

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



**ESTUDIO Y ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO – AMBIENTAL ACERCA DE
LA PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE HIDRÓGENO
VERDE EN EL ALTIPLANO BOLIVIANO**

**Proyecto De Grado presentado para optar al título de Licenciada en Ingeniería
Petrotera**

POSTULANTE: UNIV. QUISPE PACAJES SILVANA MILENKA

TUTOR: M. Sc. ING. STEFANY TORREZ ORTIZ

LA PAZ – BOLIVIA

2024



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

A Cecilio Quispe Castillo, mi padre...

AGRADECIMIENTOS

A mi madre, Betty Pacajes Fernández, que hoy lo es todo para mí. A mis hermanos: María, Wilder, Luisa, Ademar, Gladys, Juan y Noelia que con su ejemplo y dedicación me impulsan a ser mejor día a día. Al resto de mi familia, que con sus palabras de aliento me animaban todo el tiempo.

Un agradecimiento especial a mi tutora, Ing. Stefany Torrez, por su tiempo y colaboración constante para con mi proyecto de grado, así como al ing. Reynaldo Marín.

A mi facultad, que a lo largo de mi carrera no solo adquirí conocimientos, sino también me dio una gran experiencia como auxiliar de docencia y conocí excelentes docentes y amigos con calidad humana y académica que ayudaron a mi formación profesional.

No menos importante, a mis buenos amigos: Alba, Sergio, Emerson, Ronald, Rubén, Álvaro, Daniela, Ruth, Néstor, Alejandra, Cesar, Vanessa, Samantha por los momentos vividos a lo largo de nuestra vida universitaria y por siempre confiar en la persona que soy y la que seré.

Gracias...

RESUMEN EJECUTIVO

Es una realidad que las necesidades energéticas van en constante aumento y la demanda de los mismos implica buscar más alternativas. El mundo ha girado en torno al uso de combustibles fósiles como fuente energética, pero ha incidido en el calentamiento global y el Efecto Invernadero. Bajo estas circunstancias se ha visto necesario disminuir la contaminación, es entonces que los gobiernos de muchos países pensaron en no depender únicamente del petróleo como fuente de energía, en el caso de Bolivia, del gas; sino también en diversificar la matriz energética.

Este proyecto evaluó la factibilidad técnica, económica y ambiental de instalar una sistema de producción de hidrógeno verde en el altiplano boliviano por la ubicación de la Planta Solar Fotovoltaica en el departamento de Oruro, que, debido a su considerable potencial, la producción de hidrógeno verde se convierte en una alternativa viable los próximos años. El medio por el cual se planteó obtener hidrógeno es la electrólisis, que consiste en la separación de las moléculas del agua en hidrógeno y oxígeno mediante una corriente eléctrica. El equipo seleccionado es un sistema de electrólisis PEM de la marca Siemens, Silyzer 300, que tiene la capacidad de producir hasta 340 kg/h de hidrógeno, que ha demostrado ser el más óptimo para este propósito. El agua que alimentó este sistema provino de las aguas subterráneas de la región que necesitaron un tratamiento previo para alcanzar la calidad necesaria, para el mismo se optó por el tratamiento de Osmosis Inversa por su alto rendimiento y rentabilidad. El hidrógeno, para ser utilizado como combustible, requiere necesariamente incrementar su densidad energética. Esto se logra aumentando la presión del gas, y es así que, tras la revisión de proyectos similares en Chile, Colombia y Perú, conceptualmente, se optó por el almacenamiento de hidrógeno gaseoso, así como el transporte. Ambos aspectos son todavía un desafío para la industria del hidrógeno.

Finalmente se desarrolló un análisis económico y se obtuvo el LCOH (costo estimado de hidrógeno) de 6.55 \$/kg H₂V que implica costos de energía, agua y proceso de electrolisis con una producción anual de 2673 toneladas de H₂V. Teniendo en cuenta que el hidrógeno no puede convertirse en una opción económicamente viable a menos que su costo sea comparable al de los combustibles convencionales los próximos 20 años.

