70
10.1.	CAPEX	70
10.2.	OPEX	72
11.	Discusión	74
12.	Conclusiones	76
	Bibliografía	78

Índice de Tablas

4.1.	Caudales promedios mensuales de los ríos de Coquimbo [m^3/s] [21].	22
4.2.	Coordenadas topográficas de las ubicaciones de interés.	23
4.3.	Área disponible y distancia a la ciudad más cercana.	24
5.1.	Estimación demanda eléctrica condominio en Coquimbo	34
6.1.	Características de los tipos de celdas de combustible [1].	37
6.2.	Comparación celdas de combustibles PEM	37
6.3.	Especificaciones técnicas de la celda de combustible Protón Motor PM 400 Stack Module 240 [29].	38
6.4.	Masas molares de los componentes presentes en la reacción de la celda de combustible.	40
6.5.	Proporción de consumo y flujo másico del oxígeno y agua en la celda de combustible.	40
6.6.	Consumo de hidrógeno, masa de hidrógeno y oxígeno demandada y masa de agua generada por la celda de combustible.	41
7.1.	Características de los tipos de electrolizador [1]	43
7.2.	Comparación electrolizadores PEM.	44
7.3.	Potencia utilizada, masa de agua demanda y masa de oxígeno generada por el electrolizador.	44
7.4.	Resultados del proceso iterativo en compresores del hidrógeno.	46
7.5.	Parámetros de operación compresores de hidrógeno	47
7.6.	Potencia requerida para la compresión del H ₂ por etapa y total.	47
7.7.	Especificaciones técnicas Compresor D Type Diaphragm Air Compressor de la marca Sollant [31].	48
7.8.	Parámetros de operación de refrigeración de H ₂ entre etapas de compresión	49
7.9.	Refrigeración del H ₂ entre etapas de compresión	49
7.10.	Coefficientes convectivos típicos del agua en intercambiadores de calor.	50
7.11.	Parámetros de operación de refrigeración de H ₂ después del compresor.	51
7.12.	Refrigeración del H ₂ después del compresor.	51
7.13.	Especificaciones técnicas Estanque Jumbo Hydrogen Cylinder 1050 L de la marca Sino Energy.	52
7.14.	Parámetros de operación válvula de expansión H ₂	53
7.15.	Parámetros de operación de refrigeración de H ₂ antes de la celda de combustible.	53
7.16.	Refrigeración del H ₂ antes de la celda de combustible.	53
7.17.	Resultados del proceso iterativo en compresores del oxígeno	54
7.18.	Parámetros de operación compresores de oxígeno	55
7.19.	Potencia requerida para la compresión del O ₂ por etapa y total.	55
7.20.	Parámetros de operación de refrigeración de O ₂ entre etapas de compresión.	56
7.21.	Refrigeración del O ₂ entre etapas de compresión	56

7.22.	Parámetros de operación de refrigeración de O ₂ después del compresor.	57
7.23.	Refrigeración del O ₂ después del compresor.	57
7.24.	Parámetros de operación bomba para agua de proceso	58
7.25.	Iteración para encontrar la temperatura de salida del agua de servicio	60
7.26.	Parámetros de operación de refrigeración para agua de proceso.	60
7.27.	Parámetros de operación válvula de expansión H_2O	61
7.28.	Parámetros de operación de refrigeración de H ₂ O para almacenamiento	62
7.29.	Refrigeración del H_2O para almacenamiento.	62
7.30.	Parámetros de operación bomba para agua de celda de combustible.	63
7.31.	Capacidad necesaria de los estanques y flujo por reponer.	63
8.1.	Demandas energéticas de la planta fotovoltaica	65
8.2.	Especificaciones técnicas panel solar 450 Watts Risen Mono Perc, Half Cells marca Risen Solar Technology [36].	66
8.3.	Número y disposición paneles fotovoltaicos.	67
8.4.	Especificaciones técnicas inversor Sungrow modelo SG1500UD [37].	68
9.1.	vigentes por servicios de agua potable y alcantarillado de Aguas de Valle S.A.	69
10.1.	Costos fijos de adquisición de equipos y componentes para el hidrógeno y la energía.	71
10.2.	Resultados CAPEX.	72
10.3.	Sueldos y cantidad de personal.	73
10.4.	Resultados OPEX fijo en [$USD/año$].	73
10.5.	Costo Nivelado de hidrógeno y energía.	73

Índice de Ilustraciones

2.1.	Diagrama del funcionamiento de la electrólisis [1].	5
2.2.	Proceso de generación de energía con biomasa agrícola y forestal [5].	7
2.3.	Proceso de generación de energía en una represa hidroeléctrica [6].	7
2.4.	Proceso de generación de energía de una central geotérmica [7].	8
2.5.	Proceso de generación de energía solar fotovoltaica.	8
2.6.	Proceso de concentración de energía solar CSP.	8
2.7.	Proceso de generación de energía eólica [8].	9
2.8.	Proceso de generación de energía mareomotriz [9].	9
2.9.	aplicaciones del hidrógeno presentes a nivel mundial [1].	12
2.10.	Diagrama del funcionamiento de la celda de combustible [16].	15
3.1.	Diagrama metodología planta de producción energética híbrida.	20
4.1.	Localidades según condición de aislamiento por región [20].	21
4.2.	Recurso solar región de Coquimbo [22]	22
4.3.	Potencial fotovoltaico región de Coquimbo [22].	23
4.4.	Vista general ubicaciones [23].	24
4.5.	Áreas estimadas de las ubicaciones [23].	25
4.6.	A) Ciclo anual de frecuencia de sombras, B) Ciclo diario de frecuencia de sombras de Río Hurtado [24].	26
4.7.	A) Ciclo anual de frecuencia de sombras, B) Ciclo diario de frecuencia de sombras de Vicuña [24].	26
4.8.	A) Ciclo anual de frecuencia de sombras, B) Ciclo diario de frecuencia de sombras de Paihuano [24].	27
4.9.	Radiación en Río Hurtado [24].	28
4.10.	Radiación en Vicuña [24].	28
4.11.	Radiación en Paihuano [24].	29
4.12.	A) Ciclo anual de frecuencia de nubosidad diurna, B) Ciclo diario de frecuencia de nubosidad de Río Hurtado [24].	30
4.13.	A) Ciclo anual de frecuencia de nubosidad diurna, B) Ciclo diario de frecuencia de nubosidad de Vicuña [24].	30
4.14.	A) Ciclo anual de frecuencia de nubosidad diurna, B) Ciclo diario de frecuencia de nubosidad de Paihuano [24].	31
5.1.	Matriz Energética Secundaria, año 2020 [26].	32
5.2.	Distribución del consumo final del sector residencial según fuente de energía [26].	33
5.3.	Esquema conceptual de la planta de producción de hidrógeno.	35
6.1.	Celda de combustible Protón Motor PM 400 Stack Module 240 [29].	38
7.1.	Celda de combustible Protón Motor PM 400 Stack Module 240 [30].	44
7.2.	compresor D Type Diaphragm Air Compressor Sollant [31].	48
7.3.	Estanque Jumbo Hydrogen Cylinder 1050 L Sino Energy [32].	52

7.4.	estanque Air Storage Tank 300 Taian STRENGTH Equipments [33].	57
7.5.	Bomba D/DG25-50x12 Deke [34].	59
7.6.	Diagrama de flujo.	64
8.1.	Panel fotovoltaico 450 Watts Risen Mono Perc, Half Cells Risen Solar Technology [36].	66
8.2.	inversor Sungrow modelo SG1500UD [37].	67

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes generales

El hidrógeno es el elemento más abundante en el planeta y además en su estado puro posee características energéticas excepcionales, sin embargo, no se encuentra puro en la naturaleza y debe ser producido o purificado a partir de otras materias primas, principalmente orgánicas, como el agua (H_2O), amoníaco (NH_3), hidrocarburos como el benceno (C_6H_6), entre otros. Este proceso suele poseer una alta demanda energética y necesita una cadena logística avanzada para su correcto almacenamiento y transporte, pero estos esfuerzos son justificables al considerar la gran cantidad de energía que se puede obtener del hidrógeno.

La Unión Europea clasifica el hidrógeno en tres categorías según su proceso de obtención. El hidrógeno se denomina negro o gris cuando su producción genera altas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), generalmente debido al uso de energía basada en hidrocarburos. Por otro lado, se le llama azul cuando las emisiones de GEI son bajas, lo que ocurre cuando se capturan y mitigan las emisiones durante el proceso, como en el caso de las tecnologías que emplean biomasa y capturan el CO_2 . Por último, se denomina verde al hidrógeno cuando su producción no genera emisiones de GEI, como sucede cuando se utiliza energía renovable como fuente primaria [1].

El hidrógeno verde, cuando se utiliza junto con procesos de almacenamiento y transporte igualmente respetuosos con el medio ambiente, puede dar lugar a un ciclo de vida completamente libre de emisiones de carbono. Además, tiene una amplia gama de aplicaciones. Puede ser quemado en un motor de combustión de manera individual o mezclado con combustibles convencionales. También puede ser empleado en celdas de combustible para generar electricidad, se puede utilizar como reactante para la creación de otros combustibles sintéticos, y encuentra aplicaciones en entornos residenciales, como calefacción y calderas, entre otras posibilidades [1].

1.2. Motivación

Existe una creciente necesidad de descarbonizar la matriz energética como una acción alineada con los Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS), propuesto por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) para poder mitigar y reducir el impacto del Calentamiento

Global indicado en el Panel Intergubernamental de Expertos en Cambio Climático (IPCC), donde el desarrollo de nuevas tecnologías y fuentes de energía renovable se vuelve de vital importancia para satisfacer la creciente demanda de energía.

El hidrógeno ofrece la ventaja de proporcionar una mayor eficiencia energética en las transformaciones de energía debido a su alto poder calorífico gravimétrico, que equivale a 33,33 kWh/kg (lo que significa que 1 kg de hidrógeno contiene tres veces más energía que 1 kg de gasolina). Además, tiene la capacidad de emitir muy pocas o ninguna emisión de gases de efecto invernadero (GEI) cuando se quema, ya que su combustión produce únicamente vapor de agua. La producción local de hidrógeno constituye un medio de energía que puede ser almacenado por largo tiempo y transformado eficientemente, lo que contribuiría a la seguridad energética [2].

El hidrógeno verde utiliza energías renovables que inciden en la baja producción de Gases de Efecto Invernadero (GEIs). El gran potencial de Chile en la producción de energías renovables, particularmente solar y eólica, permite que los costos de producción del Hidrógeno verde se proyecten como uno de los más bajos y competitivos a nivel mundial.

A nivel nacional el Ministerio de Energía está implementando la “Estrategia nacional de hidrógeno verde”, el cual es un plan que busca crear una serie de sistemas y conjunto de tecnologías que produzcan, transporten y utilicen hidrógeno generando una “economía basada en el hidrógeno”. La utilización del hidrógeno como medio de generación de energía permitiría una estabilización de los precios utilizados en transporte, electricidad, entre otros, disminuyendo la susceptibilidad de la economía del país a la fluctuación de los precios del diésel y del gas. Dadas estas razones es que se debe promover el estudio de nuevas implementaciones y tecnologías a base de hidrógeno verde en Chile [1].

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Proyectar un sistema de generación energético híbrido mediante el uso de hidrógeno verde y energías renovables para aplicaciones domiciliarias.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Seleccionar una ubicación geográfica para un condominio de 15 viviendas.
2. En función de la ubicación, proponer una solución conceptual para el suministro de energía del condominio.
3. Especificar y elegir los componentes principales del sistema de abastecimiento de energía: celda de combustible y electrolizador
4. Dimensionar los componentes secundarios del sistema: Suministro de agua, almacenamiento y distribución de hidrógeno.

5. Dimensionar la planta fotovoltaica para energizar el condominio y la planta de hidrógeno.
6. Definir el uso del oxígeno generado durante el proceso.
7. Estimar los costos nivelados de hidrógeno y de energía obtenidos en el proyecto.

1.4. Alcances

Los alcances del estudio son:

- Generación propia del hidrógeno, descartando la compra. Junto con la utilización de tecnología de generación de hidrógeno madura a nivel mundial.
- Para el proceso de producción de hidrógeno se contempla solo el método de electrólisis.
- La fuente renovable a utilizar se restringe a la energía solar fotovoltaica.
- El proyecto se desarrolla hasta obtener un dimensionamiento de la aplicación final, el método de producción de hidrógeno y oxígeno, el sistema de almacenamiento, junto con el abastecimiento de energías renovables y agua.
- Se contempla solo el almacenamiento del oxígeno, no su distribución y comercialización.
- No se estudia la implementación de cambios en los sistemas energéticos al interior de las viviendas.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Producción de hidrógeno verde

El hidrógeno puede obtenerse de diversas maneras, algunas más eficientes que otras, un factor importante para que el hidrógeno se ajuste a un modelo de energía limpia es que el ciclo completo del mencionado gas sea libre de carbono, para esto es fundamental obtenerlo a través de fuentes energéticas con bajas o nulas emisiones de gases de efecto invernadero u otros desechos contaminantes.

A continuación, se clasifican los diferentes procesos [1]:

- Termoquímicos: Usan calor y reacciones químicas para obtener el hidrógeno de combustibles convencionales o biomasa.
- Electrolíticos: El agua (H_2O) se disocia en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) usando electricidad.
- Biológicos: Microorganismos, tales como bacterias y algas pueden generar hidrógeno por medio de procesos biológicos propios.

Dentro de esta clasificación existen procesos que solo utilizan agua como materia prima para extraer hidrógeno, para esto es necesario separar las moléculas de agua, para lo cual se requiere aportarle energía a la molécula, dicha energía puede agregarse en forma de calor o electricidad.

2.1.1. Termólisis

La termólisis es el proceso en el cual se eleva lo suficiente la temperatura de la molécula de agua como para romper sus enlaces separando así el hidrógeno del oxígeno, esto se logra sobre los 2.500° C de temperatura.

El procedimiento consiste en poner en contacto agua con una superficie a alta temperatura para que absorba una gran cantidad de energía calórica, de este modo se logra separar la molécula en los elementos que la componen, sin embargo, se debe tener la precaución de extraer rápidamente los gases resultantes debido a que esta reacción es reversible por lo tanto el oxígeno y el hidrógeno podrían recombinarse en agua liberando mucha energía llegando

incluso a ser una reacción explosiva.

2.1.2. Electrólisis

La electrólisis es un proceso electroquímico que consiste en someter a las moléculas de agua a un campo eléctrico externo mayor que el campo eléctrico interno de la molécula, logrando así separar la molécula obteniendo hidrógeno y oxígeno.

Para llevar a cabo el proceso se sumergen 2 electrodos, sometidos a una diferencia de potencial eléctrico, en una solución acuosa, tal y como se observa en la figura 2.1, de esta manera los electrodos provocan un campo eléctrico suficientemente fuerte como para separar en iones O^- y H^+ los elementos presentes en las moléculas de agua, los cuales se combinan generando gases O_2 y H_2 [1].

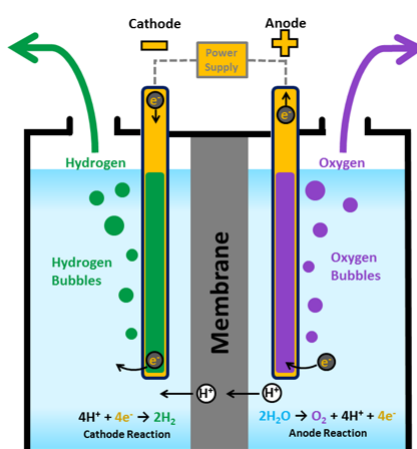


Figura 2.1: Diagrama del funcionamiento de la electrólisis [1].

El proceso requiere de la implementación de un separador o membrana para evitar la recombinación del oxígeno e hidrógeno (combustión), teniendo una resistencia eléctrica que evite que los electrodos sean cortocircuitados. No obstante, el separador debe tener una alta conductividad iónica, además de una gran estabilidad física y química, tal como se ve en la Figura 2.1.

Actualmente existen tres tipos de electrolizadores, que difieren principalmente en el electrolito utilizado.

2.1.2.1. Alcalinos

Estos electrolizadores Utilizan un líquido electrolítico de solución acuosa de hidróxidos de potasio (KOH) o hidróxido de sodio ($NaOH$), del orden de 20-40 % en peso. El ánodo se hace generalmente de níquel, de acero recubierto de níquel o cobalto, mientras que el cátodo está hecho de acero activado por un recubrimiento con diferentes catalizadores, también se utiliza níquel activado con platino. La distancia entre el ánodo y el cátodo es de unos 5 mm en electrolizadores convencionales. Se aplica una corriente continua (CC) a los electrodos, produciendo hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo. El gas hidrógeno evoluciona

desde el cátodo, donde el agua es reducida cediendo aniones hidróxido (OH^-), que circulan a través del separador al ánodo, dentro del campo eléctrico establecido por una fuente de alimentación externa. Los aniones hidróxido se recombinan en la superficie del ánodo para producir oxígeno [3].

2.1.2.2. Membrana de intercambio protónico (PEM)

El electrolizador utiliza como electrolito una membrana polimérica sólida con carácter ácido, la cual es responsable del intercambio de protones de hidrógeno (H^+), generalmente está compuesta de grupos funcionales del ácido sulfónico ($-SO_3H$).

Se aplica una corriente continua (CC) a los electrodos, produciendo hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo. En el ánodo, el agua se oxida para producir oxígeno, electrones y protones (H^+). Los protones circulan a través de la membrana hacia el cátodo donde se reducen cerrando el circuito y producen hidrógeno [3].

2.1.2.3. Membrana de estado sólido (SOE)

En esta tecnología el agua se encuentra en estado de vapor a alta temperatura, se utiliza como electrolito una membrana sólida cerámica, la cual exhibe buena conductividad iónica.

Se aplica una corriente continua (CC) a los electrodos, produciendo hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo. En el cátodo, el agua se reduce para producir hidrógeno. Por la acción del campo eléctrico aplicado, los aniones de oxígeno (O_2^-) generados en el cátodo pasan a través del electrolito sólido al ánodo, donde se recombinan formando oxígeno y liberando electrones hacia el circuito exterior [3].

Es evidente que estos procesos no involucran producción de gases de efecto invernadero ni emisiones contaminantes indeseadas, de hecho, el único subproducto generado es oxígeno gaseoso el cual puede ser aprovechado para distintos usos, desde la industria química, como insumo para procesos, hasta la optimización de procesos de combustión. Sin embargo, estos procesos requieren energía secundaria para su funcionamiento, ya sea térmica o eléctrica, que es abastecida por fuentes de energía primaria renovables.

2.2. Energías renovables no convencionales

La Energía Renovable (ER) es aquella cuyo proceso de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consume ni se agota en una escala humana. Dicho proceso de aprovechamiento recae sobre los recursos inagotables de la naturaleza [4]. Las energías incluidas como medio de generación renovables no convencionales son:

2.2.1. Energía de la biomasa

Es la energía o producción de biocombustibles como biodiesel, bioetanol, biobutanol, biogas, entre otros, que se puede obtener de los compuestos orgánicos formados en procesos naturales.

La energía de la biomasa se puede conseguir fundamentalmente estableciendo determina-

dos cultivos vegetales que puedan transformarse posteriormente en energía (biomasa cosechable), aprovechando residuos forestales, agrícolas y domésticos, transformándolos en combustible (biomasa residual), o transformando química o biológicamente ciertas especies vegetales para convertirlas también en combustible (metanol y etanol) [5].



Figura 2.2: Proceso de generación de energía con biomasa agrícola y forestal [5].

2.2.2. Energía hidráulica

Esta corresponde a la energía que se obtiene a partir de la transformación de la energía potencial y cinética del agua para movilizar turbinas que alimentan a equipos generadores para producir electricidad.

La corriente de agua puede ser modulada por las compuertas de una presa situada en un río. La cantidad de energía que produce puede ser regulada según la altura desde la que caiga el agua o el caudal de la misma. Al elevar las compuertas, el agua cae sobre las aspas de la turbina y la hace girar. A su vez, las turbinas están conectadas con un alternador o generador eléctrico que permite que se genere electricidad [6].

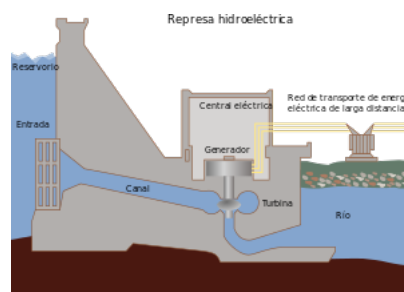


Figura 2.3: Proceso de generación de energía en una represa hidroeléctrica [6].

2.2.3. Energía geotérmica

Es aquella que se obtiene mediante el aprovechamiento del calor interno de la Tierra. Esta viene del calor de la roca fundida, o magma, que se encuentra en las profundidades de la Tierra y que sube a través de las grietas de la corteza terrestre. Si se perforan unos

tres kilómetros de profundidad, se encuentran zonas en que las rocas alcanzan los 200°C de temperatura, suficiente para alimentar una central geotérmica [7].

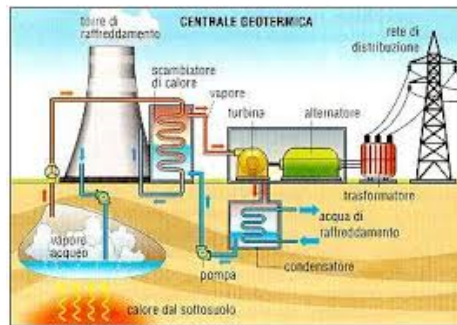


Figura 2.4: Proceso de generación de energía de una central geotérmica [7].

2.2.4. Energía solar

Energía eléctrica producida a partir del aprovechamiento de la radiación solar. Dentro de esta energía se puede encontrar la energía fotovoltaica, la cual utiliza paneles fotovoltaicos (PV) para transformar la radiación solar en electricidad, y la energía de concentración solar (CSP), la cual consiste en dirigir todos los rayos solares que inciden en un reflectante sobre una superficie más pequeña, calentando un fluido térmico que se utiliza para generar vapor y utilizándolo para mover turbinas de generación [2].