CONTENIDO

DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTOS	ii
RESUMEN EJECUTIVO.....	iii
ÍNDICE DE TABLAS	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	x
CAPÍTULO I	1
GENERALIDADES	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
1.3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	5
1.4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	6
1.5 OBJETIVOS Y ACCIONES	6
1.5.1 OBJETIVO GENERAL	6
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	6
1.6 JUSTIFICACIÓN	7
1.6.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA	7
1.6.2 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA	9
1.6.3 JUSTIFICACIÓN MEDIOAMBIENTAL.....	10
1.7 ALCANCE.....	11
1.7.1 ALCANCE TEMÁTICO	11
1.7.2 ALCANCE GEOGRÁFICO	11
1.7.3 ALCANCE TEMPORAL.....	11
CAPÍTULO II.....	12

MARCO TEÓRICO	12
2.1 FUENTES ENERGÉTICAS ALTERNATIVAS EN BOLIVIA	12
2.2 ANÁLISIS ENERGÉTICO EN BOLIVIA	13
2.2.1 ENERGÍA EÓLICA.....	14
2.2.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	16
2.3 VIABILIDAD ENERGÉTICA RENOVABLE EN BOLIVIA.....	18
2.4 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	18
2.4.1 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	19
2.5 CATEGORIZACIÓN DEL HIDRÓGENO.....	22
2.6 ELECTRÓLISIS.....	23
2.6.1 ELECTRÓLISIS DE AGUA ALCALINA	24
2.6.2 ELECTRÓLISIS DE MEMBRANA POLIMÉRICA	26
2.7 TIPOS DE ELECTROLIZADORES.....	27
2.7.1 ELECTROLIZADORES ALCALINOS	27
2.7.2 ELECTROLIZADORES PEM.....	32
2.8 HIDRÓGENO VERDE	34
2.8.1 CADENA DEL HIDRÓGENO VERDE	35
2.8.2 ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE	38
2.8.3 TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO VERDE	47
2.8.4 TIPOS DE TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO VERDE.....	48
2.9 APLICACIONES DEL HIDRÓGENO VERDE.....	50
2.9.1 ¿CÓMO FUNCIONA UNA PILA DEL COMBUSTIBLE?	50
2.9.2 RETOS TÉCNICOS: PILAS DE COMBUSTIBLE PARA VEHÍCULOS	51
2.10 PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE EN BOLIVIA	51

2.10.1	ORURO Y H ₂ BOLIVIA.....	51
	CAPÍTULO III.....	54
	APLICACIÓN PRÁCTICA	54
3.1	PROYECTOS Y TECNOLOGÍA ALREDEDOR DEL MUNDO	55
3.2	PROPUESTA DE DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE	56
3.3	MATERIA PRIMA: AGUA.....	57
3.3.1	TRATAMIENTO DE AGUA SUBTERRÁNEA PARA ELECTRÓLISIS	57
3.3.2	SISTEMA DE ÓSMOSIS INVERSA	62
3.4	ENERGÍA RENOVABLE: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE ORURO	64
3.4.1	RADIACIÓN EN EL ALTIPLANO.....	65
3.4.2	DATOS DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE ORURO.....	67
3.5	CÁLCULOS DE PRODUCCIÓN DE H ₂ V	68
3.6	SELECCIÓN DE EQUIPOS	69
3.6.1	ELECTROLIZADOR	69
3.6.2	FASE DE COMPRESIÓN	75
3.7	FASE DE ALMACENAMIENTO	75
3.7.1	POSIBILIDADES DEL ALMACENAMIENTO CRIOGÉNICO DE H ₂ 76	
3.7.2	ELECCIÓN DE ALMACENAMIENTO DE H ₂ GASEOSO COMPRIMIDO	77
3.8	FASE DE TRANSPORTE.....	80
3.8.1	MEDIANTE EL BLENDING.....	81

3.8.2	CAMIONES CISTERNA.....	82
	CAPÍTULO IV	84
	IMPACTO AMBIENTAL Y SEGURIDAD HÍDRICA	84
4.1	CAMBIO CLIMÁTICO EN AMÉRICA LATINA.....	84
4.2	BALANCE DE EMISIONES DE CO ₂ EN BOLIVIA	86
4.3	¿QUÉ ES LA SEGURIDAD HÍDRICA?.....	88
4.4	RECURSO HÍDRICO EN BOLIVIA.....	89
4.4.1	BALANCE HÍDRICO EN BOLIVIA.....	90
4.4.2	BALANCE HÍDRICO SUPERFICIAL PARA CONDICIONES CLIMÁTICAS FUTURAS EN BOLIVIA	92
4.5	DISPONIBILIDAD DE AGUA EN BOLIVIA.....	94
4.6	SITUACIÓN ACTUAL EN BOLIVIA: SEQUÍA	96
4.7	SUMINISTRO DE AGUA PARA PRODUCIR H ₂ V	96
	CAPÍTULO V.....	98
	ESTUDIO ECONÓMICO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE H ₂ V	98
5.1	PROYECCIONES GENÉRICAS DEL COSTO DE H ₂ V	98
5.2	LCOH ALREDEDOR DEL MUNDO	99
5.3	PREDICCIÓN DEL LOCH EN BOLIVIA	102
5.3.1	PRODUCCIÓN DE H ₂ V.....	102
5.3.2	COSTOS POSIBLES DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE H ₂ V	106
5.4	EVALUACIÓN ECONÓMICA	108
5.4.1	COSTOS DE INVERSIÓN.....	108
5.5	BOLIVIA: ¿PRODUCTOR SOSTENIBLE DE HIDRÓGENO?	115
	CAPÍTULO VI	117
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	117

6.1 CONCLUSIONES	117
RECOMENDACIONES	119
BIBLIOGRAFÍA	120

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Cuadro comparativo de las características de electrolizador alcalino y PEM. ...</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 2: Proyectos de gran importancia a nivel mundial.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 3: Equivalencia para la demanda de agua cruda.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 4: Tipos de calidad de agua.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 5: Datos de la planta solar fotovoltaica de Oruro.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 6: Comparativa de propiedades en la actualidad y expectativa de futuro de las tecnologías alcalina y PEM.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 7: Ficha técnica Electrolizador Silyzer 300.....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 8: Especificaciones técnicas del módulo compresor.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 9: Emisiones de CO2 los últimos 10 años en Bolivia.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 10: Costos de conversión de H₂ V para almacenamiento y transporte.....</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 11: Costos de transporte de H₂ en [USD/kgH₂].....</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 12: Consumo de agua (H₂O) mensual y anual de acuerdo al caudal presentado ...</i>	<i>109</i>
<i>Tabla 13: Costo del agua tratada para su posterior uso en el electrolizador.....</i>	<i>110</i>
<i>Tabla 14: Consumo de energía por volumen de agua.....</i>	<i>110</i>
<i>Tabla 15: CAPEX y OPEX de electrolizador SILYZER 300.....</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 16: Parámetros del electrolizador.....</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 17 LCOE.....</i>	<i>111</i>
<i>Tabla 18: Inputs para el cálculo del LCOH.....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 19: Datos adicionales para el cálculo del CAPEX.....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 20: Proyección de costos a 20 años.....</i>	<i>114</i>
<i>Tabla 21: Valor Actual Neto (VAN) y Costo nivelado del Hidrógeno (LCOH).....</i>	<i>114</i>
<i>Tabla 22: Tasa de interés de Retorno (TIR).....</i>	<i>115</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura I.1: Total de energía por fuente, Estado plurinacional de Bolivia 1990-2020.</i>	2
<i>Figura I.2: producción de Hidrógeno a nivel mundial a partir de distintos procesos.</i>	7
<i>Figura I.3: Esquema electrolisis</i>	10
<i>Figura II.4: Suministro total de energía por fuente, Estado Plurinacional de Bolivia 1990-2020.</i>	13
<i>Figura II.5: Consumo final total por sector, Estado Plurinacional de Bolivia 1990-2020.</i>	14
<i>Figura II.6: Componentes principales de la conversión de energía en un sistema Eólico.</i>	15
<i>Figura II.7: Partes principales de una turbina eólica.</i>	15
<i>Figura II.8: Partes principales de una Turbina Eólica de alta potencia.</i>	16
<i>Figura II.9: Componentes de una celda fotovoltaica.</i>	17
<i>Figura II.10: Rueda de color del hidrógeno.</i>	20
<i>Figura II.11: Tipos diferentes de Hidrógeno.</i>	23
<i>Figura II.12: Principio de funcionamiento de la Electrolisis de agua alcalina.</i>	25
<i>Figura II.13: Esquema de electrolisis PEM.</i>	26
<i>Figura II.14: Esquema de electrólisis alcalina y ecuaciones de reacción.</i>	29
<i>Figura II.15: Componentes de un electrolizador alcalino.</i>	29
<i>Figura II.16: Sección transversal de un separador Zirfon Perl 500 UTP.</i>	31
<i>Figura II.17: Esquema de un electrolizador PEM.</i>	34
<i>Figura II.18: Tipos de tanque de almacenamiento de gas hidrógeno comprimido</i>	41
<i>Figura II.19: Proceso de licuefacción del hidrógeno.</i>	42
<i>Figura II.20: Generación de amoníaco a partir de hidrógeno verde.</i>	44
<i>Figura II.21: Gasoductos de hidrógeno.</i>	48
<i>Figura II.22: Tipos de transporte de Hidrógeno.</i>	49
<i>Figura III.23: Cantidad de agua cruda requerida para la producción de agua ultrapura para el proceso de electrolisis.</i>	58
<i>Figura III.24. Energía requerida para purificar el agua y usarla en procesos de electrolisis.</i>	59
<i>Figura III.25: Tratamiento del agua para el afino.</i>	62
<i>Figura III.26: Diagrama del proceso de ósmosis inversa.</i>	63