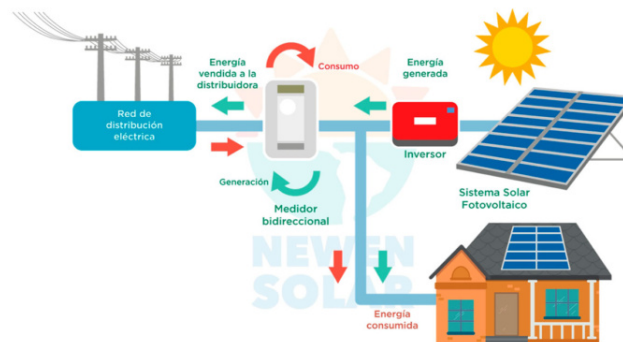


Figura 2.5: Proceso de generación de energía solar fotovoltaica.

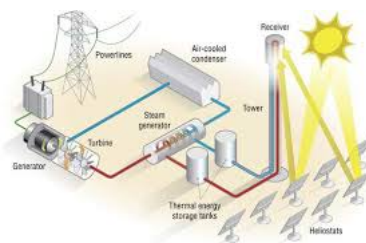


Figura 2.6: Proceso de concentración de energía solar CSP.

2.2.5. Energía eólica

Es aquella que se obtiene a partir de la fuerza del viento. A través de un aerogenerador que transforma la energía cinética de las corrientes de aire en energía eléctrica. El proceso de extracción se realiza principalmente gracias al rotor, que transforma la energía cinética en energía mecánica, y al generador, que transforma dicha energía mecánica en eléctrica [8].

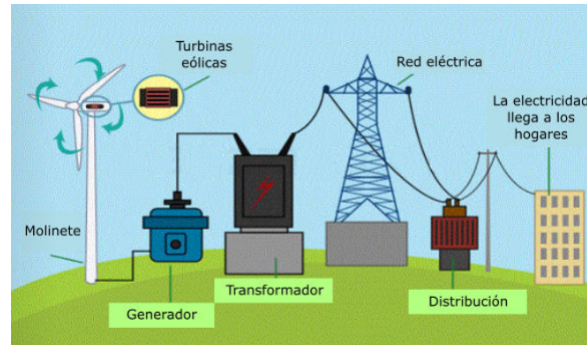


Figura 2.7: Proceso de generación de energía eólica [8].

2.2.6. Energía mareomotriz

Se produce gracias al movimiento generado por las mareas, esta energía es aprovechada por turbinas, las cuales a su vez mueven la mecánica de un alternador que genera energía eléctrica, finalmente este último está conectado con una central en tierra que distribuye la energía hacia la comunidad y las industrias [9].

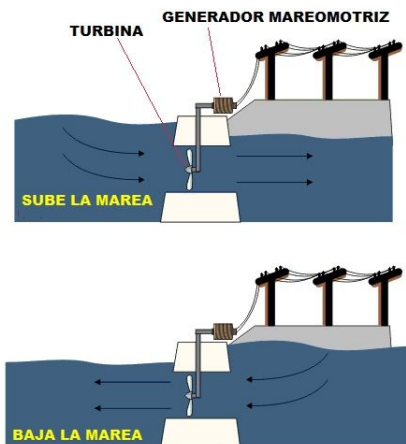


Figura 2.8: Proceso de generación de energía mareomotriz [9].

2.3. Almacenamiento del hidrógeno

La principal dificultad para el uso generalizado de hidrógeno es el almacenamiento, dado que este es muy ligero y necesita mucho espacio para ser almacenado o transportado en forma de gas [10].

A continuación, se brinda un resumen de los principales y más populares métodos.

2.3.1. Compresión

Debido a la baja densidad del hidrógeno gaseoso se requieren tanques de gran volumen para su almacenamiento, pudiéndose almacenar una menor cantidad de masa en comparación a gases más densos, es por esto que es deseable comprimir el gas de modo de poder almacenar mayor cantidad de hidrógeno en el mismo volumen. Para llevar a cabo la compresión se utilizan equipos compresores especialmente diseñados para hidrógeno, esta compresión se realiza de manera adiabática [11].

2.3.2. Licuefacción

Consiste en extraer calor al gas en múltiples etapas acompañadas de etapas de compresión, de este modo se alcanza el estado líquido. En el caso del hidrógeno se realiza primero una etapa de refrigeración con propano, luego un proceso de expansión multietapa con nitrógeno y por último un proceso de compresión-expansión multietapa con helio hasta alcanzar el punto en el cual el hidrógeno se vuelve líquido y bastante más denso, por lo tanto, se puede almacenar en el mismo volumen una mayor cantidad de masa [11].

2.3.3. En sólidos

En comparación con el almacenamiento de gases y líquidos, el beneficio del almacenamiento del hidrógeno en materiales sólidos reside en su potencial de menor volumen, menor presión, mayor eficiencia energética y mayor pureza de hidrógeno producido [11]. Sin embargo, estos aún se encuentran en fase demostrativa.

Los hidruros metálicos son aleaciones formadas a partir de hidrógeno y uno o más elementos metálicos. Al exponer el metal al gas de hidrógeno estos elementos reaccionan de forma natural generando aleaciones compactas y sólidas, sin embargo, con un enlace químico débil, de manera que al exponerlas a leves condiciones de temperatura o presión la reacción es revertida liberando el hidrógeno nuevamente [1].

2.4. Distribución del hidrógeno

Existen diversos métodos de distribución para combustibles utilizados ampliamente en la sociedad, tuberías de gas, camiones y trenes con estanques para líquidos y gases, barcos, etc. Sin embargo, como se mencionó anteriormente el hidrógeno dada su baja densidad representa complejidad adicional para su transporte.

A continuación, se explican brevemente los métodos utilizados para el transporte.

2.4.1. Tuberías

Un problema asociado a este método de transporte se presenta en ciertas tuberías de gas, especialmente las construidas a partir de acero u aleaciones de dicho metal, debido al fenómeno conocido como Embrittlement el cual consiste en pequeñas fugas de hidrógeno a través del material debido a que las moléculas del gas son más pequeñas que el espacio entre moléculas del metal, este fenómeno aumenta a medida que aumenta el porcentaje de hidrógeno en la cañería y la presión de operación, mientras que disminuye a medida que aumenta el grosor de las cañerías. Puede evitarse utilizando metales con menor espacio entre moléculas o materiales constituidos por polímeros sintéticos derivados del plástico.

Una opción es aprovechar las redes de transporte de gas natural e inyectar en ellas cierto porcentaje de hidrógeno. Este método se realiza sin mayores modificaciones a la red, excepto en los puntos de inyección y retiro donde se deben separar los gases. A pesar de que inyectar hidrógeno en las tuberías disminuye la cantidad de gas natural transportado, usar bajos porcentajes de hidrógeno entre 10 % y 20 % no perjudica demasiado el transporte de gas natural ya que aún se logra transportar lo requerido por la demanda, sin embargo, no se puede transmitir mucho más hidrógeno pues dada la baja densidad de éste se desabastecería la demanda de gas natural sin ofrecer suficiente hidrógeno como para compensarlo.

También existe la opción de construir cañerías dedicadas exclusivamente al transporte y distribución del hidrógeno, diseñándolas con un diámetro mayor y capaces de soportar mayor presión, usando materiales que evitan el Embrittlement, de este modo se puede transportar hidrógeno comprimido y con grandes flujos [11].

2.4.2. Contenedores

Si bien los gases son preferiblemente transportados por tuberías, la baja densidad del hidrógeno sugiere buscar rutas alternativas, por ejemplo, un proceso de licuefacción para llevarlo a estado líquido y luego transportarlo en camiones o trenes similares a los usados para transportar combustibles líquidos.

Otra alternativa es utilizar métodos de almacenamiento con hidruros metálicos, normales o alcalinos, los cuales al resultar aleaciones sólidas estables que contienen grandes cantidades de hidrógeno, pueden ser transportados vía medios tradicionales como camiones, trenes, barcos, etc. Luego en el destino estos pueden liberar el hidrógeno directamente en la locación de la demanda y transportar la aleación metálica vacía de hidrógeno hasta las plantas de producción nuevamente y reiniciar así el ciclo [11].

2.5. Aplicaciones del hidrógeno verde

El hidrógeno ha desempeñado un papel fundamental en diversas industrias, con una producción estimada de entre 61 y 65 millones de toneladas al año para el año 2018. De este total, aproximadamente el 35 % se destina a la industria química y la refinación de combustibles fósiles, mientras que alrededor del 54 % se utiliza en la producción de amoníaco. Además, se emplea en menor medida en la industria aeroespacial, la producción de grasas y aceites, la

fabricación de metales, la industria del vidrio y la electrónica [1].

Además de sus aplicaciones actuales, el hidrógeno se perfila como una importante alternativa para reemplazar los combustibles fósiles en varios sectores a largo plazo. En industrias como el transporte, la construcción y la generación de energía, existe un potencial considerable para utilizar el hidrógeno, siempre y cuando los costos de producción y uso sean competitivos en comparación con las opciones de combustibles actualmente en uso. Esto ha llevado a previsiones que indican que para el año 2050, la producción de hidrógeno destinada al almacenamiento de energía, especialmente en el sector del transporte, podría aumentar en alrededor de 100 millones de toneladas [12].

En la figura 2.9 se muestran las distintas aplicaciones del hidrógeno presentes a nivel mundial, agrupadas en 5 categorías: convencionales, transporte, estacionarias, móviles y uso de hidrógeno como gas.

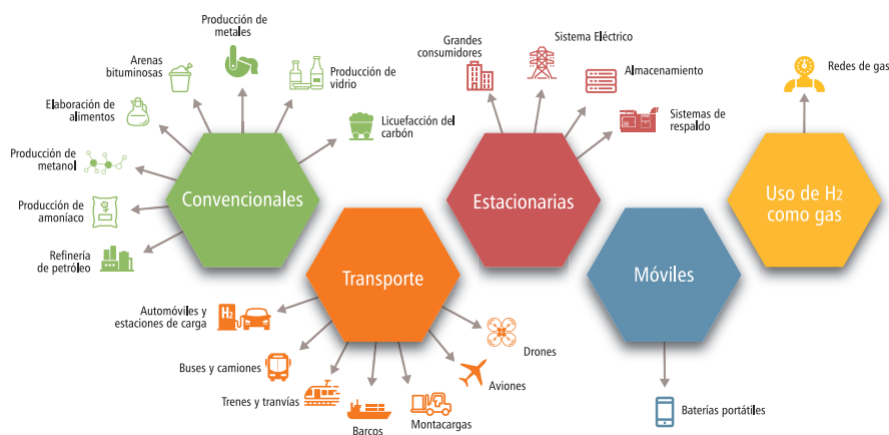


Figura 2.9: aplicaciones del hidrógeno presentes a nivel mundial [1].

A continuación, se mencionan algunas de las aplicaciones.

2.5.1. Aplicaciones convencionales

2.5.1.1. Refinería de petróleo

El proceso de refinación del petróleo crudo es un concepto amplio que abarca una serie de métodos para separar las distintas fracciones del petróleo, que incluyen el gas licuado de petróleo (GLP), la nafta, la gasolina, el gasóleo, el queroseno y el fuel [13].

Los procesos principales en el hidroprocesamiento de cualquier refinería de petróleo crudo son el hidrotratamiento y el hidrocrqueo. El hidrotratamiento es un proceso de purificación catalítica en el que se emplea hidrógeno como reactivo, en combinación con el hidrocarburo a refinar. Este método se enfoca en la eliminación de impurezas presentes en los hidrocarburos, y suele aplicarse a hidrocarburos de cadena larga para obtener una versión más pura que pueda ser directamente utilizada como combustible.

El hidrocraqueo, por otro lado, es un mecanismo adicional que descompone moléculas de hidrocarburos de gran tamaño en moléculas más pequeñas. En este proceso, se inyecta hidrógeno al hidrocarburo a altas presiones y temperaturas, rompiendo los enlaces entre los átomos de carbono y produciendo combustibles de menor peso molecular [14].

Los procesos de refinado de petróleo representan uno de los principales sectores de consumo de hidrógeno en la actualidad, con una demanda a nivel mundial que puede alcanzar hasta 38 millones de toneladas de hidrógeno al año. Este hidrógeno se utiliza como materia prima, reactivo y fuente de energía en dichos procesos [15].

2.5.1.2. Industria química

La industria química es responsable de la fabricación de una amplia variedad de productos, con un enfoque particular en siete "productos químicos primarios": amoníaco, metanol, etileno, propileno, benceno, tolueno y xilenos mixtos. El hidrógeno es un componente esencial en la estructura molecular de prácticamente todos estos productos industriales, pero únicamente la producción de amoníaco y metanol requiere grandes cantidades de este elemento como materia prima. A nivel global, se emplean más de 31 millones de toneladas de hidrógeno al año en la fabricación de amoníaco, y más de 12 millones de toneladas al año en la producción de metanol [15].

2.5.1.3. Industria metalúrgica

Existen dos principales enfoques para la producción de acero a partir del mineral de hierro: el método BF-BOF (Blast Furnace - Basic Oxygen Furnace), que representa aproximadamente el 90 % de la producción global de acero, y el método DRI-EAF (Direct Reduction of Iron - Electric Arc Furnace), que contribuye con cerca del 7 % de la producción mundial. Ambos métodos hacen uso de hidrógeno como agente reductor, pero en el proceso BF-BOF, el hidrógeno utilizado se deriva como subproducto de la combustión del carbón y se mezcla con otros gases en los denominados "gases de salida de fábrica"(WAG). Por otro lado, en el proceso DRI-EAF, el hidrógeno requerido se genera mediante procesos especializados. En consecuencia, el método DRI representa actualmente la cuarta fuente más importante de demanda de hidrógeno (alrededor de 4 millones de toneladas al año, lo que equivale aproximadamente al 3 % del consumo total de hidrógeno) [15].

2.5.2. Aplicaciones de transporte

En los últimos tiempos, el hidrógeno se ha considerado como un potencial combustible con bajas emisiones de gases de efecto invernadero para su uso en el transporte, ofreciendo una alternativa a los productos petrolíferos refinados y al gas natural. La versatilidad y flexibilidad del hidrógeno permiten su aplicación en diversas formas, ya sea a través de celdas de combustible para la generación de electricidad, su quema directa en motores de combustión interna, o su conversión en otros combustibles como metano sintético, metanol y amoníaco, e incluso en combustibles líquidos sintéticos [15].

El mayor avance en el campo del transporte terrestre liviano ha sido protagonizado por los vehículos eléctricos con pilas de combustible de hidrógeno (FCEV). Hace más de dos

décadas, compañías líderes en la industria automotriz, como Toyota y Hyundai, iniciaron los primeros desarrollos de FCEV. Se han diseñado FCEV comerciales con celdas que tienen una potencia que oscila entre 80 y 120 kW, logrando una eficiencia desde el tanque hasta la rueda que varía entre el 43 % y el 60 %. Estos vehículos tienen un rango de costos que va desde los 60.000 hasta los 100.000 USD [1].

Además, se ha observado un crecimiento significativo en la adopción de vehículos de carga pesada, como autobuses, camiones, furgonetas y montacargas, especialmente para aplicaciones de transporte a larga distancia. Los autobuses eléctricos basados en celdas de combustible generalmente cuentan con una potencia que varía entre 75 y 150 kW, una capacidad de almacenamiento de hidrógeno que oscila entre 1.000 y 1.300 kWh (equivalente a 31-56 kg de hidrógeno) y una vida útil de aproximadamente 20.000 horas de operación. Estas tecnologías se consideran todavía en una fase temprana de comercialización, y los costos de inversión y mantenimiento suelen ser superiores a los de las tecnologías diésel convencionales. Sin embargo, diversos proyectos han demostrado la viabilidad del uso de autobuses urbanos basados en celdas de combustible [15].

2.5.3. Aplicaciones estacionarias

Las aplicaciones estacionarias se refieren a cualquier uso en el que las celdas de combustible operan en una ubicación fija para proporcionar energía primaria, respaldo energético o electricidad y calor. En la actualidad, se emplean más de 100.000 de estos dispositivos en todo el mundo.

Las celdas o pilas de combustible son dispositivos que generan electricidad, agua y calor al combinar hidrógeno y oxígeno, en un proceso contrario al de un electrolizador. A diferencia de las baterías, las celdas pueden funcionar de manera continua siempre que se les proporcione combustible. Este proceso implica la conversión de la energía química de los reactivos en energía eléctrica, sin incurrir en pérdidas energéticas relacionadas con procesos térmicos. Esta característica hace que este método de generación de energía sea considerablemente más eficiente que los procesos de combustión, con una eficiencia de dos a tres veces superior [16].

De manera similar, las celdas de combustible constan de tres componentes esenciales: un cátodo, un ánodo y un electrolito, se observa su funcionamiento en la Figura 2.10. El ánodo, también conocido como electrodo de combustible, sirve como una interfaz común entre el combustible y el electrolito. Cumple la función de catalizar la reacción de oxidación del combustible y de transportar los electrones desde el lugar de la reacción hacia el circuito externo, o bien, hacia un colector de corriente que, a su vez, dirige los electrones al circuito externo.

El cátodo, también conocido como electrodo de oxígeno, actúa como una interfaz común entre el oxígeno y el electrolito. Cumple la función de catalizar la reacción de reducción del oxígeno, permitiendo la transferencia de electrones desde el circuito externo hasta el lugar de reacción en el electrodo de oxígeno. Para facilitar la reacción del oxígeno con el hidrógeno, se emplea un catalizador, que puede consistir en un recubrimiento de materiales como platino o níquel.

El electrolito tiene la responsabilidad de movilizar las especies iónicas que participan en

las reacciones de los electrodos de combustible y oxígeno, al mismo tiempo que impide la conducción de electrones (ya que la conducción de electrones en el electrolito puede dar lugar a un cortocircuito). Además, en las celdas de combustible de aplicación práctica, generalmente, la función de separación de gases la desempeña el propio sistema electrolítico [16].

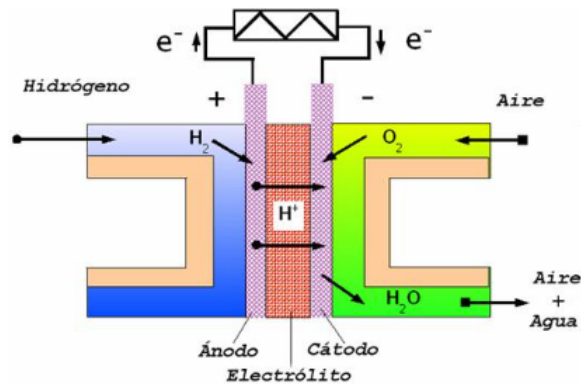


Figura 2.10: Diagrama del funcionamiento de la celda de combustible [16].

Existen diversos tipos de celdas de combustible, y se clasifican según el tipo de electrolito que emplean, ya sea líquido o sólido. El electrolito en cada caso proporciona características únicas, como la temperatura de funcionamiento, los gases utilizados en las reacciones y el ámbito de aplicabilidad.

2.5.3.1. Alcalina

En este tipo de celda, el electrolito se compone de una solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH) que varía entre un 35 % y un 50 % en peso, y se encuentra contenido en una estructura porosa o una membrana polimérica alcalina. El hidroxilo (OH^-) actúa como el portador de carga en este contexto. Los materiales empleados en la construcción de la celda incluyen carbono, níquel y acero inoxidable [16].

2.5.3.2. Membrana de intercambio protónico (PEM)

La celda de este tipo emplea un electrolito que consiste en una película polimérica sólida, siendo el Nafion el material más comúnmente utilizado. En este caso, los protones (H^+) son los portadores de carga. El Nafion tiene la capacidad de transferir protones en presencia de humedad, al tiempo que evita la transferencia de los reactivos a través de su estructura. Para garantizar la impermeabilidad del Nafion al agua, se le añade una capa de Teflón. Esta medida se adopta debido a que en el cátodo se produce agua, y parte de esta permanece en el electrolito. Por lo tanto, es necesario soplar aire a través del electrolito a una velocidad y presión específicas [17].

2.5.3.3. Oxido Sólido (SOFC)

Esta celda hace uso de un electrolito que se compone generalmente de una cerámica fabricada a partir de un compuesto de circonia estabilizada con itria (YSZ), en la que los

portadores de carga son los aniones de oxígeno (O^{2-})[17].

Los sistemas de celdas de combustible estacionarias presentan la ventaja de ser silenciosos y tener emisiones muy bajas, lo que les permite instalarse prácticamente en cualquier lugar, ya sea en el interior o el exterior de edificios e incluso en los techos. Estos sistemas también ofrecen otras ventajas significativas, como la capacidad de suministrar energía directamente al usuario final, sin las pérdidas de eficiencia asociadas con la transmisión a través de grandes redes eléctricas, además de ocupar menos espacio en comparación con otras tecnologías de energía limpia [1].

Las aplicaciones estacionarias se pueden dividir en 3.

2.5.3.4. Grandes consumidores

Dentro del contexto de aplicaciones estacionarias a gran escala, encontramos sistemas de suministro de energía que proporcionan electricidad, respaldo energético y calor a consumidores de gran envergadura, como centros de datos, almacenes de gran tamaño, edificios comerciales, plantas de tratamiento de aguas, aeropuertos, hospitales, instituciones educativas y otros similares [1].

En lo que respecta al sector de la construcción, este representa aproximadamente el 30 % del consumo final de energía a nivel mundial, siendo alrededor de tres cuartas partes de esta energía destina a tareas como calefacción, producción de agua caliente y cocina [12].

2.5.3.5. Sistema eléctrico

Uno de los principales retos en sistemas eléctricos con una alta proporción de fuentes de energía renovable variable radica en mantener el equilibrio entre la generación y el consumo eléctrico, especialmente debido al incremento en la incertidumbre y variabilidad en la operación [13].

El hidrógeno ofrece soluciones que permiten el almacenamiento de energía en cantidades significativas y su posterior conversión en electricidad para ser inyectada en la red eléctrica [1]. Además, el hidrógeno puede considerarse como un método de almacenamiento estacional, capaz de acumular grandes cantidades de energía durante períodos prolongados y utilizarla cuando se requiere para compensar déficit en la generación de energía renovable no controlable, como la solar o la eólica.

2.5.3.6. Energía de respaldo

Corresponde a las aplicaciones de celdas de combustible en el ámbito residencial, pequeños comercios y sistemas de telecomunicaciones. Estos sistemas se distinguen de las aplicaciones previas por su menor capacidad de potencia. La elección de un sistema de respaldo basado en celdas de combustible en lugar de los sistemas de respaldo convencionales, como los generadores diésel, ofrece varias ventajas, como un mantenimiento mínimo debido a la escasez de piezas mecánicas, una generación de energía más limpia y niveles reducidos de ruido [1].

2.5.4. Aplicaciones móviles

Estas celdas de combustible portátiles se emplean principalmente para alimentar dispositivos electrónicos en lugares donde no se dispone de acceso a la red eléctrica, donde la electricidad no está disponible o es insuficiente. Una ventaja significativa de estas celdas de combustible portátiles radica en su capacidad para proporcionar energía de manera continua, con mínimas pérdidas de rendimiento y sin experimentar degradación a lo largo del tiempo, a diferencia de las baterías o pilas convencionales. Los mercados objetivos que pueden beneficiarse de estas aplicaciones incluyen el sector militar, la iluminación portátil, la seguridad y la vigilancia [1].

2.5.5. Uso del hidrógeno como gas

A partir del año 2004, se han implementado más de 50 proyectos demostrativos en todo el mundo para explorar el uso del hidrógeno en las redes de gas natural, con la mayoría de ellos surgiendo a partir del año 2015 [1].

Se ha determinado que es potencialmente viable introducir hidrógeno en las redes de gas natural en proporciones reducidas. Sin embargo, es necesario considerar varios factores para determinar de manera segura cuánto hidrógeno se puede inyectar. Uno de los factores limitantes es la compatibilidad del equipo conectado a la red con el hidrógeno, es decir, su capacidad para operar de manera segura con este elemento. Esto depende de las características y el diseño de cada equipo. La cantidad admisible de hidrógeno podría llegar hasta el 20%. En el caso de tuberías construidas con materiales más flexibles y compatibles con el hidrógeno, como el polietileno, es posible tolerar más del 30% de hidrógeno sin requerir cambios significativos [18].

2.6. Escenario en Chile

La "Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde" presentada por el Ministerio de Energía de Chile en 2020 establece metas ambiciosas, que incluyen alcanzar una capacidad de electrólisis en desarrollo de 5 GW para 2025, producir el hidrógeno verde más económico del mundo para 2030 y posicionarse como uno de los tres principales exportadores para 2040. A través de estas metas, Chile aspira a convertirse en líder global en la producción y exportación de hidrógeno. Se estima que este nuevo centro de progreso para el país generará alrededor de 100,000 empleos y requerirá una inversión de 200 mil millones de dólares en las próximas dos décadas [19].

De acuerdo con esta estrategia, el mercado chileno ofrece una oportunidad prometedora en comparación con otros países debido a su vasto potencial en diversas fuentes de energía renovable no convencional (ERNC). Las condiciones de alta radiación solar y abundante recurso eólico permiten que Chile pueda convertirse en un productor a gran escala de hidrógeno verde. Esto no solo contribuiría a descarbonizar su propia matriz energética, sino que también le permitiría suministrar hidrógeno a naciones como Japón, que tienen una creciente demanda de este vector energético [13].

Chile tiene la capacidad de producir hidrógeno verde a través de la electrólisis con fuentes renovables a un costo competitivo en comparación con otros países, situándose en un grupo selecto compartido solo con China e India. Esto le brinda la oportunidad de integrarse de manera sólida en el mercado internacional del hidrógeno verde [19].

De la distribución del consumo anual del hidrógeno en Chile, se observa que la refinería de combustibles ENAP posee una demanda de hidrógeno de 46.000 t/año corresponde al 88 % del consumo nacional, seguido por el Amoniaco industria química con 4.000 t/año, luego la refinería del cobre con una demanda de 1.000 t/año y finalmente la industria de alimentos y vidrios con 800 y 500 t/año respectivamente, correspondiente al 1 % del consumo [11].

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se presenta la metodología a seguir para proyectar un sistema de generación eléctrica híbrida mediante una planta fotovoltaica apoyada por celdas de combustibles a hidrógeno verde con el fin de abastecer un condominio de 15 viviendas.

Primero se determina una ubicación geográfica para el condominio de 15 viviendas. En base al emplazamiento se realiza una estimación del consumo energético del condominio, haciendo supuestos como la cantidad de personas por vivienda, el consumo per-cápita en energía eléctrica, para obtener un estimado de la demanda, basado en parámetros regionales.

Considerando la intermitencia de la energía renovable a utilizar se dispone de las celdas de combustible a hidrógeno verde como una fuente de almacenamiento energético, por lo que el tercer paso es definir el porcentaje de la demanda que se satisface mediante la energía renovable y el porcentaje que satisface el hidrógeno mediante las celdas de combustible.

En seguida se debe especificar una celda de combustible y un electrolizador PEM que logren cumplir con la demanda. También se especificarán el resto de los equipos necesarios para la generación del hidrógeno, tales como compresores e intercambiadores de calor, entre otros.

Con estos equipos es posible determinar el agua requerida por el proceso, con lo que se lograría especificar el sistema de obtención y suministro de agua, como quinto paso.

De igual forma, con los equipos se obtiene la demanda energética de la planta de hidrógeno. Sumando el porcentaje de consumo energético de las viviendas que se le asigna a la energía renovable, es posible diseñar la planta de generación fotovoltaica.

El séptimo paso, considerando que el hidrógeno es para uso en las celdas de combustible, se debe desarrollar un método de acondicionamiento y almacenamiento del hidrógeno hacia las celdas con el fin de lograr la generación eléctrica.

Paralelo a esto se debe definir un uso al oxígeno generado durante el proceso, que implica su acondicionamiento y almacenamiento como el octavo paso.

Finalmente se estimará el costo nivelado del hidrógeno y la energía generados en el pro-

yecto, con el fin de conocer un valor aproximado de la proyección de un sistema de generación híbrida de hidrógeno verde y energía fotovoltaica para uso domiciliario.

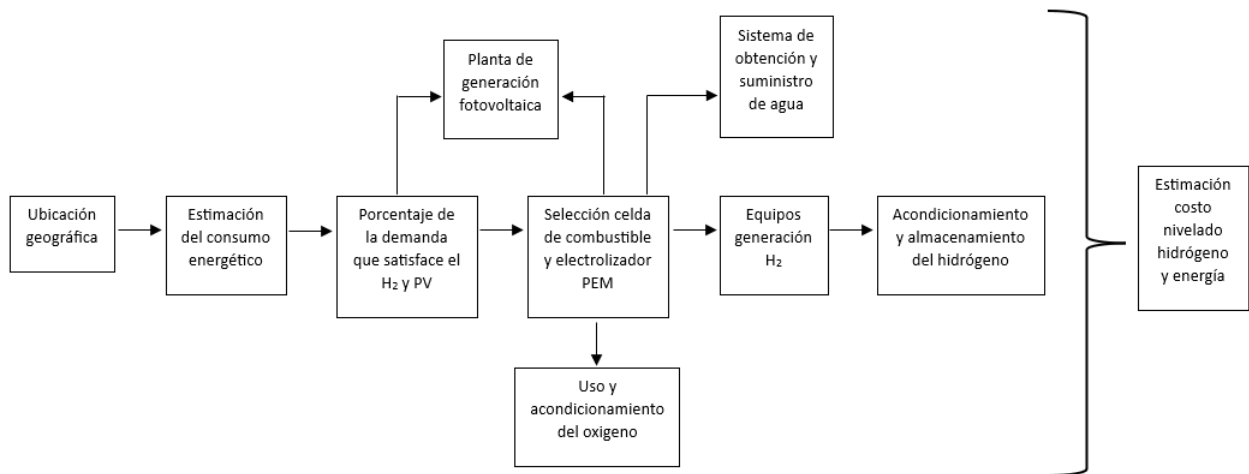


Figura 3.1: Diagrama metodología planta de producción energética híbrida.

Capítulo 4

Emplazamiento del proyecto

Para la ubicación de la planta de hidrógeno se consideran las localidades en condición de aislamiento. La definición de aislamiento de una localidad está determinada por la relación existente entre los componentes de Aislamiento Estructural (variables morfológicas, clima y división político administrativa) y el Grado de Integración, que se define como la capacidad que tienen las personas para acceder a las dinámicas y servicios sociales, económicos, políticos, y cívicos, entre otros [20].

A continuación, se expone la cantidad de localidades según condición, por región.

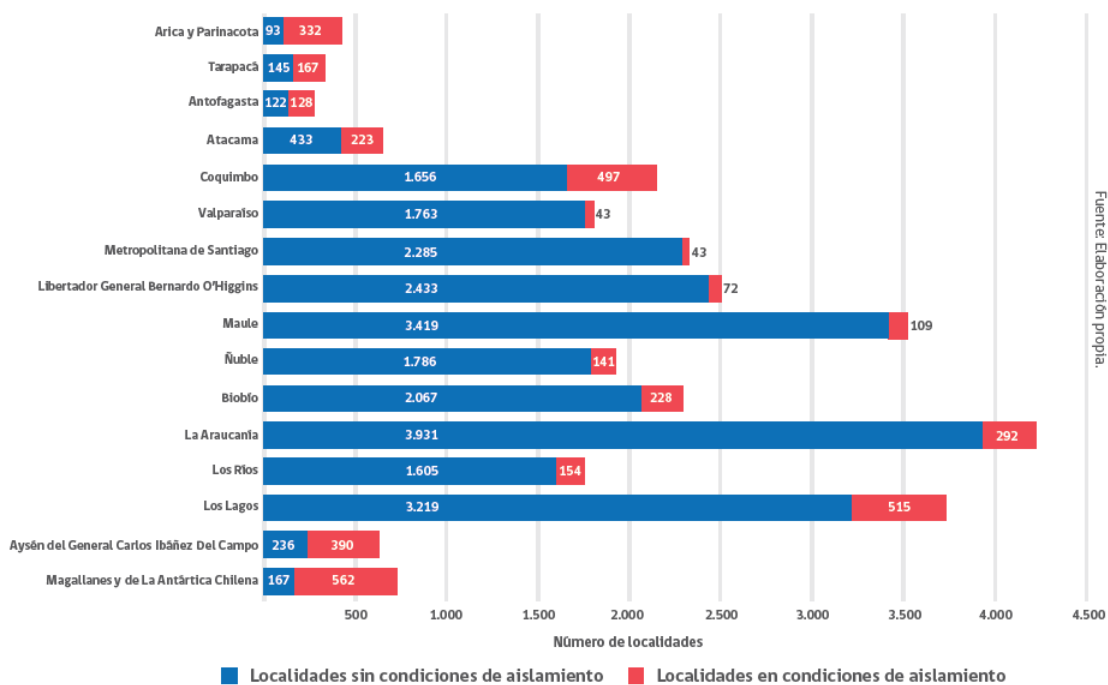


Figura 4.1: Localidades según condición de aislamiento por región [20].

Las zonas con mayores localidades en condiciones de aislamientos son Magallanes, Los Lagos y Coquimbo.

Dado que la generación de energía será fotovoltaica es que se considera Coquimbo como

la región para ubicar la planta.

Para determinar la mejor localidad es que se considera la situación hídrica y la radiación solar de estas. Según el Plan de Emergencia Hídrica 2019-2021 del Gobierno Regional de Coquimbo [21], Los embalses de las cuencas de Elqui y Limarí se encuentran con reservas y en márgenes de normalidad, por lo tanto, en estas provincias no estarían expuestas a la falta de agua. sumado a esto se puede apreciar en la Tabla 4.1 los caudales promedios mensuales de los ríos presentes en la región, destacando el Río Elqui en Algarrobal y el Río Choapa en Cuncumén con la mayor cantidad de caudal acumulado.

Tabla 4.1: Caudales promedios mensuales de los ríos de Coquimbo [m^3/s] [21].

Estación	Ene. 22	Feb.22	Mar.22	Abr.22	May.22	Jun.22	Caudal Acumulado
Río Elqui en Algarrobal	1.7	1.6	1.7	1.6	1.7	2.0	10.3
Río Hurtado en San Agustín	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	2.2
Río Grande en Las Ramadas	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.6	2.2
Río Choapa en Cuncumén	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	4.3

Por otra parte, si se aprecia el recurso solar, Figura 4.2 y el potencial fotovoltaico, Figura 4.3, de la región de Coquimbo, entregado por el ministerio de energía, en estos se logran destacar a las comunas de Vicuña y Paihuano de la provincia del Elqui, y Río Hurtado de la provincia de Limarí con mayor potencial fotovoltaico.

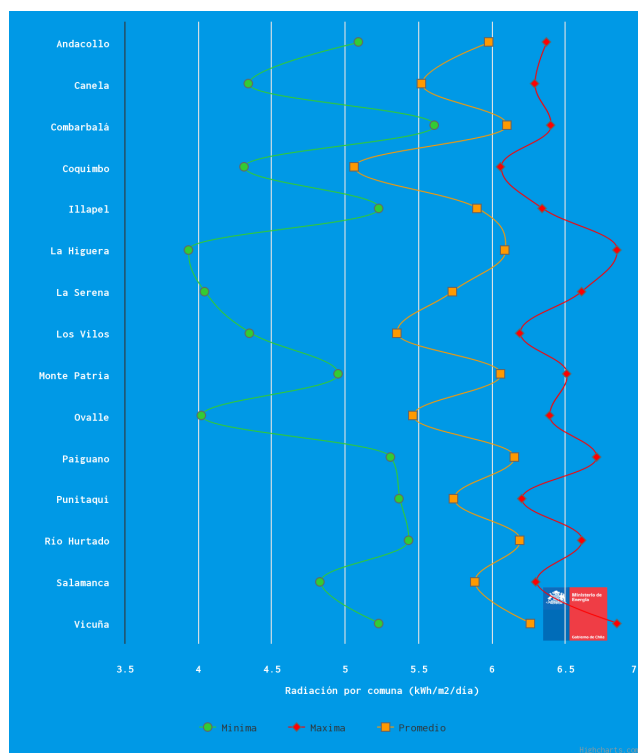


Figura 4.2: Recurso solar región de Coquimbo [22]

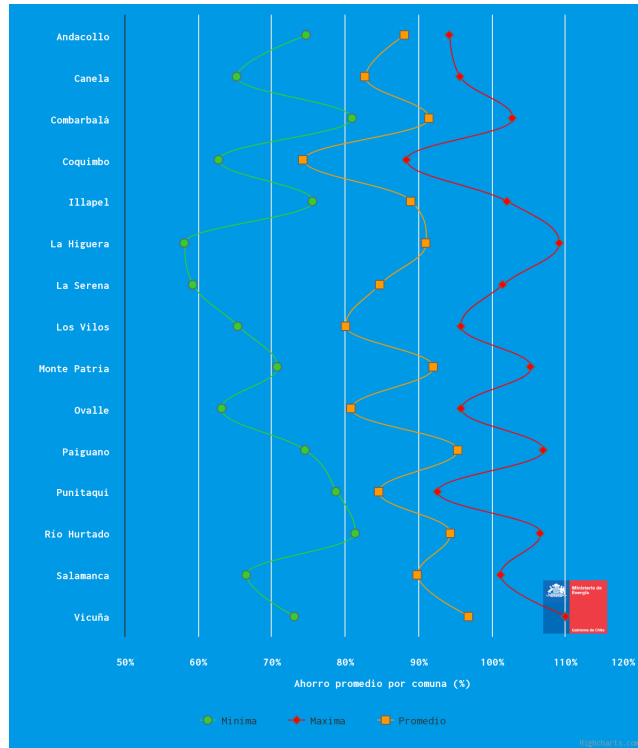


Figura 4.3: Potencial fotovoltaico región de Coquimbo [22].

Considerando lo anterior, se definen inicialmente 3 posibles locaciones de la planta de hidrógeno en las comunas de Paihuano, Vicuña y Río Hurtado. En la Tabla 4.2 se aprecian las coordenadas de cada locación y en la Figura 5.4 una vista general obtenida de *Google Earth*.

Tabla 4.2: Coordenadas topográficas de las ubicaciones de interés.

Comuna	Latitud [°]	Longitud [°]
Río Hurtado	-30,4049	-70,8878
Vicuña	-30,0399	-70,7256
Paihuano	-30,0334	-70,4556

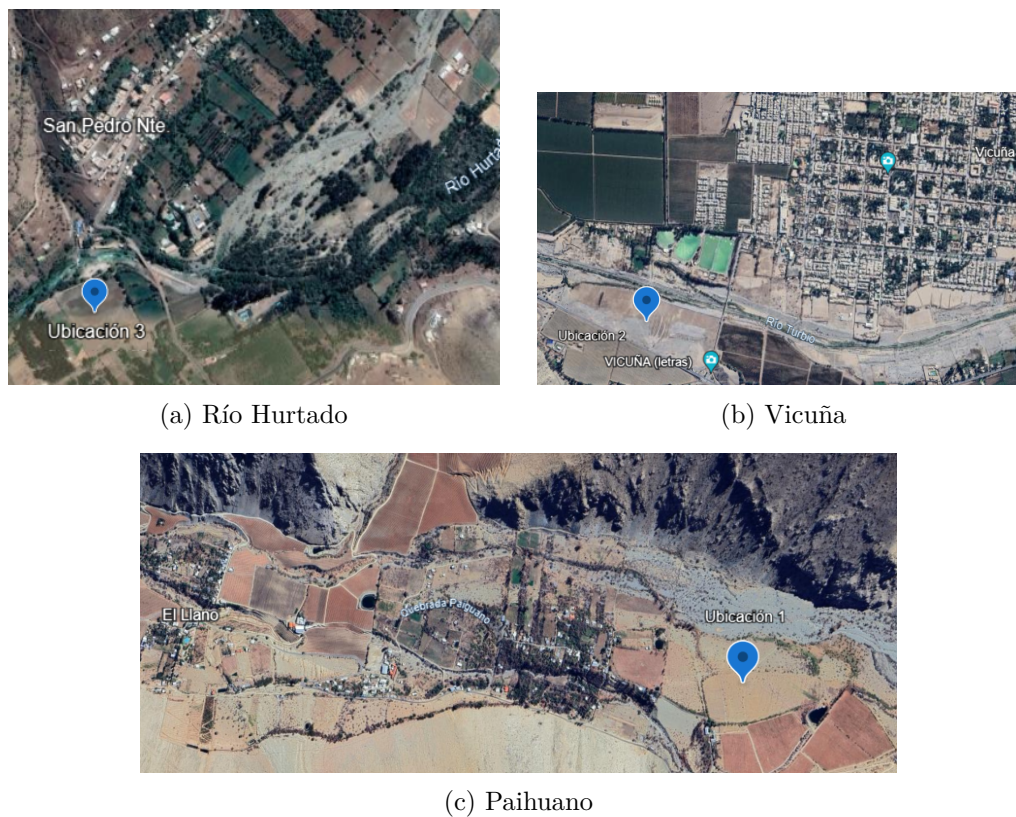


Figura 4.4: Vista general ubicaciones [23].

Para realizar la selección del terreno se deben considerar diferentes criterios, el primero a tener en cuenta es el área disponible y la distancia a la ciudad o pueblo más cercano, dado que la electricidad generada tiene como fin el uso residencial. Estos valores fueron obtenidos de *Google Earth* y se pueden observar en la Tabla 4.3 y en la Figura 5.5 se tienen las áreas estimadas.

Tabla 4.3: Área disponible y distancia a la ciudad más cercana.

Comuna	Área disponible [m^2]	Ciudad próxima	Distancia [m]
Río Hurtado	15.229	San Pedro Nte.	352,29
Vicuña	152.845	Vicuña	1.538,56
Paihuano	48.195	El Llano	714,17



(a) Río Hurtado



(b) Vicuña



(c) Paihuano

Figura 4.5: Áreas estimadas de las ubicaciones [23].

Los siguientes criterios a considerar son meteorológicos. Todos ellos fueron obtenidos del *Explorador Solar*, del Ministerio de Energía.

Primero se tiene las sombras topográficas, estas se contemplan dado que se planea utilizar una planta fotovoltaica, y las sombras afectan la eficiencia de los paneles pudiendo perjudicar la generación eléctrica. Se pueden observar las sombras topográficas de las diferentes ubicaciones en las Figuras 4.6, 4.7 y 4.8.

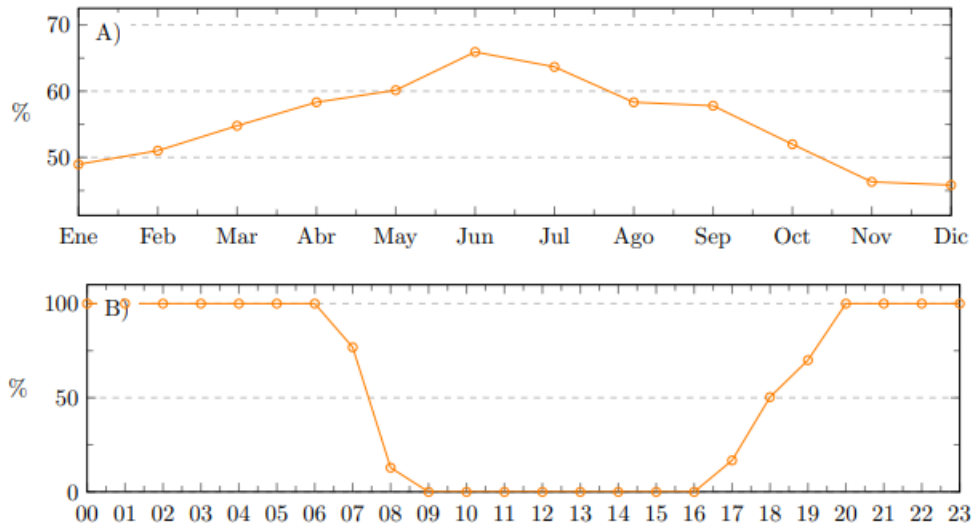


Figura 4.6: A) Ciclo anual de frecuencia de sombras, B) Ciclo diario de frecuencia de sombras de Río Hurtado [24].