<i>Figura III.27: Esquema de una membrana en espiral para ósmosis inversa.</i>	63
<i>Figura III.28: Ubicación de la planta solar de Oruro.</i>	65
<i>Figura III.29: Paneles fotovoltaicos de la planta solar de Oruro.</i>	65
<i>Figura III.30: Promedio anual a largo plazo de Irradiación Horizontal Global (GHI)</i>	66
<i>Figura III.31: Promedio anual a largo plazo de Irradiación Normal Directa (DNI)</i>	67
<i>Figura III.32: Diagrama de Ishikawa para la selección de electrolizador.</i>	71
<i>Figura III.33: Electrolizador Silyzer 300 incluye instrumentación de proceso y analítica de gases.</i>	73
<i>Figura III.34: Paquete H2.</i>	74
<i>Figura III.35: Representación esquemática de un vaso criogénico, diseño y componentes</i>	77
<i>Figura III.36: Diagrama de Ishikawa sobre la selección de almacenamiento gaseoso sobre el criogénico.</i>	77
<i>Figura III.37: Modelo Hiperbaric para compresión de Gases.</i>	78
<i>Figura III.38: Tanque de almacenamiento de hidrógeno</i>	79
<i>Figura IV.39: Emisiones de CO₂ a nivel mundial relacionadas con la energía, 1900-2020</i>	84
<i>Figura IV.40: Esquema grafico de provincias fisiográficas de Bolivia.</i>	90
<i>Figura IV.41: Precipitación media multimensual para el periodo 1980-2016.</i>	91
<i>Figura IV.42: Cambios relativos en los diferentes componentes del balance hídrico para los diferentes escenarios (MPI-ESM-MR y CESM-CAM5) y periodos prospectivos en cada una de las macrocuencas de Bolivia.</i>	93
<i>Figura IV.43: Cuencas hidrográficas de Bolivia.</i>	95
<i>Figura V.44: Reducción de costos de producción de H₂V.</i>	98
<i>Figura V.45: Tendencias de CAPEX para tecnologías renovables hacia 2050 bajo condiciones optimistas.</i>	100
<i>Figura V.46: Mapa global del LCOH del hidrógeno verde en 2050 considerando la escasez del agua</i>	101
<i>Figura V.47: Desglose de la reducción del LCOH para lograr un LCOH inferiores a 1 \$/kgH₂V en 2050.</i>	102
<i>Figura V.48: Evolución en función del tiempo del LCOE de la energía fotovoltaica y eólica en comparación con el LCOE del ciclo combinado con gas natural en \$/MWh.</i>	103
<i>Figura V.49: Desglose del CAPEX de un electrolizador alcalino.</i>	104

<i>Figura V.50: Desglose del CAPEX de un electrolizador PEM.....</i>	<i>104</i>
<i>Figura V.51: Proyección del costo de instalación de electrolizadores PEM.</i>	<i>105</i>
<i>Figura V.52: Estimación de la evolución del LCOH con el tiempo en función de la potencia instalada para Bolivia.</i>	<i>106</i>