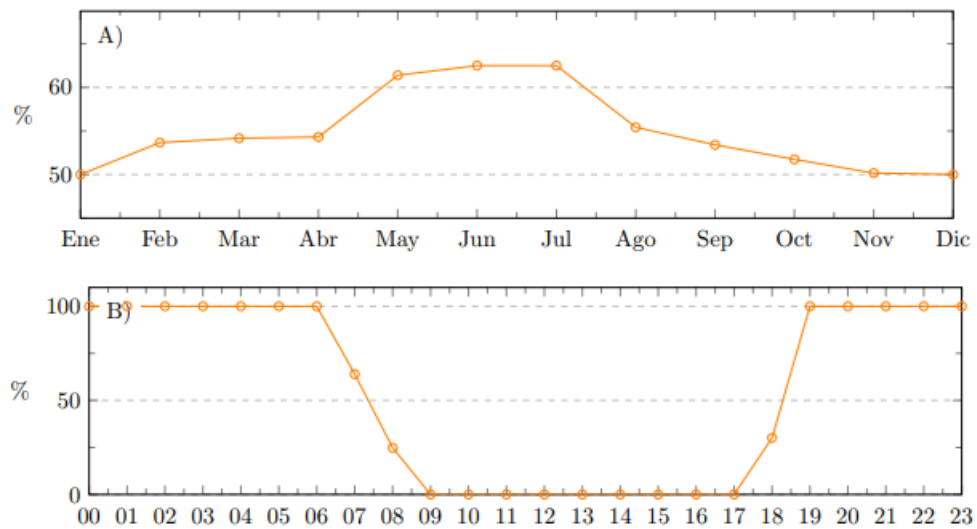


Figura 4.7: A) Ciclo anual de frecuencia de sombras, B) Ciclo diario de frecuencia de sombras de Vicuña [24].

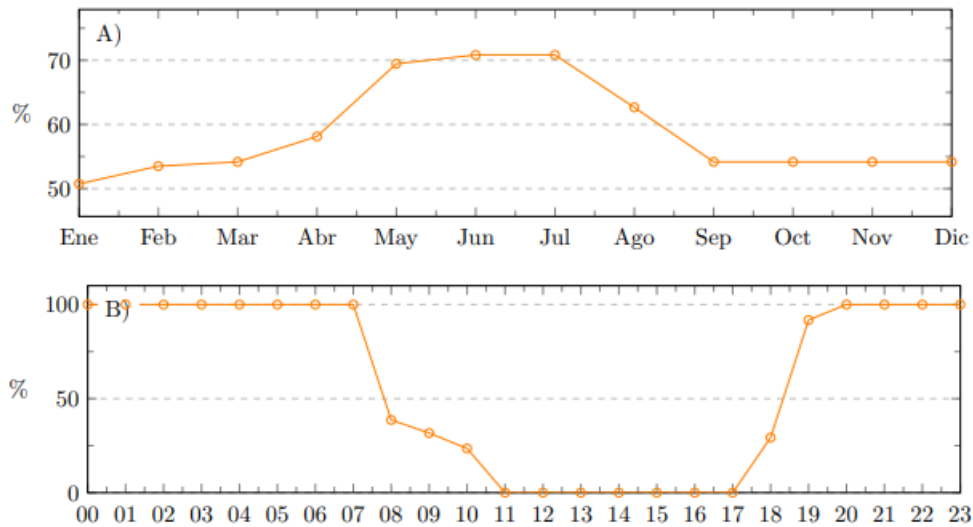


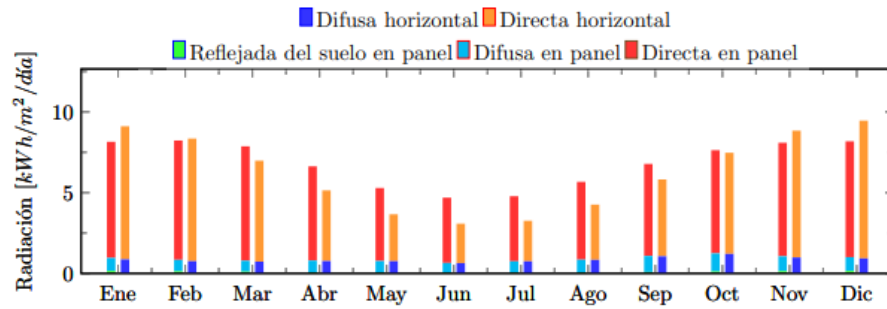
Figura 4.8: A) Ciclo anual de frecuencia de sombras, B) Ciclo diario de frecuencia de sombras de Paihuano [24].

Se aprecia que las sombras topográficas aumentan durante los meses de invierno, teniendo su máximo durante los meses de mayo, junio y julio. En Río Hurtado alcanza el máximo de sombras en junio con casi 70%, Vicuña llega al máximo durante mayo, junio y julio con un poco más del 60% y Paihuano, al igual que vicuña, llega al máximo en los meses de mayo, junio y julio con un 70%.

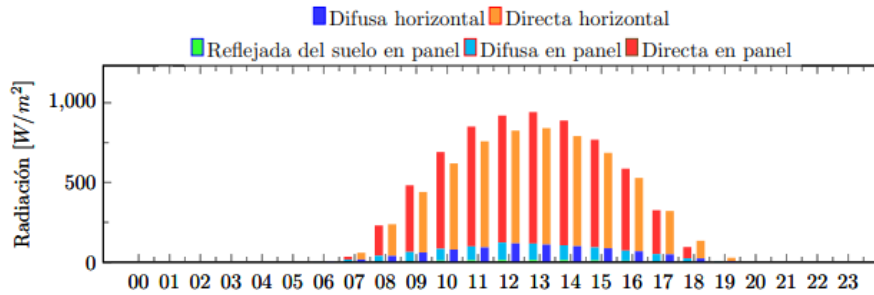
Del ciclo diario de sombras se observa que Río Hurtado posee casi cero o 0% de sombras desde las 08 a.m hasta las 17 p.m. Vicuña presenta 0% desde las 09 a.m hasta las 17 p.m y Paihuano desde las 11 a.m hasta las 17 p.m.

Teniendo esto en cuenta la ubicación con sombras topográficas menos incidentes es Vicuña, seguido por Río Hurtado y último Paihuano.

Considerando que se planea utilizar paneles solares para el abastecimiento energético tanto del condominio como de la planta de hidrógeno es que se analiza la radiación del emplazamiento a seleccionar. En las Figuras 5.9, 5.10 y 5.11 se tiene el promedio mensual de la insolación diaria y promedio horario de la radiación global instantánea para cada ubicación.

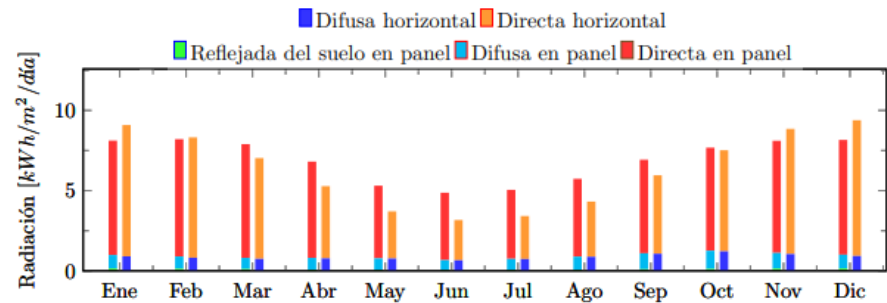


(a) Promedio mensual de la insolación diaria incidente, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada del suelo.

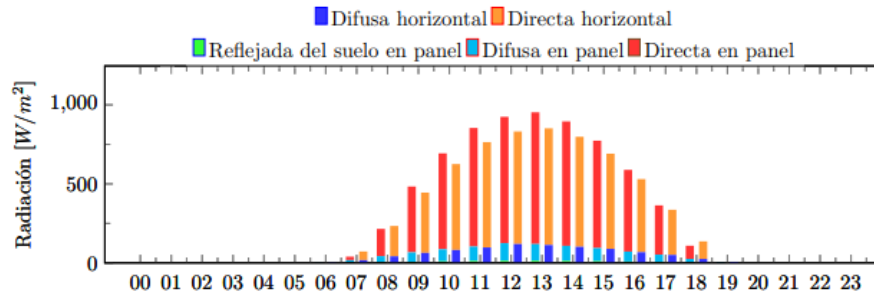


(b) Promedio horario de la radiación global instantánea incidente separada en sus componentes directa, difusa y reflejada en el suelo.

Figura 4.9: Radiación en Río Hurtado [24].

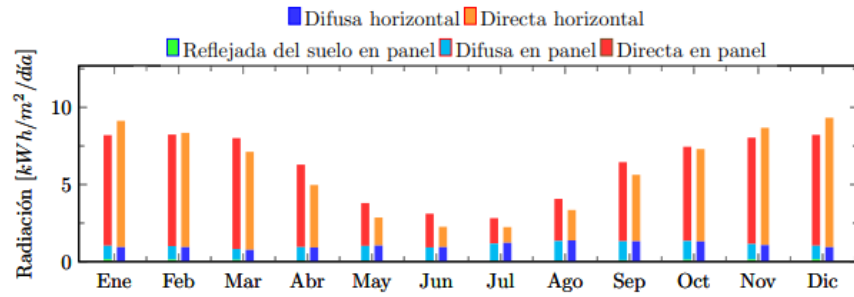


(a) Promedio mensual de la insolación diaria incidente, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada del suelo.

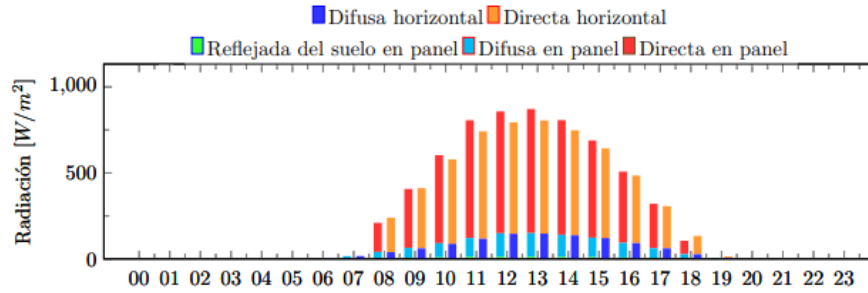


(b) Promedio horario de la radiación global instantánea incidente separada en sus componentes directa, difusa y reflejada en el suelo.

Figura 4.10: Radiación en Vicuña [24].



(a) Promedio mensual de la insolación diaria incidente, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada del suelo.



(b) Promedio horario de la radiación global instantánea incidente separada en sus componentes directa, difusa y reflejada en el suelo.

Figura 4.11: Radiación en Paihuano [24].

Se observa que para las 3 ubicaciones los meses con menor radiación son mayo, junio y julio, mientras que los meses con mayor radiación son enero, noviembre y diciembre. En Río Hurtado y Vicuña la menor radiación ronda entre los 3 y 4 $[kWh/m^2/día]$, mientras que en Paihuano ronda entre los 2 y 3 $[kWh/m^2/día]$.

El promedio de radiación diaria se da entre las 08 a.m y las 18 p.m, teniendo su peak máximo a las 13 p.m. En Río Hurtado y Vicuña la radiación peak ronda los 950 $[kWh/m^2]$, mientras que en Paihuano ronda los 870 $[kWh/m^2]$.

Considerando que Vicuña posee una radiación un poco mayor en los meses de invierno y también durante las horas peak en comparación con Río Hurtado es que se considera como la ubicación con mejor radiación, quedando Paihuano en último lugar.

Al igual que las sombras topográficas, hay que considerar la nubosidad del emplazamiento, dado que puede afectar la eficiencia en la generación de los paneles. En las Figuras 4.12, 4.13 y 4.14 se observa el ciclo anual y diario de frecuencia de nubosidad de las posibles ubicaciones.

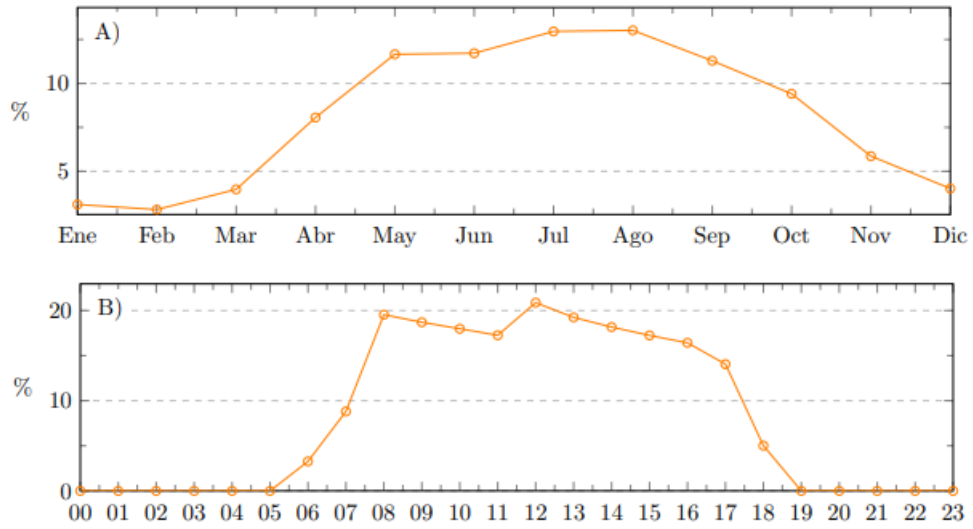


Figura 4.12: A) Ciclo anual de frecuencia de nubosidad diurna, B) Ciclo diario de frecuencia de nubosidad de Río Hurtado [24].

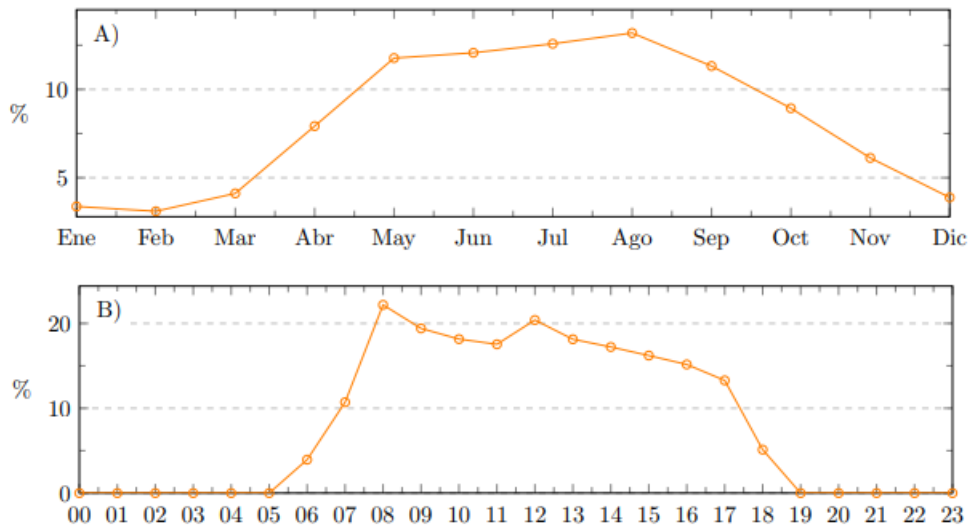


Figura 4.13: A) Ciclo anual de frecuencia de nubosidad diurna, B) Ciclo diario de frecuencia de nubosidad de Vicuña [24].

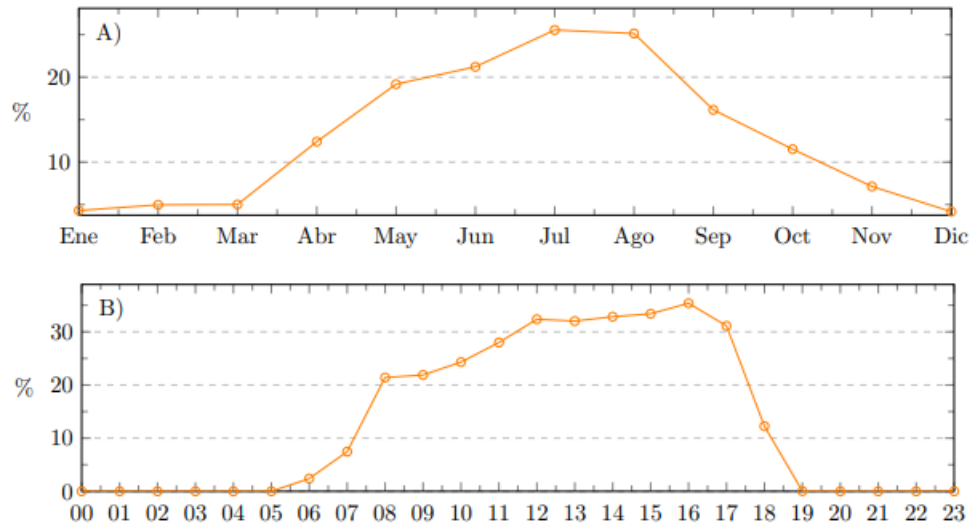


Figura 4.14: A) Ciclo anual de frecuencia de nubosidad diurna, B) Ciclo diario de frecuencia de nubosidad de Paihuano [24].

Se observa que la nubosidad comienza a ser mayor en mayo y disminuye desde agosto. En Río Hurtado y Vicuña los meses de mayor nubosidad no superan el 15%, mientras que el Paihuano llega al 25%.

Durante el día la nubosidad comienza a las 07 a.m y disminuye a partir de las 17 p.m. Tanto Río Hurtado como Vicuña tienen los peaks de nubosidad a las 08 a.m y 12 p.m rondando el 20%, mientras que en Paihuano la nubosidad aumenta progresivamente desde las 08 a.m hasta alcanzar el peak a las 16 p.m rodeando el 35%.

Tomando esto en cuenta, se considera que Vicuña es la ubicación con menor nubosidad, seguido por Río Hurtado y luego Paihuano.

Finalmente, considerando todos los criterios antes expuestos es que se selecciona el emplazamiento de la comuna de Vicuña, dada su disponibilidad de terreno y condiciones meteorológicas favorables.

Capítulo 5

Caracterización de la demanda

Se desea abastecer energéticamente un condominio de 15 viviendas en Vicuña, región de Coquimbo, es decir cubrir en su totalidad la demanda eléctrica de este en conjunto con otros consumos energéticos que puedan ser remplazados por eléctricos, como ciertas demandas térmicas.

Para determinar la demanda es necesario establecer la cantidad de personas que viven en el condominio, considerando que en el condominio hay 15 viviendas, donde según el Censo 2017 en promedio son 3 personas por casa [25], se obtiene un total de 45 personas.

Como se mencionó anteriormente, el mercado objetivo para abastecer mediante la planta a diseñar corresponde a la demanda energética del sector residencial, este abarca al consumo de energía en los hogares urbanos y rurales del país [26].

Como contexto nacional, en la Figura 5.1 se puede observar la distribución del consumo final de energía (matriz de energía secundaria) en el año 2020 de Chile, el sector residencial corresponde al 17% del total. En 2020, el consumo de energía final del sector residencial ascendió a 56.425 TWh [26].

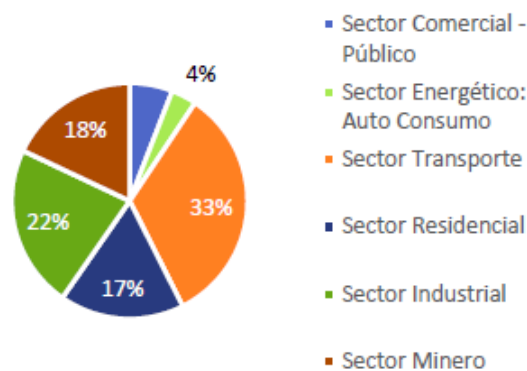


Figura 5.1: Matriz Energica Secundaria, año 2020 [26].

La composición del uso final de energía en el sector residencial según fuente de energía esta predominada por biomasa (37%), electricidad (26%) y gas licuado de petróleo (23%)

[26]. En la Figura 5.2 se puede apreciar la distribución del consumo final del sector residencial según fuente de energía desde el 2010 hasta el 2020.

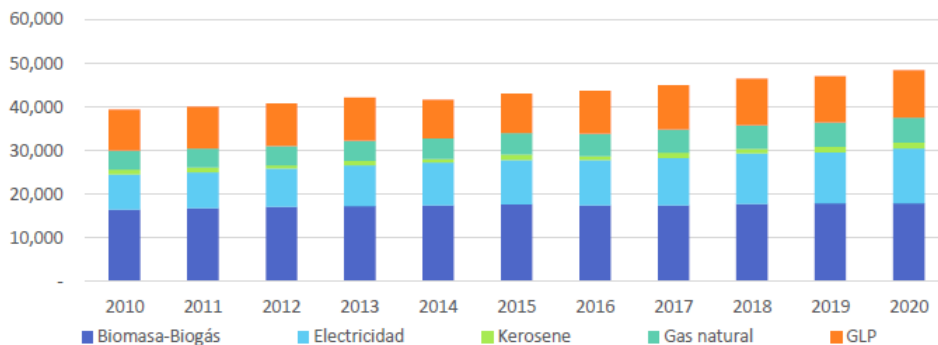


Figura 5.2: Distribución del consumo final del sector residencial según fuente de energía [26].

Considerando que el objetivo es cubrir todo el consumo residencial posible mediante la electricidad generada se define como demanda el consumo correspondiente a electricidad y Gas Natural dado que se pueden cubrir mediante la generación planteada.

Dadas estas consideraciones, y la selección de la ubicación en la región de Coquimbo, del Informe Balance Nacional de Energía se obtiene que el consumo final de energía de la región fue de 10.541 TWh en el año 2020, el porcentaje de consumo residencial para la región es del 12% y el consumo energético incurrido en electricidad más Gas Natural corresponden al 30% del total [26], obteniendo el consumo residencial total de Coquimbo.

Según la Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo [27], la población regional de Coquimbo es de 603.210 habitantes, dividiendo el consumo residencial total en este valor, es posible determinar el consumo per-cápita de Coquimbo. Y multiplicando el consumo per-cápita por la cantidad de habitantes en el condominio determinada previamente se obtiene el consumo total del condominio (Tabla 5.1).

Se plantea desarrollar un sistema de generación híbrida: durante las horas de sol, la planta fotovoltaica alimenta las viviendas y la planta de hidrógeno, mientras que, durante la noche, se utiliza el hidrógeno generado y almacenado durante el día en las celdas de combustible para generar electricidad demandada por las viviendas, cumpliendo el hidrógeno la función de almacenamiento energético.

Por esta razón que una parte de la demanda de energía se satisface mediante la planta fotovoltaica, mientras que el resto se abastece a través de las celdas de combustible. Considerando que las horas funcionales de la planta PV es de 10 horas, las celdas de combustible cubren las 14 horas restantes, esto corresponde al 41,7% y 58,3% del total del día respectivamente. de esta forma se puede determinar la demanda que deben suplir las celdas de combustible con el hidrógeno generado por la planta de hidrógeno verde y la demanda que debe suplir la planta PV. Esto valores se pueden observar en la Tabla 5.1

Tabla 5.1: Estimación demanda eléctrica condominio en Coquimbo

Consumo anual de energía en Coquimbo [TWh]	10.541
Porcentaje consumo residencial [%]	12
Porcentaje consumo eléctrico y gas natural [%]	30
Consumo total residencial en Coquimbo [TkW]	379
Consumo diario total condominio [$kWh/día$]	77.563
Demanda correspondiente a Planta PV [$kWh/día$]	32.318
Demanda correspondiente a Planta H2 [$kWh/día$]	45.245

5.1. Esquema conceptual de la planta

Se presenta en la Figura 5.3 un diagrama general de la planta para proporcionar una visión global de los componentes principales, su distribución y la interacción entre ellos, así como los recursos necesarios y los flujos producidos.

En este esquema, se observa que el agua se obtiene desde un estanque y atraviesa una bomba y un intercambiador de calor, que ajustan la presión y temperatura necesarias antes de ingresar al electrolizador. El electrolizador genera dos productos: hidrógeno, que se comprime para su almacenamiento y posterior uso en la celda de combustible, y oxígeno, que también se comprime y se almacena.

En la parte superior del diagrama, se observa la planta fotovoltaica, que suministra electricidad al electrolizador y al condominio, con la asistencia de un inversor. De manera similar, la energía generada por la celda de combustible pasa a través del inversor para ser distribuida al condominio.

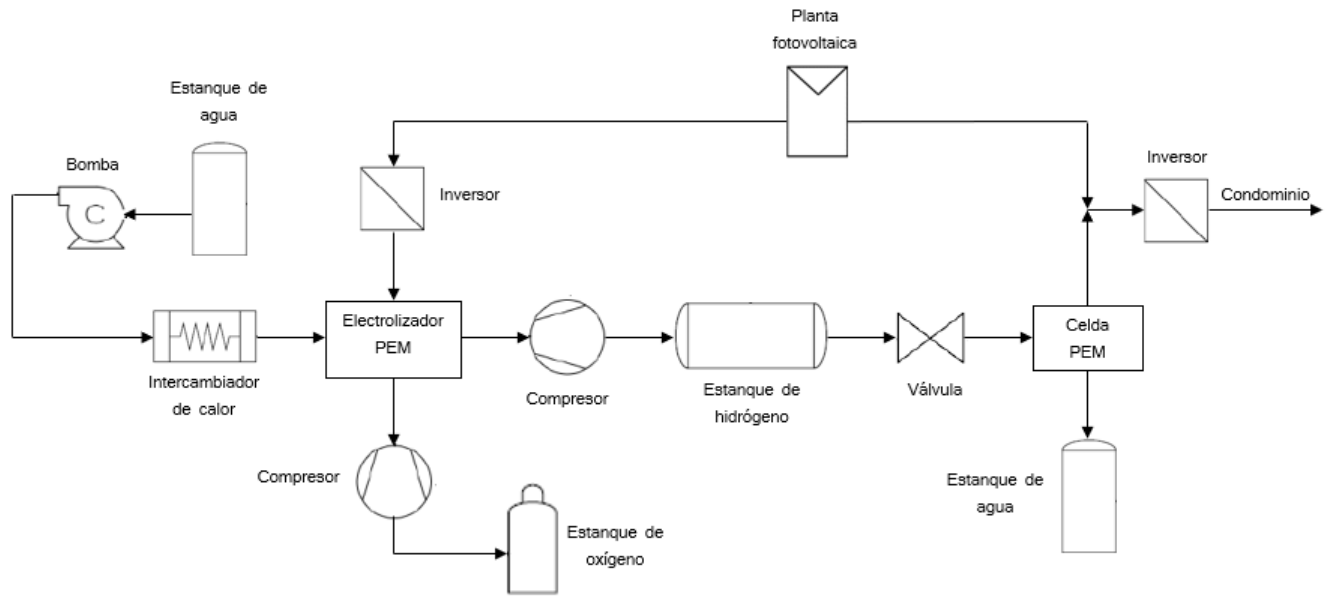


Figura 5.3: Esquema conceptual de la planta de producción de hidrógeno.

Capítulo 6

Tecnología de celda de combustible a utilizar

La producción de energía a través de celdas de combustible está intrínsecamente vinculada a la temperatura y la presión. A medida que la temperatura aumenta, la cantidad de energía eléctrica generada también se incrementa considerablemente, al mismo tiempo que aumenta la necesidad de calor en el proceso. Es crucial someter los reactivos que se emplearán en la celda a un proceso de tratamiento previo antes de introducirlos en el sistema, dado que la celda es susceptible a la presencia de impurezas. En caso de que estas impurezas estén presentes, existe el riesgo de desencadenar reacciones no deseadas con alguno de los componentes de la celda y, como resultado, depositar compuestos que afecten negativamente su rendimiento[28].

Una planta de energía de celda de combustible consta de los siguientes sistemas [28]:

- **Suministro de combustible:** Transforma el combustible a las especificaciones necesarias, que abarcan la composición, la temperatura y la presión, para satisfacer los requisitos de la sección de potencia. Esto puede implicar desde controles de flujo básicos hasta la implementación de un sofisticado sistema de procesamiento de combustible diseñado para convertir los hidrocarburos en hidrógeno de alta pureza.
- **Sección de potencia:** Esta sección comprende un conjunto de celdas de combustible, comúnmente conectadas en serie, que tienen la función de convertir el combustible previamente procesado y el oxidante en una corriente continua (CC).
- **Acondicionador de potencia:** Adapta la salida proveniente de la sección de potencia para que coincida con el tipo de potencia y nivel de calidad necesarios para la aplicación específica. Este proceso puede variar desde un sencillo ajuste de voltaje mediante un transformador hasta la implementación de un dispositivo avanzado que incluye un inversor para convertir la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) compatible con la red eléctrica.

Actualmente se tienen tres tecnologías de celdas de combustible, sus principales características se encuentran en la siguiente Tabla 6.1 [1].

Tabla 6.1: Características de los tipos de celdas de combustible [1].

Celda	Alcalina	PEM	SOFC
Temperatura de operación [$^{\circ}C$]	60-200	80-120	500-1.000
Presión de operación [<i>bar</i>]	<30	<30	-
Potencia	1-100 kW	<1-100 kW	1 kW - 2 MW
Eficiencia típica (LHV) [%]	60	60	60
Catalizador	<i>Pt</i>	<i>Pt, Ni/NiOx</i>	<i>Ni</i>
Combustible	H_2	H_2/CH_3OH	$H_2/CO/CH_4$

A pesar de que las celdas alcalinas tienen ventajas como costos iniciales reducidos, una temperatura de operación baja y un rápido tiempo de inicio, su eficiencia se ve comprometida debido al tipo de electrolito que utilizan, lo que también las hace más complicadas de gestionar. Esto a su vez afecta su vida útil y limita la posibilidad de utilizar aire ambiental como reactante.

Cuando se comparan las celdas PEM y SOFC, se observan ventajas compartidas; sin embargo, la celda PEM destaca particularmente en aplicaciones residenciales. Esto se debe a su capacidad para arrancar rápidamente y mantener la estabilidad frente a cambios en la carga. Además, su baja temperatura de operación prolonga su vida útil y reduce los riesgos asociados a la seguridad durante su funcionamiento.

Otro factor importante a tener en cuenta es la potencia necesaria, ya que no se demanda una potencia elevada que justifique la elección de una celda SOFC. Al optar por las celdas PEM, el número de unidades requeridas no es excesivo, lo que evita que se incremente significativamente el costo del suministro de energía. Por lo tanto, la celda de combustible de tipo PEM se presenta como una elección sólida y adecuada para las aplicaciones dentro del ámbito estudiado.

En la Tabla 6.2 se exponen 3 opciones de celdas de combustible presentes en el mercado, comparando sus especificaciones técnicas, la cantidad de equipos y potencia necesaria.

Tabla 6.2: Comparación celdas de combustibles PEM

Marca	Modelo	Potencia operación [kW]	Consumo de H2 [kg/h]	Cantidad de equipos
Protón Motor	PM 400 Stack Module 240	71	4,64	46
LOOP Energy	Fuel Cell Module T600	60	1,61	54
Ballard	Fcmove-HD	70	5,63	46

Se selecciona la celda de combustible del fabricante Protón Motor modelo PM 400 Stack Module 240 como se ve en la Figura 6.1, cuyas especificaciones dadas por el fabricante se

entregan en la Tabla 6.3 [29]. Lo anterior se debe a su aplicación en usos estacionarios de energía, la potencia que posee y su consumo de hidrógeno.



Figura 6.1: Celda de combustible Protón Motor PM 400 Stack Module 240 [29].

Tabla 6.3: Especificaciones técnicas de la celda de combustible Protón Motor PM 400 Stack Module 240 [29].

Fabricante	Sungrow
Modelo	SG1500UD
Potencia de operación [kW]	71
Corriente de operación [A]	450
Voltaje de operación [V]	157
Potencia de salida @45°C [kVA]	1.650
Potencia de salida @50°C [kVA]	1.500
Voltaje nominal de salida [V]	400
Máxima corriente de salida [A]	2.381
Máxima eficiencia [%]	99
Dimensiones (WxHxD) [mm]	2.150 x 2.120 x 850
Peso [kg]	1.900
Rango de temperatura operación [°C]	60 a -35
Consumo de hidrógeno max [kgH ₂ /kWh]	0,065

Con las especificaciones técnicas de la celda de combustible es posible determinar el consumo de hidrógeno para la generación eléctrica mediante la Ecuación 6.1.

$$C_c = \frac{\dot{m}_{cH_2}}{P_c} \quad (6.1)$$

donde:

- C_c : Consumo de hidrógeno para energía eléctrica celda de combustible [kgH_2/kWh].
- \dot{m}_{cH_2} : Flujo másico máximo de hidrógeno en la celda [kgH_2/h].
- P_c : Potencia máxima de operación de la celda [kW].

En base a los datos de la Tabla 6.3 se obtiene que el consumo de hidrógeno máximo para la generación de energía en la celda es de 0,065 [kgH_2/kWh].

Los flujos másicos de entrada de oxígeno y agua de salida nominales se obtienen de las Ecuaciones 6.2 y 6.3.

$$\dot{m}_{cO_2} = \dot{m}_{cH_2} \cdot r_{O_2} \quad (6.2)$$

$$\dot{m}_{cH_2O} = \dot{m}_{cH_2} \cdot r_{H_2O} \quad (6.3)$$

donde:

- \dot{m}_{cO_2} : Flujo másico del oxígeno en la celda nominal [kgO_2/h].
- \dot{m}_{cH_2O} : Flujo másico del agua en la celda nominal [kgH_2O/h].
- $\cdot r_{O_2}$: Proporción de consumo de oxígeno en relación al hidrógeno [kgO_2/kgH_2].
- $\cdot r_{H_2O}$: Proporción de consumo de agua en relación al hidrógeno [kgH_2O/kgH_2].

Para obtener los flujos másicos de oxígeno y agua nominales se requiere de las proporciones de consumo de oxígeno y agua en relación al hidrógeno las cuales están determinadas por las Ecuaciones 6.4 y 6.5 respectivamente.

$$r_{O_2} = \frac{MM_{O_2}}{MM_{2H_2}} \quad (6.4)$$

$$r_{H_2O} = \frac{MM_{2H_2O}}{MM_{2H_2}} \quad (6.5)$$

donde:

- MM_{2H_2} : Masa molar del hidrógeno en la reacción de la celda de combustible [gr/mol].
- MM_{O_2} : Masa molar del oxígeno en la reacción de la celda de combustible [gr/mol].
- MM_{2H_2O} : Masa molar del agua en la reacción de la celda de combustible [gr/mol].

Con el fin de determinar las masas molares se utiliza la ecuación química del proceso global de conversión de energía representada en la Ecuación 6.6. Las masas molares se pueden observar en la Tabla 6.4.



Tabla 6.4: Masas molares de los componentes presentes en la reacción de la celda de combustible.

Compuesto	Masa molar [<i>gr/mol</i>]
<i>H</i>	1
<i>O</i> ₂	16
2 <i>H</i> ₂	4
<i>O</i> ₂	32
2 <i>H</i> ₂ <i>O</i>	36

Con estos valores es posible obtener de las Ecuaciones 6.4 y 6.4 las proporciones de consumo del oxígeno y agua en relación al hidrógeno, dando 8 y 9 respectivamente. De la Ecuaciones 6.2 y 6.3 se determina el flujo másico de entrada de oxígeno nominal y el flujo másico de salida de agua nominal presentes en la Tabla 6.5.

Tabla 6.5: Proporción de consumo y flujo másico del oxígeno y agua en la celda de combustible.

Proporción de consumo de oxígeno [<i>kgO</i> ₂ / <i>kgH</i> ₂]	8
Proporción de consumo de agua [<i>kgH</i> ₂ <i>O</i> / <i>kgH</i> ₂]	9
Flujo másico de oxígeno [<i>kgO</i> ₂ / <i>h</i>]	37,12
Flujo másico de agua [<i>kgH</i> ₂ <i>O</i> / <i>h</i>]	41,76

Finalmente, la masa necesaria de hidrógeno y oxígeno para el abastecimiento de energía eléctrica, así como el agua generada en el proceso se calculan mediante las Ecuaciones 6.7, 6.8 y 6.9.

$$m_{dH_2} = C_c \cdot C_e \quad (6.7)$$

$$m_{dO_2} = m_{dH_2} \cdot r_{O_2} \quad (6.8)$$

$$m_{dH_2O} = m_{dH_2} \cdot r_{H_2O} \quad (6.9)$$

donde:

- m_{dH_2} : Masa de hidrógeno demandada por la celda de combustible [kgH_2/mes].
- C_e : Consumo eléctrico mensual a cubrir del condominio [kWh/mes].
- m_{dO_2} : Masa de oxígeno demandada por la celda de combustible [kgO_2/mes].
- m_{dH_2O} : Masa de agua generada por la celda de combustible [kgH_2O/mes].

En base a las Ecuaciones 6.7, 6.8 y 6.9 se obtiene la demanda de hidrógeno verde mensual para satisfacer el consumo eléctrico de las viviendas, la demanda de oxígeno y la masa de agua generada por la celda de combustible, las cuales se pueden ver en la Tabla 6.6.

Tabla 6.6: Consumo de hidrógeno, masa de hidrógeno y oxígeno demandada y masa de agua generada por la celda de combustible.

Consumo de hidrógeno para energía eléctrica [kgH_2/kWh]	0,065
Masa de hidrógeno demanda [kgH_2/h]	295,6
Masa de oxígeno demanda [kgO_2/h]	2.105,3
Masa de agua generada [kgH_2O/h]	2.368,4

Capítulo 7

Método de producción de hidrógeno verde

El método de producción seleccionado es la electrólisis del agua, ya que es el enfoque más conocido y respetuoso con el medio ambiente para obtener hidrógeno. Se trata de una tecnología establecida y es la principal opción para la generación de hidrógeno verde. Cuando se combina con la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, se considera actualmente como la única manera de producir grandes volúmenes de hidrógeno sin emitir gases contaminantes ni depender de recursos nucleares o fósiles [1].

Para llevar a cabo el proceso de producción del hidrógeno, se requieren equipos adicionales al electrolizador, que a menudo se conocen como "balance de planta", los cuales se clasifican en [3]:

- Sistema manejo agua y gases del proceso (hidrógeno y oxígeno): especialmente en el caso de los gases, es fundamental someterlos a procesos de enfriamiento, purificación, compresión y almacenamiento.
- Equipos de control: los encargados de evaluar la cantidad de energía generada por la fuente, la cual luego se compara con la energía requerida por el electrolizador, con el fin de determinar si hay un excedente o déficit de electricidad en el sistema. Por lo general, los electrolizadores tienen una capacidad mínima y máxima de potencia para la producción.
- Rectificador de corriente: Este proceso implica la conversión de la corriente alterna (CA) proveniente de la red eléctrica o una fuente de energía renovable en corriente continua (CC) que puede ser utilizada por el electrolizador. Por lo general, los fabricantes incluyen el rectificador de corriente junto con el electrolizador, por lo que estos componentes se tratan de manera conjunta.
- Unidad de desmineralización de agua: Responsable de la purificación del agua para su posterior utilización en el electrolizador.
- Bomba de agua: La cual hace circular el agua hacia el electrolizador.

7.1. Electrolizador

Actualmente se tienen tres tecnologías de electrolizador, sus principales características se encuentran en la siguiente Tabla 7.1 [1] [3].

Tabla 7.1: Características de los tipos de electrolizador [1]

Electrolizador	Alcalino	PEM	SOE
Madurez	comercial	Inicio comercial	Investigación
Costo de inversión [USD/kW]	850-1.500	1.500-3.800	-
Potencia	Hasta 150 MW	150kW-1MW	<18 kW
Consumo energía [kWh/Nm^3]	4,5-7	4,5-7,5	2,5-3,5
Eficiencia [%]	42-82	4-78	80-90
Producción H_2 [Nm^3/h]	<760	<30	<5,7
Pureza de H_2 vol [%]	99,5-99,999	>99,99	-
Temperatura operación [$^{\circ}C$]	60-90	50-80	600-500
Presión operación [bar]	1-30	<85	<30
Vida útil [h]	60.000-90.000	20.000-60.000	1.000

A pesar de que los electrolizadores de SOE muestran un considerable potencial para la reducción de costos de inversión y el aumento de la eficiencia, actualmente presentan un nivel de desarrollo tecnológico bajo, encontrándose aún en fase de investigación. Han sido empleados en aplicaciones de muy baja potencia y presentan una vida útil limitada, lo que conduce a su descarte como tecnología viable.

Ambas tecnologías, la Alcalina y la PEM, presentan consumos de energía y eficiencias similares. No obstante, la tecnología PEM ofrece varias ventajas significativas. En primer lugar, opera a temperaturas más bajas, lo que resulta en la producción de hidrógeno de mayor pureza sin la necesidad de equipos adicionales de purificación. Esto es esencial cuando se planea utilizar el hidrógeno en celdas de combustible para generar electricidad, ya que estas celdas son sensibles a las impurezas en el combustible.

Además, los electrolizadores PEM tienen un diseño más compacto, lo que requiere menos espacio en el terreno. Utilizan un modo de operación presurizado, eliminando la necesidad de compresión mecánica y reduciendo el consumo de energía asociado. Por último, tienen la capacidad de adaptarse rápidamente a las variaciones de potencia, lo que los hace ideales para integrarse con fuentes de energía renovable, que a menudo tienen una producción variable e incierta. Esto les permite responder de manera eficiente a las fluctuaciones en la alimentación de la red eléctrica.

En la Tabla 7.2 se exponen 3 opciones de electrolizadores PEM presentes en el mercado, comparando sus especificaciones técnicas, la cantidad de equipos, potencia necesaria y con-

sumo de agua de cada modelo.

Tabla 7.2: Comparación electrolizadores PEM.

Marca	Modelo	Producción de hidrógeno [kg/h]	Potencia de operación [MW]	Consumo de agua [L/kgH_2]	Cantidad de equipos	Potencia total [MW]	Consumo total de agua [L/s]
Siemens	Silyzer 300	330	17,5	10	1	17,5	0,821
Cummins	HyLYZER 400-30	330,8	20	9	1	20	0,739
Nel	M400	330,8	18	10	1	18	0,821

Se selecciona el electrolizador del fabricante Siemens modelo Silyzer 300 presente en la Figura 7.1 [30]. Lo anterior se debe a su conveniencia en la relación demanda energética/demanda de agua.

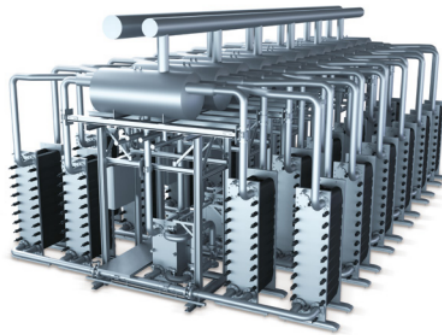


Figura 7.1: Celda de combustible Protón Motor PM 400 Stack Module 240 [30].

Con las especificaciones técnicas del electrolizador y la masa requerida de hidrógeno de la Tabla 6.6, es posible determinar la potencia utilizada, la masa de agua demandada, y utilizando las mismas ecuaciones aplicadas en la celda de combustible para estimar la demanda de oxígeno se obtiene la masa de oxígeno generada por el electrolizador. Estos se pueden observar en la Tabla 7.3.

Tabla 7.3: Potencia utilizada, masa de agua demanda y masa de oxígeno generada por el electrolizador.

Potencia utilizada [MW]	15,7
Masa de agua demandada [kgH_2O/h]	2.661,2
Masa de oxígeno generada [kgO_2/h]	2.365,5

7.2. Acondicionamiento del hidrógeno para su uso

El hidrógeno generado a través de la electrólisis es liberado de los electrolizadores a una presión de 35 [bar] y temperatura de 358,15 [K], de acuerdo con los parámetros de funcionamiento del electrolizador. Para que el gas pueda ser utilizado en la celda de combustible,

es necesario ajustarlo a una presión de 8 [bar] y temperatura de 313,15 [K]. Pero, dado que se produce el hidrógeno durante el día y se utiliza durante la noche es necesario almacenarlo en estanques. Estos requieren que el hidrógeno se encuentre a una presión de 420 [bar] y temperatura de 308,15 [K]. Para lograrlo, se utiliza un sistema de compresión de múltiples etapas con intercambiadores de calor ubicados entre las etapas y en la salida.

Primero, para calcular los parámetros de funcionamiento del sistema de compresión, se emplea la Ecuación 7.1 para determinar el número necesario de etapas, de modo que la relación de compresión (r_p) no supere el valor de 5.

$$r_p = \left(\frac{P_{final}}{P_{inicial}} \right)^{1/etapas} \quad (7.1)$$

donde:

- r_p : Relación de compresión.
- $P_{inicial}$: Presión inicial del sistema de compresión [bar].
- P_{final} : Presión final del sistema de compresión [bar].

De esta forma, para 2 etapas de compresión con flujo de H_2 constante (se asume que no hay pérdidas), se obtiene un valor de $r_p = 3,464$.