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Hoy en día el mundo atraviesa una nueva transición energética, que implica que los sistemas energéticos están en un proceso de cambio en la cantidad, calidad y oferta. En este contexto, las fuentes de energía alternativas nacen para contrarrestar el impacto de la contaminación por gases debido a la quema de combustibles fósiles provenientes de energías tradicionales (no renovables), que son de naturaleza limitada. Las energías alternativas también utilizan recursos naturales que suelen ser inagotables o, al menos, se regeneran rápidamente, reduciendo así el impacto de la contaminación en el medio ambiente, es por eso que una de las alternativas consideradas más importante para alcanzar una matriz energética diversificada es el hidrógeno y, en particular, el “Hidrógeno Verde”, denominado así debido a la forma en que es producido, es decir, que proviene principalmente de la electrólisis del agua que consiste en la separación de sus moléculas en H₂ (hidrógeno) y O₂ (Oxígeno) mediante energía eléctrica de origen 100% renovable como la energía solar y/o eólica. ya que, siendo un vector energético, combustible y materia prima, se constituye como parte clave para lograr una economía verde que brinde la posibilidad de alcanzar una descarbonización de la industria energética. Es por eso que, el mundo se centra cada vez más en reducir la huella de carbono y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y el hidrógeno verde aparenta representar una solución viable y sostenible para cumplir con estos objetivos.

A pesar de su potencial, la producción y almacenamiento de Hidrógeno Verde sigue siendo un desafío para países que ya han incursionado en este nuevo vector energético hace algunos años atrás, los mismos indican que se debe a los altos costos involucrados, entre ellos los costos de producción, almacenamiento y transporte, Por lo tanto, es importante analizar el costo de cada etapa que permite obtener Hidrógeno Verde en diferentes contextos y casos de estudio de la región. Sin embargo, no solo el tema económico representa un desafío, sino también las políticas ambientales y el avance tecnológico en cada nación.

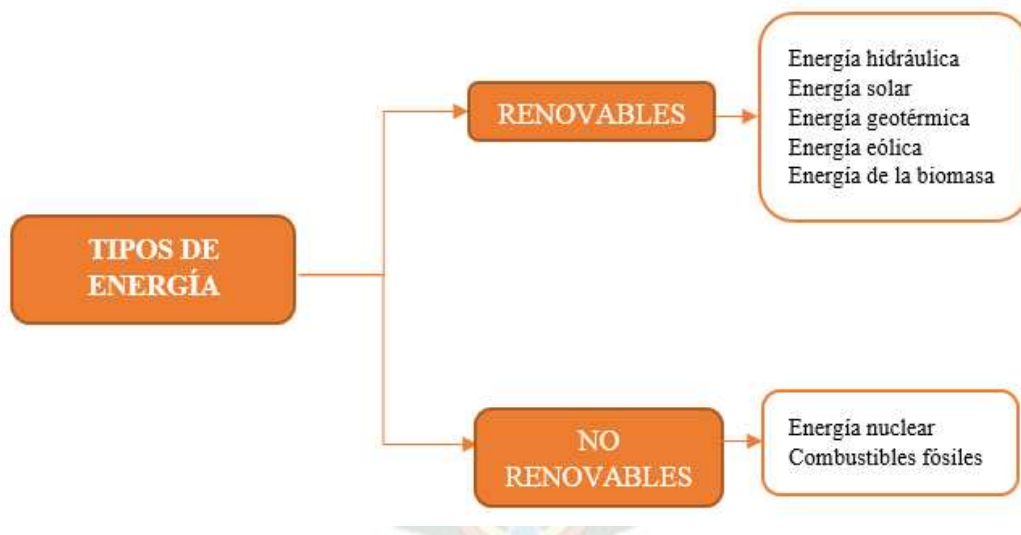
Bolivia al verse en una situación desfavorable respecto a la producción actual de gas natural y la poca inversión en proyectos de exploración debe buscar alternativas energéticas.

Países europeos y algunos en Sudamérica como Chile ya cuentan con una hoja de ruta y la ejecución de proyectos para con el Hidrógeno Verde. A medida que el nuevo vector energético va ganando protagonismo, Bolivia debe estudiar y analizar la factibilidad de la producción, almacenamiento y transporte de Hidrógeno Verde tomando en cuenta detalles técnicos, ambientales y económicos. Bolivia es un país considerado rico en recursos naturales renovables y porque no decir que con un gran potencial para la ejecución de proyectos sobre la producción de Hidrógeno Verde.

1.2 ANTECEDENTES

Desde tiempos primitivos el hombre siempre ha necesitado de la energía para subsistir, la misma a lo largo de los años ha ido evolucionando y se van encontrando diversos tipos de energía, entre ellos:

Figura 1: Total de energía por fuente, Estado plurinacional de Bolivia 1990-2020.



Fuente: (EIA, s.f.)