Es factible y beneficioso abordar la compresión del hidrógeno a través de una aproximación politrópica reversible. De esta manera, los estados termodinámicos del ciclo de compresión pueden ser calculados mediante las Ecuaciones 7.2 a 7.9.

$$k_i = \frac{c_{p,i}}{c_{v,i}} \quad (7.2)$$

$$\frac{n_i}{n_i - 1} = \frac{k_i}{k_i - 1} \cdot \eta_p \quad (7.3)$$

$$T_{e,2} = T_{final} \quad (7.4)$$

$$T_{s,i} = T_{e,i} \cdot r_p^{\frac{n_i-1}{n_i}} \quad (7.5)$$

$$T_{m,i} = \frac{T_{e,i} + T_{s,i}}{2} \quad (7.6)$$

$$P_{s,i} = r_p \cdot P_{e,i} \quad (7.7)$$

$$P_{m,i} = \frac{P_{e,i} + P_{s,i}}{2} \quad (7.8)$$

$$P_{e,2} = P_{e,1} \quad (7.9)$$

donde:

- i : Número de etapa con $i = 2$.
- k_i : Relación de calores específicos de la etapa i .
- $c_{p,i}$: Calor específico a presión constante del hidrógeno a la presión y temperatura medias de la etapa i [kJ/kgK].
- $c_{v,i}$: Calor específico a volumen constante del hidrógeno a la presión y temperatura medias de la etapa i [kJ/kgK].
- n_i : Exponente politrópico del hidrógeno de la etapa i .
- η_p : Eficiencia politrópica con $\eta_p = 90\%$.
- $T_{e,i}$: Temperatura de entrada del hidrógeno de la etapa i [K].
- $T_{s,i}$: Temperatura de salida del hidrógeno de la etapa i [K].
- $T_{m,i}$: Temperatura media del hidrógeno de la etapa i [K].
- $P_{e,i}$: Presión de entrada del hidrógeno de la etapa i [bar].
- $P_{s,i}$: Presión de salida del hidrógeno de la etapa i [bar].
- $P_{m,i}$: Presión media del hidrógeno de la etapa i [bar].

Para realizar los cálculos mencionados anteriormente, se requiere obtener los valores de los calores específicos a través del programa Engineering Equation Solver (EES). Sin embargo, es importante destacar que estos calores específicos dependen de la temperatura media, que inicialmente es desconocida. En consecuencia, a medida que la temperatura varía, los calores específicos y el exponente politrópico también varían, lo que a su vez afecta a la temperatura de manera recursiva. Debido a esta interdependencia, los cálculos se llevan a cabo de manera iterativa, comenzando con unos valores iniciales de calores específicos a una temperatura inicial igual a la temperatura de entrada del hidrógeno. Los resultados de estas iteraciones, que buscan determinar la temperatura de salida del hidrógeno en cada etapa, se presentan en la Tabla 7.4.

Tabla 7.4: Resultados del proceso iterativo en compresores del hidrógeno.

<i>Etapa</i>	$P_m[bar]$	<i>Iteración</i>	$c_p[kJ/kgK]$	$c_v[kJ/kgK]$	k	n	$T_s[K]$	$T_m[K]$
1	78,122	1	14,57	10,37	1,405	1,471	533,202	445,676
		2	14,57	10,42	1,398	1,463	530,682	444,416
		3	14,57	10,42	1,398	1,463	530,682	444,416
2	270,622	1	14,8	10,42	1,420	1,490	538,887	423,519
		2	14,73	10,52	1,400	1,465	531,400	419,775
		3	14,73	10,52	1,400	1,465	531,400	419,775

De esta manera, se obtienen las presiones y temperaturas correspondientes a todos los puntos significativos, es decir, tanto a la entrada como a la salida de cada etapa. Además,

para cada uno de estos puntos, es posible obtener el factor de compresibilidad del hidrógeno y su densidad mediante el uso de EES.

Tabla 7.5: Parámetros de operación compresores de hidrógeno

<i>Etapa</i>	<i>P[bar]</i>	<i>T[K]</i>	<i>Z</i>	$\rho_{H_2}[kg/m^3]$
1e	35,000	358,150	1,018	2,327
1s	121,244	530,682	1,045	5,301
2e	121,244	308,150	1,072	8,903
2s	420,000	531,400	1,155	16,590

Para calcular las dimensiones necesarias de los compresores, es fundamental determinar la potencia requerida para el proceso de compresión politrópica reversible en cada etapa mediante la Ecuación 7.10 y 7.11.

$$\dot{W}_i = -\dot{m}_{H_2} \cdot \frac{n_i \cdot Z_{e,i} \cdot R_{H_2} \cdot T_{e,i}}{\eta_p \cdot (1 - n_i)} \cdot (r_p^{\frac{n_i-1}{n_i}} - 1) \quad (7.10)$$

$$\dot{W}_n = \sum_i \dot{W}_i \quad (7.11)$$

donde:

- \dot{W}_i : Potencia de la etapa *i* [*kW*].
- \dot{m}_{H_2} : Flujo másico de hidrógeno [*kg/s*].
- $Z_{e,i}$: Factor de compresibilidad del hidrógeno en la entrada de la etapa *i*.
- R_{H_2} : Constante de los gases ideales para el hidrógeno con $R_{H_2} = 4,125$ [*kJ/kgK*].
- \dot{W}_n : Potencia neta del proceso de compresión [*kW*].

En la Tabla 7.6 se puede apreciar la potencia necesaria por etapa y la potencia total.

Tabla 7.6: Potencia requerida para la compresión del H2 por etapa y total.

$\dot{W}_1[kW]$	$\dot{W}_2[kW]$	$\dot{W}_n[kW]$
208,785	189,303	398,088

Dada las especificaciones y la potencia requerida se selecciona el compresor D Type Diaphragm Air Compressor de la marca Sollant [31]. Las especificaciones técnicas principales del compresor se muestran en la Tabla 7.7 y en la Figura 7.2 una imagen de referencia. Dado que la potencia requerida es superior a la potencia máxima del compresor se deben utilizar 2 de estos equipos en paralelo.

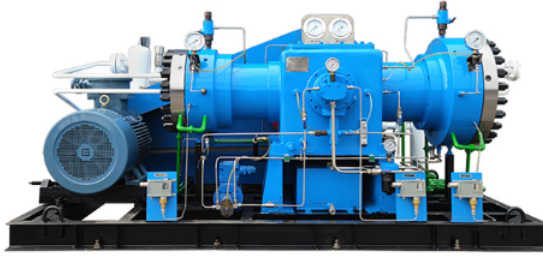


Figura 7.2: compresor D Type Diaphragm Air Compressor Sollant [31].

Tabla 7.7: Especificaciones técnicas Compresor D Type Diaphragm Air Compressor de la marca Sollant [31].

Máx.presión de descarga [MPa]	100
Rango de caudal [Nm^3/h]	30-2.000
Potencia del motor [kW]	22-200

Se debe tener en consideración que, en el proceso de compresión en múltiples etapas, es fundamental reducir la temperatura del gas entre cada una de ellas. En el caso del hidrógeno, dado que el modelo de compresor de dos etapas escogido ya cuenta con un sistema de refrigeración contracorriente entre etapas, basta con calcular el flujo de refrigerante después de la primera etapa.

Se ajusta la temperatura hasta igualar la temperatura final, es decir, 308,15 [K]. Para lograr esto, se debe calcular el caudal de refrigerante requerido utilizando las Ecuaciones 7.12 y 7.13. El refrigerante utilizado es agua de servicio, que inicialmente se encuentra a 293,15 [K], y se desea elevar su temperatura a 362,15 [K], ya que posteriormente se utilizará para calentar el agua que ingresa a los electrolizadores.

$$\dot{Q} = \dot{m}_c \cdot c_{p,c} \cdot (T_{e,c} - T_{s,c}) \quad (7.12)$$

$$\dot{m}_f = \frac{\dot{Q}}{c_{p,f} \cdot (T_{s,f} - T_{e,f})} \quad (7.13)$$

donde:

- \dot{Q} : Flujo de calor intercambiado [kW].
- \dot{m}_c : Flujo másico del hidrógeno [kg/s].
- $c_{p,c}$: Calor específico del hidrógeno a la temperatura media entre la entrada y salida, y presión de operación [kJ/kgK].
- $T_{e,c}$: Temperatura de entrada del hidrógeno [K].
- $T_{s,c}$: Temperatura de salida del hidrógeno [K].

- \dot{m}_f : Flujo másico del agua de servicio [kg/s].
- $c_{p,f}$: Calor específico del agua de servicio a la temperatura media entre la entrada y salida, y presión de operación [kJ/kgK].
- $T_{e,f}$: Temperatura de entrada del agua de servicio [K].
- $T_{s,f}$: Temperatura de salida del agua de servicio [K].

Dadas las temperaturas de entrada y salida del hidrógeno y el agua de servicio es posible determinar los calores específicos mediante el EES. Con esto se obtienen los parámetros de operación de refrigeración del hidrógeno entre etapas de compresión presentes en la Tabla 7.8. Además, los resultados de los cálculos realizados se exponen en la Tabla 7.9.

Tabla 7.8: Parámetros de operación de refrigeración de H_2 entre etapas de compresión

$T_{eH_2}[K]$	530,68
$T_{sH_2}[K]$	308,15
$P_{H_2}[bar]$	121,24
$c_{pH_2}[kJ/kgK]$	14,81
$T_{eH_2O}[K]$	293,15
$T_{sH_2O}[K]$	363,15
$P_{H_2O}[bar]$	3
$c_{pH_2O}[kJ/kgK]$	4,181

Tabla 7.9: Refrigeración del H_2 entre etapas de compresión

$\dot{Q}[kW]$	$\dot{m}_{H_2O}[kg/s]$
270,517	0,924

Por otro lado, el hidrógeno sale del compresor a una temperatura mayor de la requerida para ingresar a la celda de combustible, por lo que es necesario enfriarlo nuevamente hasta alcanzar $T_{final} = 308,15$ [K]. Para lograr esto, se ha diseñado un intercambiador de calor a contracorriente que también utiliza agua de servicio. Las ecuaciones para el calor transferido y el flujo de fluido frío son las mismas del caso anterior, pero ahora se debe calcular también el área de transferencia de calor necesaria para el diseño mediante las Ecuaciones de la 7.14 a la 7.18.

$$\frac{1}{U_m} = \frac{1}{h_c} + \frac{1}{h_f} \quad (7.14)$$

$$\Delta T_1 = T_{e,c} - T_{s,f} \quad (7.15)$$

$$\Delta T_2 = T_{s,c} - T_{e,f} \quad (7.16)$$

$$\Delta T_{ln} = \frac{\Delta T_2 - \Delta T_1}{\ln \frac{\Delta T_2}{\Delta T_1}} \quad (7.17)$$

$$A = \frac{\dot{Q} \cdot 1000}{U_m \cdot \Delta T_{ln}} \quad (7.18)$$

donde:

- U_m : Coeficiente global de transferencia de calor [W/m^2K].
- h_c : Coeficiencia de convección del fluido caliente [W/m^2K].
- h_f : Coeficiencia de convección del fluido frío [W/m^2K].
- ΔT_{ln} : Diferencia de temperatura logarítmica [K].
- A : Área de transferencia de calor [m^2].

El coeficiente de convección del agua se puede obtener mediante una interpolación lineal a partir de los datos de la Tabla 7.10.

Tabla 7.10: Coeficientes convectivos típicos del agua en intercambiadores de calor.

$P[bar]$	$h_{agua}[W/m^2K]$
1-5	5.000-10.000
5-100	3.000-5.000

El coeficiente de convección del hidrógeno puede estimarse a través de la correlación de la ecuación 7.19.

$$h_{gas} = 110,68 \cdot P_{gas}^{0,4011} \quad (7.19)$$

donde:

- h_{gas} : Coeficiente de convección del gas de estudio [W/m^2K].
- P_{gas} : Presión de operación del gas de estudio [bar].

Con lo anterior se determinan todos los parámetros de operación del intercambiador de calor para el almacenamiento del hidrógeno, estos se observan en las Tablas 7.11 y 7.12.

Tabla 7.11: Parámetros de operación de refrigeración de H_2 después del compresor.

$T_{eH_2}[K]$	531,40
$T_{sH_2}[K]$	308,15
$P_{H_2}[bar]$	420,00
$c_{pH_2}[kJ/kgK]$	14,81
$h_{H_2}[W/m^2K]$	1248,11
$T_{eH_2O}[K]$	293,15
$T_{sH_2O}[K]$	363,15
$P_{H_2O}[bar]$	3
$c_{pH_2O}[kJ/kgK]$	4,181
$h_{H_2O}[W/m^2K]$	7500
$U_m[W/kgK]$	1070,04
$\Delta T_{ln}[K]$	63,39
$A[m^2]$	4,00

Tabla 7.12: Refrigeración del H_2 después del compresor.

$\dot{Q}[kW]$	$\dot{m}_{H_2O}[kg/s]$
271,390	0,927

Los estanques de hidrógeno se dividen principalmente en 4 categorías, Tipo I, Tipo II, Tipo III y Tipo IV. Los estanques Tipo I están hechos de metal (acero/aluminio). En el tipo II hay un filamento enrollado alrededor del cilindro metálico (aluminio) que consiste principalmente en materiales como fibra de vidrio/aramida o fibra de carbono. Los tanques de tipo III constan de material compuesto, fibra de vidrio, aluminio/aramida o fibra de carbono con un revestimiento metálico de aluminio o acero. Los tanques tipo IV son tanques compuestos de fibra de carbono con un revestimiento de polímero (termoplástico).

Generalmente los tanques para el almacenamiento de hidrógeno comprimido tipo I y II son empleados en aplicaciones estacionarias como por ejemplo laboratorios o estaciones de carga de hidrógeno. Los depósitos tipo III y IV, a pesar de ser más caros que los tipos I y II, son empleados en vehículos debido a que ofrecen la mejor densidad en peso de hidrógeno.

Teniendo esto en consideración es que se selecciona un estanque tipo I de la marca Sino Energy, modelo Jumbo Hydrogen Cylinder 1050 L [32]. Las especificaciones técnicas principales del compresor se muestran en la Tabla 7.13 y en la Figura 7.3 una imagen referencial. Dado que la capacidad máxima del estanque es menor que la masa de hidrógeno a almacenar se debe utilizar 15 de estos equipos.



Figura 7.3: Estanque Jumbo Hydrogen Cylinder 1050 L Sino Energy [32].

Tabla 7.13: Especificaciones técnicas Estanque Jumbo Hydrogen Cylinder 1050 L de la marca Sino Energy.

Tipo de tanque	Tipo I
Peso [kg]	2769
Largo [cm]	1097,5
Presión max. [bar]	450
Temperatura operación. [°C]	-40 a 65
Capacidad max. [L]	2210

El hidrógeno almacenado en los estanques se encuentra a una presión de 420 [bar] y temperatura de 308,15 [K]. Para que el gas pueda ser utilizado en la celda de combustible, es necesario ajustarlo a una presión de 8 [bar] y temperatura de 313,15 [K]. Primero se debe realizar una descompresión del hidrógeno mediante una válvula, esta se asume isoentálpica, teniendo la Ecuación 7.20.

$$h_1 = h_2 \quad (7.20)$$

donde:

- h_1 : Entalpía del hidrógeno a la entrada de la válvula [kJ/kg].
- h_2 : Entalpía del hidrógeno a la salida de la válvula [kJ/kg].

Dado que se conoce la presión y temperatura a la entrada de la válvula es posible determinar la entalpía, y con este valor y la presión a la salida se determina la temperatura del hidrógeno a la salida, ambas propiedades se obtienen de EES. En la Tabla 7.14 se pueden apreciar los parámetros de operación de la válvula.

Tabla 7.14: Parámetros de operación válvula de expansión H_2 .

$T_{eH_2}[K]$	308,15
$P_{eH_2}[K]$	420
$h_{eH_2}[kJ/kg]$	4326
$T_{sH_2}[K]$	325,4
$P_{sH_2}[K]$	8
$h_{sH_2}[kJ/kg]$	4326

Se aprecia de la tabla anterior que el hidrógeno sale de la válvula a una temperatura mayor de la requerida para ingresar a la celda de combustible, por lo que es necesario enfriarlo nuevamente hasta alcanzar una temperatura final de 308,15 [K]. Para lograr esto, se ha diseñado un intercambiador de calor a contracorriente que también utiliza agua de servicio. Las ecuaciones para el calor transferido, el flujo de fluido frío y el área de transferencia son las mismas que para los intercambiadores de calor anteriores, utilizando las Ecuaciones de la 7.12 a 7.18. Los resultados se pueden observar en las Tablas 7.15 y 7.16.

Tabla 7.15: Parámetros de operación de refrigeración de H_2 antes de la celda de combustible.

$T_{eH_2}[K]$	325,40
$T_{sH_2}[K]$	313,15
$P_{H_2}[bar]$	8,00
$c_{pH_2}[kJ/kgK]$	14,39
$h_{H_2}[W/m^2K]$	254,86
$T_{eH_2O}[K]$	293,15
$T_{sH_2O}[K]$	303,15
$P_{H_2O}[bar]$	3
$c_{pH_2O}[kJ/kgK]$	4,183
$h_{H_2O}[W/m^2K]$	7500
$U_m[W/kgK]$	246,48
$\Delta T_{ln}[K]$	21,11
$A[m^2]$	2,78

Tabla 7.16: Refrigeración del H_2 antes de la celda de combustible.

$\dot{Q}[kW]$	$\dot{m}_{H_2O}[kg/s]$
14,479	0,346

7.3. Acondicionamiento del oxígeno para su aprovechamiento

Se considera el uso de oxígeno para su venta a centros médicos por lo que su almacenamiento debe cumplir con las características de este. Inicialmente, se observa que este gas presenta características similares al hidrógeno, por lo tanto, resulta conveniente utilizar la aproximación politrópica para un proceso de compresión reversible. Se lleva a cabo un proceso análogo al realizado para el acondicionamiento del hidrógeno, pero en este caso, con condiciones de presión y temperatura diferentes, es decir, $P_{\text{final}} = 200[\text{bar}]$ y $T_{\text{final}} = 308,15[\text{K}]$.

El oxígeno sale de los electrolizadores a la misma presión y temperatura que el hidrógeno, es decir, $P_{\text{inicial}} = 35 [\text{bar}]$ y $T_{\text{inicial}} = 358,15[\text{K}]$, utilizando la Ecuación 7.1 para un proceso de 2 etapas de compresión, se obtiene un valor de $r_p = 2,39$. Las ecuaciones utilizadas para calcular los estados termodinámicos son las mismas que las empleadas en el caso del hidrógeno.

Similar a los cálculos realizados para el proceso de compresión del hidrógeno, se obtuvieron nuevamente los calores específicos, factores de compresibilidad y densidades mediante el uso de EES. Los resultados del proceso iterativo para determinar la temperatura de salida de cada etapa se presentan en la Tabla 7.17, y en la Tabla 7.18 se resumen los parámetros de operación de cada componente del ciclo de compresión.

Tabla 7.17: Resultados del proceso iterativo en compresores del oxígeno

<i>Etapa</i>	$P_m[\text{bar}]$	<i>Iteración</i>	$c_p[\text{kJ/kgK}]$	$c_v[\text{kJ/kgK}]$	k	n	$T_s[\text{K}]$	$T_m[\text{K}]$
1	59,333	1	0,9898	0,6781	1,460	1,538	485,843	421,997
		2	0,9863	0,6924	1,424	1,495	477,944	418,047
		3	0,9861	0,6914	1,426	1,497	478,347	418,249
		4	0,9861	0,6914	1,426	1,497	478,347	418,249
2	141,833	1	1,136	0,6874	1,653	1,782	451,678	379,914
		2	1,054	0,6917	1,524	1,618	429,849	368,999
		3	1,061	0,6901	1,537	1,635	432,286	370,218
		4	1,06	0,6903	1,536	1,633	431,950	370,050
		5	1,06	0,6902	1,536	1,633	431,989	370,070

Tabla 7.18: Parámetros de operación compresores de oxígeno

<i>Etapa</i>	$P[\text{bar}]$	$T[K]$	Z	$\rho_{O_2}[\text{kg}/\text{m}^3]$
1e	35,000	358,150	0,995	37,820
1s	83,666	478,347	1,016	66,260
2e	83,666	308,150	0,965	108,300
2s	200,000	431,989	1,039	171,600

De igual forma, se emplean las mismas ecuaciones previamente utilizadas para el caso del hidrógeno, con el propósito de calcular las potencias requeridas por el proceso de compresión del oxígeno, como se detalla en la Tabla 7.19. No obstante, en esta ocasión, se tiene en cuenta la constante de gases ideales específica para el oxígeno, que se establece en $R_{O_2} = 0,254$.

Tabla 7.19: Potencia requerida para la compresión del O2 por etapa y total.

$\dot{W}_1[kW]$	$\dot{W}_2[kW]$	$\dot{W}_n[kW]$
66,489	56,129	122,618

Dada la similitud de las presiones de trabajo, es posible utilizar el mismo compresor seleccionado para el hidrógeno, D Type Diaphragm Air Compressor de la marca Sollant [31]. En este caso la potencia requerida no supera la potencia máxima del compresor por lo que solo se requiere uno.

En relación al diseño del intercambiador de calor, para el primer enfriamiento del oxígeno simplemente se necesita calcular los flujos máscicos de agua de servicio requeridos para alcanzar la temperatura deseada del oxígeno. Para lograr esto, se aplican las mismas ecuaciones que se utilizaron previamente para el hidrógeno, considerando que en este caso, el oxígeno es el fluido caliente. En la Tabla 7.20, se resumen los parámetros operativos del proceso, mientras que en la Tabla 7.21, se presentan los resultados de estos cálculos.

Tabla 7.20: Parámetros de operación de refrigeración de O₂ entre etapas de compresión.

$T_{eO_2}[K]$	478,35
$T_{sO_2}[K]$	308,15
$P_{O_2}[bar]$	83,67
$c_{pO_2}[kJ/kgK]$	1,07
$T_{eH_2O}[K]$	293,15
$T_{sH_2O}[K]$	363,15
$P_{H_2O}[bar]$	83,67
$c_{pH_2O}[kJ/kgK]$	4,18

Tabla 7.21: Refrigeración del O₂ entre etapas de compresión

$\dot{Q}[kW]$	$\dot{m}_{H_2O}[kg/s]$
119,361	0,408

El objetivo es almacenar el oxígeno a una temperatura de 308,15 [K], por lo tanto, se ha diseñado un intercambiador de calor en la salida del compresor para reducir su temperatura. Una vez más, se utilizan las mismas ecuaciones y correlaciones que se presentaron anteriormente para el hidrógeno. Los parámetros y resultados de este proceso se detallan en las Tablas 7.22 y 7.23, respectivamente.

Tabla 7.22: Parámetros de operación de refrigeración de O2 después del compresor.

$T_{eO_2}[K]$	431,99
$T_{sO_2}[K]$	308,15
$P_{O_2}[bar]$	200,00
$c_{pO_2}[kJ/kgK]$	1,104
$h_{O_2}[W/m^2K]$	1248,11
$T_{eH_2O}[K]$	293,15
$T_{sH_2O}[K]$	363,15
$P_{H_2O}[bar]$	3
$c_{pH_2O}[kJ/kgK]$	4,181
$h_{H_2O}[W/m^2K]$	7500
$U_m[W/kgK]$	824,91
$\Delta T_{ln}[K]$	35,33
$A[m^2]$	3,08

Tabla 7.23: Refrigeración del O2 después del compresor.

$\dot{Q}[kW]$	$\dot{m}_{H_2O}[kg/s]$
89,777	0,307

Se selecciona el estanque Air Storage Tank 300 de la marca Taian STRENGTH Equipments [33], en la Figura 7.4 se puede apreciar una imagen referencial. Posee una capacidad de $300 m^3$ y presión de operación de $0.2 MPa$ a $100 MPa$. Para almacenar el oxígeno producido son necesario 4 estanques.



Figura 7.4: estanque Air Storage Tank 300 Taian STRENGTH Equipments [33].

7.4. Acondicionamiento del agua de proceso

7.4.1. Agua entrada electrolizador

El agua que entra en la planta de hidrógeno se encuentra inicialmente a temperatura ambiente 293,15 [K], y presión atmosférica 1 [bar]. Para alcanzar la presión de operación adecuada para el electrolizador de 35 [bar], es necesario utilizar una bomba. En este proceso, se asume que se sigue un proceso isentrópico, lo que nos permite calcular tanto la entalpía real en la salida como el trabajo realizado por la bomba mediante las Ecuaciones 7.21 y 7.22.

$$h_2 = h_1 + \frac{h_{2s} - h_1}{\eta_b} \quad (7.21)$$

$$\dot{W} = \dot{m}_{H_2O} \cdot (h_1 - h_2) \quad (7.22)$$

donde:

- h_2 : Entalpía de salida real del agua [kJ/kg].
- h_1 : Entalpía de entrada a la bomba para el agua [kJ/kg].
- h_{2s} : Entalpía de salida isentrópica del agua [kJ/kg].
- η_b : Eficiencia de la bomba.
- \dot{W} : Potencia de la bomba de agua [kW].
- \dot{m}_{H_2O} : Flujo másico del agua de entrada del electrólisis [kg/s].

Mediante EES es posible obtener las entalpías del agua a la entrada y la salida de la bomba, se define la eficiencia de la bomba en 80 %, con esto se obtiene de las Ecuaciones 7.21 y 7.22 la entalpía de salida real del agua y la potencia de la bomba. En la Tabla 7.24 se puede observar los parámetros de operación de la bomba.

Tabla 7.24: Parámetros de operación bomba para agua de proceso

T_e [K]	293,15
P_e [bar]	1
P_s [bar]	35
H [m.c.a]	346,71
h_1 [kJ/kg]	83,93
h_{2s} [kJ/kg]	87,12
η_b [%]	80
h_2 [kJ/kg]	87,92
\dot{W} [kW]	3,27

Considerando los parámetros de operación para la bomba, se selecciona la bomba D/DG25-50x12 de la marca Deke [34] se puede ver una imagen referencial en la Figura 7.5. Posee una caudal máximo de 25 $[m^3/h]$ y alcanza diferencias de presión de hasta 600 $[m.c.a.]$.



Figura 7.5: Bomba D/DG25-50x12 Deke [34].

El siguiente paso es llevar el agua de proceso a la temperatura requerida antes de que entre en el electrolizador de 358,15 $[K]$, para esto se emplea un intercambiador de calor. A través de la Ecuación 7.23 se determina la cantidad de calor que debe ser transferida desde el agua de servicio al agua de proceso.

$$\dot{Q} = \dot{m}_f \cdot c_{p,f} \cdot (T_{s,f} - T_{e,f}) \quad (7.23)$$

donde:

- \dot{Q} : Flujo de calor intercambiado $[kW]$.
- \dot{m}_f : Flujo másico del agua de proceso $[kg/s]$.
- $c_{p,f}$: Calor específico del agua de proceso a la temperatura media entre la entrada y salida, y presión de operación $[kJ/kgK]$.
- $T_{e,f}$: Temperatura de entrada del agua de proceso $[K]$.
- $T_{s,f}$: Temperatura de salida del agua de proceso $[K]$.

Por otro lado, la temperatura de salida del agua de servicio es una incógnita que se puede calcular mediante la Ecuación 7.24, también se tiene la temperatura media del agua de servicio representada en la Ecuación 7.25.

$$T_{s,c} = T_{e,c} - \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_c \cdot c_{p,c}} \quad (7.24)$$

$$T_{m,c} = \frac{T_{e,c} + T_{s,c}}{2} \quad (7.25)$$

donde:

- $T_{s,c}$: Temperatura de salida del agua de servicio $[K]$.
- $T_{e,c}$: Temperatura de entrada del agua de servicio $[K]$.

- \dot{m}_c : Flujo másico del agua de servicio [kg/s].
- $c_{p,c}$: Calor específico del agua de servicio a la temperatura media entre la entrada y salida, y presión de operación [kJ/kgK].
- $T_{m,c}$: Temperatura media del agua de servicio [K].

Sin embargo, este cálculo depende del valor del calor específico del fluido de servicio, el cual a su vez está relacionado con la temperatura promedio y requiere conocer previamente la temperatura de salida. Por lo tanto, se realiza un proceso iterativo para obtener tanto el valor del calor específico como la temperatura de salida del agua de servicio mediante el programa EES, este se puede observar en la Tabla 7.25.

Tabla 7.25: Iteración para encontrar la temperatura de salida del agua de servicio

Iteración	$c_{p,c}[kJ/kg]$	$T_{s,c}[K]$	$T_{m,c}[K]$
1	4,204	349,177	356,164
2	4,196	349,151	356,150
3	4,196	349,151	356,150

De forma equivalente a los intercambiadores de calor del hidrógeno se determina el área de transferencia de calor requerida para el diseño. Se encuentran todos los parámetros de operación del intercambiador de calor para el agua de proceso previo al electrolizador presentes en la Tabla 7.26.

Tabla 7.26: Parámetros de operación de refrigeración para agua de proceso.

$T_{eH_2O,f}[K]$	293,15
$T_{sH_2O,f}[K]$	358,15
$P_{H_2O,f}[bar]$	35,00
$c_{pH_2O,f}[kJ/kgK]$	4,17
$h_{H_2O,f}[W/m^2K]$	3631,57895
$T_{eH_2O,c}[K]$	363,15
$T_{sH_2O,c}[K]$	349,15
$P_{H_2O,c}[bar]$	3
$c_{pH_2O,c}[kJ/kgK]$	4,20
$h_{H_2O,c}[W/m^2K]$	7500
$U_m[W/kgK]$	2446,81
$\Delta T_{ln}[K]$	21,11
$A[m^2]$	4,31

7.4.2. Agua salida celda de combustible

El agua sale de la celda de combustible a la misma presión y temperatura que la de ingreso del hidrógeno, es decir, $P_{inicial} = 8$ [bar] y $T_{inicial} = 313,15$ [K]. Se desea almacenar el agua en un estanque a temperatura y presión atmosférica de forma que esta pueda ser reutilizada en el proceso de producción de hidrógeno, siendo enviada al estanque de agua que abastece al electrolizador al finalizar el día.

Para alcanzar la presión de almacenamiento, es necesario utilizar una válvula, de forma análoga a la descompresión del hidrógeno para su ingreso a la celda se obtienen los parámetros de operación de la válvula, presentes en la Tabla 7.27.

Tabla 7.27: Parámetros de operación válvula de expansión H_2O .

Te H2O [K]	313,15
Pe H2O [K]	8
he H2O[kJ/kg]	168,2
Ts H2O [K]	313,2
Ps H2O [K]	1
hs H2O [kJ/kg]	168,2

Se aprecia de la Tabla anterior que el agua sale de la válvula a una temperatura mayor de la requerida para almacenarla, por lo que es necesario enfriarla hasta alcanzar una $T_{final} = 293,15$ [K]. Para lograr esto, se ha diseñado un intercambiador de calor a contracorriente que también utiliza agua de servicio. Las ecuaciones para el calor transferido, el flujo de fluido frío y el área de transferencia son las mismas que las utilizadas para los intercambiadores de calor anteriores. Los resultados se pueden observar en las Tablas 7.28 y 7.29.

Tabla 7.28: Parámetros de operación de refrigeración de H₂O para almacenamiento

$T_{e,cH_2O}[K]$	313,20
$T_{s,cH_2O}[K]$	293,15
$P_{cH_2O}[bar]$	1,00
$c_{p,cH_2O}[kJ/kgK]$	4,183
$h_{cH_2O}[W/m^2K]$	5000,00
$T_{e,fH_2O}[K]$	293,15
$T_{s,fH_2O}[K]$	303,15
$P_{fH_2O}[bar]$	3
$c_{p,fH_2O}[kJ/kgK]$	4,182
$h_{fH_2O}[W/m^2K]$	7500
$U_m[W/kgK]$	3000,00
$\Delta T_{ln}[K]$	7,23
$A[m^2]$	2,54

Tabla 7.29: Refrigeración del H₂O para almacenamiento.

$\dot{Q}[kW]$	$\dot{m}_{H_2O}[kg/s]$
55,177	0,880

Considerando que el agua producida por la celda se recircula en el proceso de electrólisis, es necesario utilizar una bomba. Similar a lo realizado para el agua de entrada al electrolizador, en este proceso, se asume que se sigue un proceso isentrópico, se calcula tanto la entalpía real en la salida como el trabajo realizado por la bomba. En la Tabla 7.30 se puede observar los parámetros de operación de la bomba.

Tabla 7.30: Parámetros de operación bomba para agua de celda de combustible.

T_e [K]	293,15
P_e [bar]	1
P_s [bar]	3
H [m.c.a]	346,71
h_1 [kJ/kg]	83,93
h_{2s} [kJ/kg]	84,12
η_b [%]	80
h_2 [kJ/kg]	84,17
\dot{W} [kW]	0,16

Se requieren estanques para los dos flujos de agua presentes en el sistema: el agua de entrada al electrolizador y el agua de salida de la celda de combustible. Se considera que el agua de servicio, utilizada en los intercambiadores de calor, es adquirida del estanque ubicado a la salida de la celda y el resto es enviada al estanque de entrada del electrolizador. La diferencia de flujo de agua requerida a diario y la que es devuelta por la celda se repone mediante la compra a la empresa de servicios sanitarios. En la Tabla 7.31 se pueden observar los flujos.

Tabla 7.31: Capacidad necesaria de los estanques y flujo por reponer.

mH ₂ O salida celda [Kg/día]	23.684,39
mH ₂ O entrada electrolizador [Kg/día]	26.611,67
mH ₂ O por reponer [Kg/día]	2.927,28

Tanto para el agua después de la celda como para la entrada del electrolizador es posible contar con estanques de acero inoxidable hechos a medida, acorde al volumen requerido, por la empresa Jiangsu Mingxing Water Supply Equipment [35].

7.5. Diagrama de flujo de la planta

A continuación, en la figura 7.6, se muestra el diagrama de flujos de la planta. En este se detallan todos los componentes, su distribución y la interacción entre ellos, también se observa el curso de los diferentes flujos.

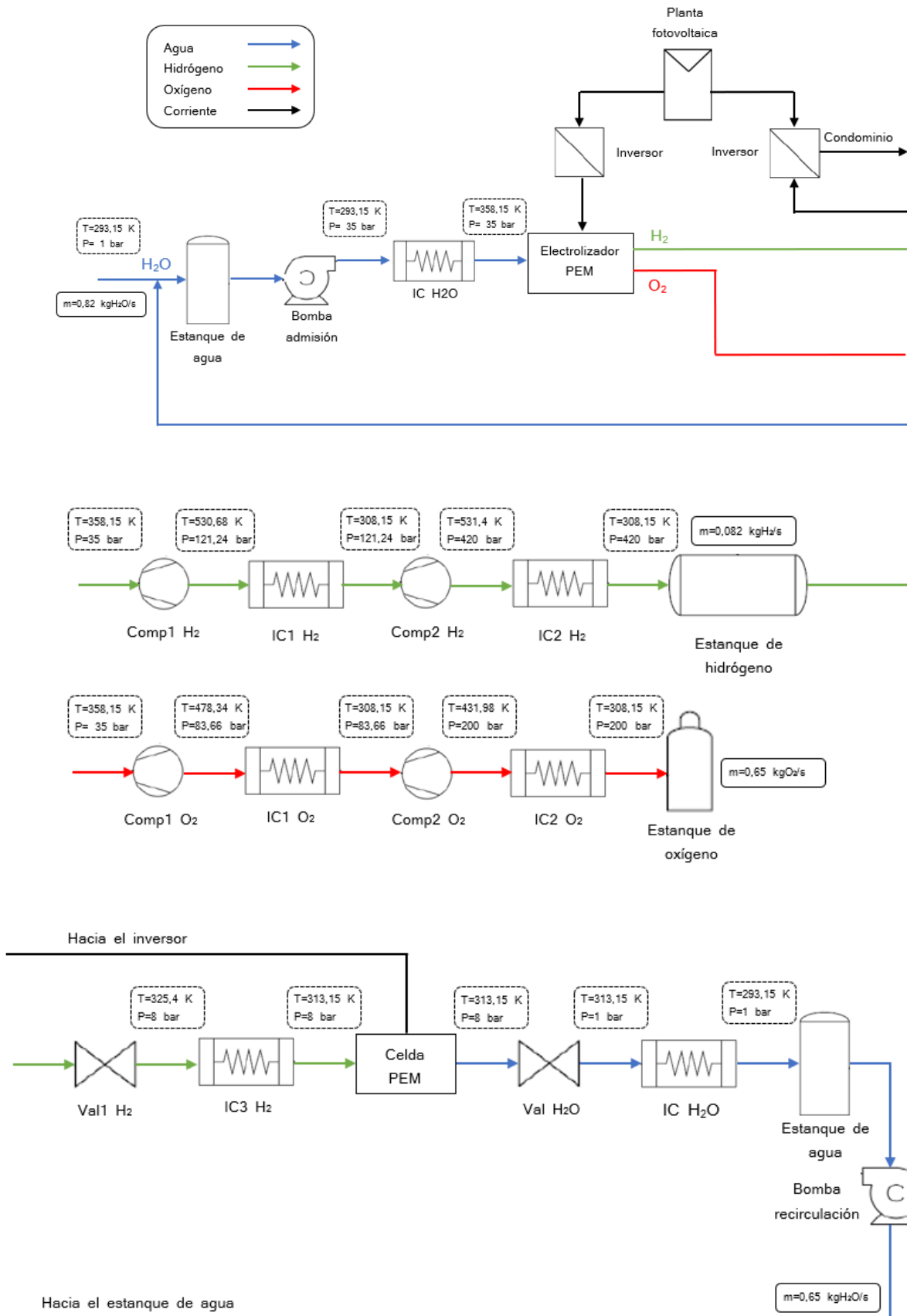


Figura 7.6: Diagrama de flujo.

Capítulo 8

Dimensionamiento planta solar fotovoltaica

Como se mencionó anteriormente la energía renovable a utilizar es solar, mediante paneles fotovoltaicos. La planta PV abastece el consumo energético de las casas y la planta de hidrógeno; para este último se estima el consumo energético total con los cálculos realizados anterior, considerando un 10% adicional para efectos de control automático de la planta y otras necesidades energéticas de poco impacto. En la Tabla 8.1 es posible observar las demandas eléctricas.

Tabla 8.1: Demandas energéticas de la planta fotovoltaica

Demanda condominio [kW]	32.317,81
Demanda planta H2 [kW]	1.409,41
Demanda total [kW]	33.727,22

En primer lugar, se debe obtener la potencia peak del campo, correspondiente a la potencia entregada bajo condiciones estándar de 1 [kW/m²], descrita por:

$$P_P = \frac{E_{d,PV} 1 \left[\frac{kW}{m^2} \right]}{I_{c,min} \cdot PR} \quad (8.1)$$

donde:

- $E_{d,PV}$: demanda de energía diaria [kWh_e/día].
- $I_{c,min}$: radiación solar mínima diaria [kWh/m²día].
- PR : factor de rendimiento del conjunto 0,75.

De la Tabla 8.1 se obtiene la demanda y la radiación solar mínima diaria se obtiene del *Explorador Solar*. El número de paneles que se deben conectar en serie se obtienen mediante:

$$N_{p,s} = \frac{V_{NOM}}{V_{mpp}} \quad (8.2)$$

donde:

- V_{NOM} : tensión nominal del campo generador [V].
- V_{mpp} : tensión del panel en el punto de máxima potencia [V].

La tensión nominal del campo generador se define en 800 [V], la tensión del panel en el punto de máxima potencia viene definido por el fabricante.

Se selecciona el panel de marca Risen Solar Technology, modelo 450 Watts Risen Mono Perc, Half Cells [36] presente en la Figura 8.1. En la Tabla 8.2 se pueden apreciar las especificaciones técnicas.



Figura 8.1: Panel fotovoltaico 450 Watts Risen Mono Perc, Half Cells Risen Solar Technology [36].

Tabla 8.2: Especificaciones técnicas panel solar 450 Watts Risen Mono Perc, Half Cells marca Risen Solar Technology [36].

Potencia max. [W]	450
Voltaje a max. Potencia [V]	44
Corriente a max. Potencia [A]	10,24
Dimensión del panel (H/W/D) [mm]	2.178 x 996 x 40

Los paneles necesarios en paralelo, por otro lado, dependerán de la potencia peak del campo y de la capacidad máxima del módulo:

$$N_{p,p} = \frac{P_P}{P_m N_{p,s}} \quad (8.3)$$

donde:

- P_m : máxima potencia del panel [kW_p].

De esta forma, el número de paneles necesarios para las condiciones de diseño descritas será:

$$N_P = N_{p,p} \cdot N_{p,s} \quad (8.4)$$

En la Tabla 8.3 se tiene la cantidad de paneles necesarios y su disposición para suplir la demanda energética total.

Tabla 8.3: Número y disposición paneles fotovoltaicos.

Nº de paneles en serie	20
Nº de paneles en paralelo	724
Nº total de paneles	14.480

Dado que el campo de paneles y las celdas de combustible generan la electricidad en corriente continua y tanto las casas como la planta de hidrógeno requieren la energía en corriente alterna es que se requiere de un inversor. Se selecciona un inversor Sungrow modelo SG1500UD cuyas especificaciones técnicas se ven en la Tabla 8.4 y se puede apreciar en la Figura 8.2 [37].



Figura 8.2: inversor Sungrow modelo SG1500UD [37].

Tabla 8.4: Especificaciones técnicas inversor Sungrow modelo SG1500UD [37].

Voltaje max. [V]	1.100
Voltaje min. [V]	580
Corriente max. [A]	2*1.448
Potencia @45°C [kVA]	1.650
Potencia @50°C [kVA]	1.500

Dado que la potencia instalada es superior a la potencia máxima del inversor se deben utilizar 28 de estos equipos.

Capítulo 9

Obtención y suministro de agua

Considerando que la zona no posee una escasez hídrica importante y cuenta con un sistema de obtención y suministro de agua administrado por Aguas de Valle S.A, es que se considera la compra del agua para suplir el flujo de agua por reponer en la planta de hidrógeno.

A continuación, se observa en la Tabla 9.1 un resumen con las tarifas vigentes por servicios de agua potable y alcantarillado [38].

Tabla 9.1: vigentes por servicios de agua potable y alcantarillado de Aguas de Valle S.A.

Cargo fijo por cliente [$\$/mes$]	994
Cargo variable por metro cúbico [$\$/m^3$]	640,26
Otros cargos [$\$/mes$]	2.416

Dado estos valores y la cantidad de agua por reponer de la Tabla 7.31, se obtiene un costo de 58.100 [$\$/mes$], equivalente a 76,1 [USD/mes].

Capítulo 10

Costo nivelado de hidrógeno (LCOH) y energía (LCOE)

El Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH) es un indicador fundamental que refleja el costo de producir 1 [kg] de hidrógeno teniendo en cuenta los costos asociados, y desempeña un papel crucial en el análisis de la competitividad del hidrógeno producido en el mercado.

El Costo Nivelado de Energía (LCOE) representa un costo constante por unidad de generación que se calcula para comparar el costo de generación de diferentes tecnologías, siendo representativo en un proceso competitivo de licitación para contratos de energía reales.

Estos se calculan mediante la Ecuación 10.1, la cual requiere de la previa estimación de los costos de capital (CAPEX) y los costos operativos (OPEX).

$$LCO_i = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n} OPEX}{\sum_{t=1}^{t=n} Producción_i} \quad (10.1)$$

Donde n representa el horizonte de evaluación en años, considerando n = 20, mientras que i representa el hidrógeno o la energía. A continuación, se estima el CAPEX y el OPEX del proyecto para el hidrógeno y la energía.

10.1. CAPEX

La inversión de capital del proyecto (CAPEX), debe inicialmente abordar la adquisición de los equipos y componentes esenciales para establecer y operar el proyecto. A continuación, se muestra un desglose de los costos fijos clave de inversión en la Tabla 10.1 para el hidrógeno y la energía, en la que la mayoría de los precios de los equipos se obtuvieron de la información pública de los productos.

Las únicas excepciones se relacionan con los intercambiadores de calor (IC). Para estimar el costo de los intercambiadores de calor, se emplea la plataforma de estimación de costos llamada "Matches"[39]. Se toma como referencia un intercambiador de calor de doble tubo, hecho de aluminio con una presión de 900 Psi para el hidrógeno, y acero inoxidable 410 con

una presión de 900 Psi para el oxígeno. Luego, se ingresa el área de intercambio obtenida en el cálculo. Los costos iniciales se basan en dólares estadounidenses (USD) correspondientes al año 2014 y posteriormente se ajustan al precio promedio del dólar en el año 2023.

Además, según lo establecido por el SII, el terreno se encuentra evaluado en 134.146.702 [CLP], lo que es equivalente a 164.635 [USD].

Tabla 10.1: Costos fijos de adquisición de equipos y componentes para el hidrógeno y la energía.

Equipo o componente	Costo unitario + IVA	Costo Total LCOE	Costo Total LCOH
Celda de combustible	1.463 [USD/kW]	4.728.096	-
Electrolizador	840 [USD/kW]	13.171.434	13.171.434
Compresor H2	173.694 [USD]	347.388	173.694
Compresor O2	173.694 [USD]	173.694	173.694
ICs H2	-	4.125	4.125
ICs O2	-	5.653	5.653
Ics H2O	-	10.282	5.141
Estanque H2	87.983 [USD]	1.319.745	1.319.745
Estanque O2	86.391 [USD]	345.564	345.564
Estanque H2O	113 [USD/m ³]	5.683	3.007
Bomba	3.570 [USD]	7.140	3.570
Panel fotovoltaico	232,45 [USD]	3.365.876	144.119
Inversores	15.400 [USD]	431.200	15.400
Terreno	878 [USD/ha]	164.635	164.635

La inversión también incluye los gastos relacionados con obras civiles, los cuales se calculan como el 50 % del costo fijo asociado a los componentes. Esto resulta en un costo fijo parcial. Luego, se agrega un 30 % adicional para contemplar posibles eventualidades, estas pueden abarcar elementos no considerados en esta evaluación de costos, discrepancias entre los precios estimados y los precios reales, entre otros. Así se obtiene el costo fijo de inversión final.

Por último, es relevante mencionar que el CAPEX incorpora el capital de trabajo, que habitualmente representa entre el 12 % y el 24 % del costo fijo de inversión en instalaciones químicas. Para este proyecto específico, se ha optado por un capital de trabajo equivalente al 15 % del costo fijo de inversión [13]. En la Tabla 10.2 se detallan los valores.

Tabla 10.2: Resultados CAPEX.

	LCOE	LCOH
Costos fijos [USD]	24.080.515	15.703.475
Obras civiles [USD]	12.040.258	7.851.737
Total parcial [USD]	36.120.773	23.555.212
eventualidades [USD]	10.836.232	7.066.564
sum eventualidades [USD]	46.957.005	30.621.776
Capital de trabajo [USD]	7.043.551	4.593.266
CAPEX total [USD]	54.000.556	35.215.042

10.2. OPEX

Los costos de operación (OPEX) se dividen en los costos variables y fijos. Los costos variables de operación de la planta corresponden al costo de la electricidad, esta se obtiene mediante la Ecuación 10.2:

$$C_e = P_e \cdot Q_e \quad (10.2)$$

donde:

- C_e : Costo de consumo de energía [USD/año].
- P_e : Precio de venta de la energía en la zona de interés [USD/kwh].
- Q_e : Cantidad de energía consumida [kwh/año].

Dado que la energía se obtiene mediante fuentes renovables se tiene que el $P_e = 0$ [USD], por lo que el costo de consumo de energía es de $C_e = 0$ [USD/año].

Los costos de operación fijos corresponden al gasto anual incurrido en agua, los sueldos del personal, operación y mantenimiento (OM), y un cargo extra por emergencias.

Si bien existe una recuperación del 89% del agua para el proceso de electrolisis por las celdas de combustible, se tiene un consumo de agua externo. En Capítulo 9 se observa la Tabla 9.1 con la tarifa por consumo de agua y a continuación el costo mensual incurrido en el agua por reponer.

En la tabla 10.3 se presentan los distintos cargos del personal de la planta, sus respectivos sueldos y cuántas personas se necesitan por cargo considerando tanto la planta de hidrógeno como la planta fotovoltaica.

Tabla 10.3: Sueldos y cantidad de personal.

Cargo	Sueldos [USD/mes]	Cantidad LCOE	Cantidad LCOH
Ingenieros	3600	4	2
Supervisores	3000	2	1
Personal de planta	2400	8	5
Administrativos	2400	4	2
Prevencionista de riesgos	1800	2	1
Guardias	1800	4	2
Personal de aseo	1800	4	2

Por lo general, el costo de operación y mantenimiento se calcula como un porcentaje del costo de inversión fijo, variando típicamente entre el 1 % y el 3 % según la tecnología utilizada [13]. En este proyecto, por conveniencia, se ha asumido que el costo de O&M equivale al 2 % del costo fijo. Sumando los gastos asociados al agua, la mano de obra y O&M se obtiene un costo operativo fijo parcial. Posteriormente, se agrega un 30 % adicional para hacer frente a situaciones de emergencia relacionadas con la operación de la planta.

De esta manera, la combinación de todos estos gastos proporciona el costo operativo fijo anual total que se detalla en la tabla 10.4.

Tabla 10.4: Resultados OPEX fijo en [$USD/año$].

	LCOE	LCOH
Agua [$USD/año$]	808	808
Sueldos [$USD/año$]	806.400	432.000
O&M [$USD/año$]	939.140	612.436
Total parcial [$USD/año$]	1.746.348	1.045.244
emergencias [$USD/año$]	523.905	313.573
OPEX fijo total [$USD/año$]	2.270.253	1.358.817

Con esto es posible calcular los Costos Nivelados de Hidrógeno (LCOH) y de Energía (LCOE) presentes en la Tabla 10.5.

Tabla 10.5: Costo Nivelado de hidrógeno y energía.

LCOE	1,988 [USD/kWh]
LCOH	33,888 [USD/kgH_2]

Capítulo 11

Discusión

En el proyecto desarrollado, se destaca la importancia de investigar tanto el recurso renovable como la demanda de energía, especialmente en aplicaciones de uso estacionario. Al examinar el caso particular de un condominio en la región de Coquimbo es posible observar que la generación renovable diaria no puede satisfacer el consumo durante todas las horas del día. Por lo tanto, el almacenamiento de hidrógeno durante el día permite garantizar un suministro constante y seguro de energía para el recinto.

En lo que respecta a la elección de la ubicación de la planta, es fundamental tener en cuenta que existen diversas formas de obtener los recursos necesarios para la producción de hidrógeno, lo que podría ampliar las oportunidades para desarrollar instalaciones similares. Por un lado, la escasez de terrenos adecuados en la zona norte-centro del país, que cumplan con los requisitos ideales para la generación fotovoltaica, como radiación solar, sombras y topografía, podría superarse considerando la instalación de plantas fotovoltaicas en terrenos agrícolas. Sin embargo, se está dejando fuera la zona sur del país, para este caso se podría considerar la generación eólica con sus debidos estudios de factibilidad y medioambientales.

Por otro lado, una ventaja significativa de la utilización de la combinación celda de combustible- electrolizador es la recirculación del 89% del agua, no solo en términos de reducción de costos operativos del proyecto, sino también en la escasez de agua a nivel nacional y global.

Con respecto al oxígeno producido durante el proceso de electrólisis, este puede ser empleado en aplicaciones donde sea necesario, y su uso en hospitales contribuye al bienestar social. Aunque el proyecto no incluye su distribución, se presentan desafíos en cuanto a su almacenamiento y utilización, debido al gran volumen de gas requerido y a las bajas temperaturas de licuefacción que implica, lo que aumenta los costos debido a la necesidad de comprimirlo y almacenarlo de manera segura para su uso.

La implementación de un sistema de almacenamiento para el hidrógeno en estanques presenta desafíos desde el punto de vista de la ingeniería, debido a las altas presiones requeridas en los tanques de gas. Aunque el método de compresión es más sencillo y consume menos energía, la densidad de almacenamiento obtenida es menor en comparación con la licuefacción. Esto implica la necesidad de utilizar materiales con una mayor resistencia mecánica y bajo peso, como los materiales compuestos, así como la instalación de un gran número de

tanques. Sin embargo, esta solución conlleva un costo más elevado, correspondiente a casi del 5 % de los costos fijos del proyecto.

Es importante destacar que el proyecto se consideró como un sistema fuera de la red eléctrica convencional *offgrid*. Se diseñó una planta fotovoltaica dimensionada en función de la radiación solar más baja registrada durante el año, lo que da como resultado una planta lo suficientemente grande para satisfacer las necesidades de energía tanto de la planta de hidrógeno como del condominio durante todo el año, incluyendo el invierno. Sin embargo, esta estrategia implica que la generadora está sobredimensionada en verano, cuando la radiación solar es máxima, creando un exceso de energía del 36 %, generando pérdidas debido a la energía no aprovechada al no estar conectada a la red nacional.

Por este motivo, se sugiere considerar dos ajustes en futuros trabajos. En primer lugar, dimensionar la planta en función de un día óptimo, como el equinoccio de primavera, para evitar la sobredimensión en verano. Y, en segundo lugar, no aislar la planta de la red eléctrica nacional, lo que permitiría obtener energía de la red y vender los excedentes cuando sea necesario, optimizando así el uso de recursos y reduciendo las pérdidas de energía.

Para analizar el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) y el costo nivelado de la energía (LCOE), es fundamental considerar los datos específicos para Chile. Según los informes, el costo de producción de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovable varía entre 3,0 y 7,5 [USD/kgH_2] [40], mientras que el cargo por energía en la comuna de Vicuña es de 112,116 [$$/kWh$], equivalente a 0,13 [USD/kWh] [41].

En el proyecto, se obtiene que el costo nivelado del hidrógeno es de 33,89 [USD/kgH_2], lo que representa un precio significativamente mayor en comparación con el costo de referencia del hidrógeno, siendo 5 veces más costoso. Del mismo modo, el costo nivelado de la energía es de 1,99 [USD/kWh], también siendo mayor que el valor de referencia y teniendo un costo 15 veces más caro.

De acuerdo a estos resultados, el proyecto no resulta competitivo y no supone una mejora en los costos operativos del condominio. Por lo tanto, su implementación, tal como se plantea en el estudio, no parece factible dadas las diferencias de costos en comparación con las referencias de mercado.

Al analizar los costos de inversión, el mayor porcentaje del CAPEX tanto para la energía como para el hidrógeno corresponde a el sistema de electrólisis, con un 54,7 % para LCOE, y 83,9 % para LCOH. En el caso del LCOE el segundo mayor costo es el sistema de celda de combustible con un 19,6 %, mientras que para el LCOH corresponde a los estanques con un 10,6 %.

Sin embargo, es importante destacar que se espera que los costos de los electrolizadores y las celdas de combustible disminuyan en el futuro, y que los costos de la energía generada a partir de fuentes renovables también se reduzcan con avances tecnológicos y economías de escala. Esta disminución en los costos de inversión y operación podría resultar en una disminución significativa en el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) y el costo nivelado de la energía (LCOE), lo que haría que el proyecto sea más competitivo y viable a largo plazo.

Capítulo 12

Conclusiones

El presente trabajo propone un sistema de generación energética mixta mediante el uso de hidrógeno verde en celdas de combustible y paneles solares fotovoltaicos para el abastecimiento de un condominio con 15 viviendas.

Se definió la ubicación del proyecto entre las localidades en condición de aislamiento, destacando las regiones de Magallanes, Los Lagos y Coquimbo. En función de la disponibilidad de agua, terreno, y condiciones meteorológicas favorables, se ubicó el proyecto en la comuna de Vicuña, región de Coquimbo.

Con la ubicación definida, se calculó la demanda de energía del condominio. Se ha identificado que la electricidad y el gas licuado de petróleo son las principales fuentes de energía en el ámbito residencial. Considerando el consumo regional, se estima una demanda total diaria en el condominio de 77,563 [kWh/día].

Dado que se plantea la implementación de un sistema de generación híbrida, una parte de esta demanda de energía se cubre mediante la planta fotovoltaica, mientras que el resto se abastece a través de las celdas de combustible. La planta fotovoltaica genera el 41.7% de la demanda diaria, y el 58.3% restante se obtiene a través de las celdas de combustible. De esta manera, se determina la demanda que deben suplir las celdas de combustible con el hidrógeno, requiriendo 2.956 [kgH₂/día].

El siguiente paso se centra en el diseño de la planta de hidrógeno y la obtención de energía a partir de esta. Se ha seleccionado un electrolizador PEM y una celda de combustible PEM.

El hidrógeno producido se almacena, ya que se genera durante el día y se utiliza durante la noche. Para ello, se ha implementado un sistema de compresores con refrigeración. Un sistema similar se emplea para comprimir el oxígeno y almacenarlo. También se acondiciona el hidrógeno para su uso en la celda de combustible.

El diseño además incluye un sistema de recirculación del agua producida en la celda de combustible. Esta agua se utiliza como agua de servicio para los intercambiadores de calor y se reintroduce en el proceso de electrólisis, disminuyendo considerablemente el gasto en agua al recircular el 89% de esta.

Con el diseño de la planta de hidrógeno y la demanda que debe ser cubierta por la planta fotovoltaica, se procede al dimensionamiento y la selección de sus componentes. Para el dimensionamiento de la planta fotovoltaica, se utilizó la radiación solar más baja registrada durante el año, lo que lleva a un total de 14,480 paneles.

En cuanto a los costos, el proyecto presenta un costo fijo de 24.080.515 [USD]. El componente de mayor costo en este proyecto es el electrolizador, representando el 55% del costo, seguido por la celda de combustible con un 20%. Además, se ha calculado un costo de operación de 1.746.348 [USD].

Se calcula el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) y el costo nivelado de energía (LCOE) del proyecto. En el caso de Chile se ha reportado que el LCOH oscila entre los 3 y 7,5 [USD/kgH₂] y el LCOE es de 0,13 [USD/kWh], los valores obtenidos en este proyecto superan significativamente estos valores de referencia, con un LCOH de 33,89 [USD/kgH₂] y un LCOE de 1,99 [USD/kWh]. Esto indica que, en la situación actual, el proyecto no es económicamente competitivo en comparación con otros métodos de producción de hidrógeno y energía, como el gas natural o el carbón.

A pesar de estos resultados, se espera que una reducción en los costos de los electrolizadores PEM y de la energía renovable en los próximos años pueda mejorar la viabilidad económica de proyectos similares. Por lo tanto, es fundamental continuar investigando y desarrollando proyectos en esta línea para avanzar en la producción de hidrógeno verde de manera más eficiente y competitiva.

Para concluir, en línea con el último punto, se propone como alternativa para un estudio futuro el diseño de una planta que considere la selección de un día óptimo para el dimensionamiento de la planta fotovoltaica. Además, se sugiere la conexión *ongrid*, lo que permitiría la venta del exceso de electricidad generada durante el verano y la compra de electricidad durante el invierno, si es necesario. Esta alternativa podría optimizar el uso de recursos y mejorar la viabilidad económica del proyecto.

También se sugiere considerar la opción de suplir la demanda térmica mediante el uso de equipos que utilicen hidrógeno como combustible o la inyección de hidrógeno en la red de gas natural. Estas alternativas podrían ampliar las aplicaciones del hidrógeno verde y aumentar su competitividad en el mercado.

Bibliografía

- [1] R. Vásquez, F. S., “Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile,” Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2018.
- [2] Alvarado, E., “Proyecto de plata de producción de hidrógeno verde para necesidades nacionales,” Memoria para optar al título de Ingeniería Civil Mecánica, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile, 2022.
- [3] Zarza, A., “Dimensionado y análisis de modos de operación de una planta de producción de hidrógeno basado en energía eólica,” Máster Universitario en Ingeniería Industrial, Departamento de Ingeniería Energética, Universidad de Sevilla, 2015.
- [4] N.M.Gebauer, “Introducción a las energías renovables,” notas de clase para EL-6000, Departamento de ingeniería eléctrica, Universidad de Chile, 2020.
- [5] Nuclear, F., “¿qué es la energía biomásica y cómo se puede aprovechar?,” Recuperado 5 de noviembre de 2022, <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-la-energia-biomasica-y-como-se-puede-aprovechar/>.
- [6] Aquae, F., “Energía hidráulica: electricidad basada en movimiento del agua,” Recuperado 5 de noviembre de 2022, <https://www.fundacionaquae.org/que-es-la-energia-hidraulica/>.
- [7] Energía, F., “Energía geotérmica: una energía en potencia,” Recuperado 5 de noviembre de 2022, <https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/energia-geotermica/>.
- [8] Iberdrola, “¿qué es la energía eólica, cómo se transforma en electricidad y cuáles son sus ventajas?,” Recuperado 5 de noviembre de 2022, <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/energia-eolica>.
- [9] Repsol, “Energía mareomotriz: qué es y cómo nos puede ayudar,” Recuperado 5 de noviembre de 2022, <https://www.repsol.com/es/energia-innovacion/energia-futuro/transicion-energetica/energia-mareomotriz/index.cshtml>.
- [10] R.Cancino, “Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile,” Memoria para optar al título de Ingeniería Civil Mecánica, Departamento de Ingeniería civil Mecánica, Universidad de Chile, 2021.
- [11] F.Jimenez, “Evaluación técnica y económica del uso del hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil,” Memoria para optar al título de Ingeniería Civil Eléctrica, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2020.
- [12] Rivera, C., “Estudio de factibilidad para planta de gasificación en el sur de Chile para la

- producción de hidrógeno a partir de corteza de árboles,” Actividad de Graduación para optar al grado de Magíster en Ingeniería de la Energía. Pontificia Universidad Católica de Chile, 2020.
- [13] Vicuña, F., “Diseño conceptual y análisis de factibilidad de plantas modulares para producción de hidrógeno en Chile,” Memoria para optar al título de Ingeniería Civil Mecánica, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile, 2023.
- [14] Jiménez, F., “Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil,” Memoria para optar al título de Ingeniería Civil Eléctrica, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2020.
- [15] (IEA), I. E. A., “The future of hydrogen. seizing today’s opportunities,” 2019.
- [16] P. Muñoz, “Sistema de respaldo energético basado en pilas de combustible para hospitales,” Tesis para optar el título profesional de Ingeniero de la Energía, Departamento de Ingeniería de la Energía, Universidad de Ingeniería y Tecnología, 2017.
- [17] C. Torrealba, “Estudio comparativo de baterías de ion litio y celdas de combustible regenerativas como sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en una planta fotovoltaica del norte de Chile,” Memoria para optar al título de Ingeniería Civil Química, Departamento de Ingeniería de Ingeniería Química, Biotecnología y Materiales, Universidad de Chile, 2020.
- [18] R. Vásquez, P. Tello, J. F. R. F., “Inyección de hidrógeno en redes de gas natural,” Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2021.
- [19] Ministerio de Energía, G. d. C., “Estrategia nacional hidrógeno verde,” 2020.
- [20] Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo, G. d. C., “Identificación de localidades en condición de aislamiento,” 2021.
- [21] de Coquimbo, G. R., “Plan emergencia hídrica 2019-2021,” 2019.
- [22] Ministerio de Energía, G. d. C., “Potenciales de energía,” Recuperado 15 de mayo de 2023, https://potenciales.minenergia.cl/potencialesv2/?page_id=15#mapaRadiacion.
- [23] Earth, G., “Google earth,” Recuperado 29 de mayo de 2023, <https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>.
- [24] de Energía, M., “Explorador solar,” Recuperado 29 de mayo de 2023, <https://solar.minenergia.cl/inicio>.
- [25] Instituto Nacional de Estadísticas, C., “2da entrega resultados definitivos censo 2017,” 2018.
- [26] Ministerio de Energía, G. d. C., “Informe balance nacional de energía 2020,” 2022.
- [27] Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo, G. d. C., “Gobierno regional de coquimbo,” Recuperado 15 de mayo de 2023,
- [28] Torrealba, C., “Estudio comparativo de baterías de ion litio y celdas de combustible regenerativas como sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en una planta fotovoltaica del norte de Chile,” Memoria para optar al título de Ingeniería Civil Química, Departamento de Ingeniería Química, Biotecnología y Materiales, Universidad de Chile, 2020.

- [29] Hyfindr, “Fuel cell stack module hystack 400,” Recuperado 20 de junio de 2023.
- [30] SIEMENS, “Silyzer 300 die nächste dimension der pem-elektrolyse,” Recuperado 20 de junio de 2023.
- [31] Sollant, “Diaphragm air compressor,” Recuperado 15 de septiembre de 2023, <https://www.sollant.com/diaphragm-compressor>.
- [32] Hyfindr, “Jumbo hydrogen cylinder 1050 l 450 bar,” Recuperado 15 de septiembre de 2023, <https://hyfindr.com/marketplace/components/hydrogen-tanks/jumbo-hydrogen-cylinder-2210-l/>.
- [33] Equipments, S., “<https://www.industrialautoclaves.com/product/air-storage-tank/>,” Recuperado 15 de septiembre de 2023.
- [34] Alibaba, “Hot selling stainless steel magnetic drive centrifugal pump low noise corrosion resistant sealless magnetic pump,” Recuperado 15 de septiembre de 2023, https://www.alibaba.com/product-detail/Hot-Selling-Stainless-Steel-Magnetic-Drive_1600273893788.html.
- [35] Alibaba, “Customized water storage tank 20000 liter underground stainless steel tank for water storage,” Recuperado 15 de septiembre de 2023, https://www.alibaba.com/product-detail/Customized-Water-Storage-Tank-20000-Liter_60322311084.htmlspm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_title.71981207gyimpJ&sp.
- [36] Solartex, “Panel solar 450 watts risen mono perc, half cells,” Recuperado 26 de septiembre de 2023, <https://www.solartex.cl/tienda/producto/panel-solar-450-watts-risen-mono-perc-mono-half-cell/>.
- [37] Sungrow, “Ficha técnica inversor sungrow sg1500ud,” Recuperado 26 de septiembre de 2023, <https://en.sungrowpower.com/productDetail/824>.
- [38] del Valle, A., “Tarifas: mis boletas y consumo,” Recuperado 11 de junio de 2023, <https://www.aguadelvalle.cl/empresas/necesito-ayuda/tus-boletas-y-cobros/tarifas/>.
- [39] Matches, “Datos de costos de equipos industriales,” Recuperado 13 de octubre de 2023, <https://matche.com/equipcost/Exchanger.html>.
- [40] García, B., “Industria del hidrógeno verde: costos de producción.” Asesoría Técnica Parlamentaria. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2021.
- [41] de Electricidad S.A, C. G., “Tarifas de suministro eléctrico a precio de estabilización 2022 - 1 de octubre de 2023,” Recuperado 29 de octubre de 2023, <https://cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/>.