“La energía renovable está creciendo de manera impresionante en muchas partes del mundo, pero todavía no está donde debe estar para ponernos en el camino de alcanzar emisiones netas cero a mediados de siglo”, dijo Keisuke Sadamori, director de IEA Mercados de energía y seguridad. “A medida que las economías se recuperan, hemos visto un aumento en la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles. Para cambiar a una trayectoria sostenible,

debemos incrementar enormemente la inversión en tecnologías de energía limpia, especialmente en energías renovables y eficiencia energética”. (Energy, 2021)

El sistema energético global durante el siglo XX ha mostrado tener base principalmente en el uso de combustibles fósiles, sin embargo, si se hace un análisis ambiental, esta genera emisiones de gases tales como dióxido de carbono, monóxido de carbono y otros que contribuyen a potenciar el efecto invernadero que, junto con la creciente demanda de energía de los países industrializados y en desarrollo, el panorama ambiental se ve afectado. En este marco, el Acuerdo de París incluye compromisos de todos los países para reducir sus emisiones y colaborar juntos a fin de adaptarse a los impactos del cambio climático, sin embargo, se dieron cuenta de que este paradigma energético poco a poco deja de ser sostenible y el desarrollar un nuevo sistema energético basado en combustibles libres de carbono va tomando protagonismo. Es aquí donde, el papel de fuentes de energía renovables, es crucial porque permiten la producción de electricidad, evitando las emisiones de CO₂ y el consumo de combustibles fósiles (Calise F. , 2022).

Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), se esperan grandes inversiones en este campo en los próximos años, especialmente para el desarrollo de tecnologías en energías renovables ya que estima que las emisiones de CO₂ se incrementarán los siguientes décadas, al mismo tiempo, es justo y necesario crear políticas y regulaciones energéticas para cada región y de esta forma crear una lucha masiva con adecuadas herramientas para así limitar el efecto invernadero (Hritsyshyna & Hutarevych, 2021).

De esta forma se vio que el hidrógeno al poseer un poder calorífico superior (cantidad de energía desprendida en la reacción de combustión) de 142 [MJ/kg] casi tres veces mayor en comparación con el gas natural o el petróleo crudo que registran 52 y 45 [MJ/kg] (Calise, D’Accadia, Santarelli, Lanzini, & Ferrero, 2019) podría ser la alternativa que se estaba esperando; el hidrógeno es capaz de obtenerse de diferentes maneras, algunas más eficientes que otras, ahora bien, 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 esencial obtenerlo a través de fuentes energéticas con bajas o en el mejor de los casos, nulas emisiones de gases de efecto invernadero u otros contaminante, además, a diferencia de los combustibles basados en el carbono, no genera productos nocivos con su combustión, sino energía y agua limpia. En este

sentido la alternativa más obvia es la producción de hidrógeno a partir de energías renovables como la solar o la eólica. (Sáez, 2020)

Los proyectos que se están ejecutando en Europa contemplan toda la información posible, las ventajas y desventajas del mismo es por eso que la Unión Europea (UE) prevé reducir las emisiones al menos en 40% antes de 2030, en comparación con su nivel de la década de 1990 y aumentar la participación de las energías renovables la producción de energía al menos en un 32 %, y de esta manera mejorar la eficiencia energética en al menos un 32,5 %. El objetivo final es un sistema energético totalmente descarbonizado para 2050 (European Commission, 2019). Así mismo, en Sudamérica, varios países están avanzando en el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde. Chile es el país que más ha avanzado en este camino, seguido de Colombia, Brasil, Uruguay y Argentina.

Estos son algunos de los proyectos más importantes y su estado actual:

Chile: cuenta con casi una treintena de iniciativas que van desde la aplicación de hidrógeno en el transporte público y de carga, hasta la producción de hidrógeno verde a gran escala. El país busca generar hidrógeno verde para cumplir con su objetivo de alcanzar la neutralidad de carbono para 2050, e incluso aspira a poder exportar este combustible limpio en el futuro. (Smink, Veronica, 2021)

Colombia: publicó su hoja de ruta para el sector en 2021 y estableció incentivos tributarios para proyectos de hidrógeno verde y azul, con el objetivo de atraer nuevas inversiones. (Cuberos, Lucía, 2022)

Uruguay: incorporó el hidrógeno verde en su Estrategia Climática de Largo Plazo e impulsó una convocatoria para el desarrollo de proyectos pilotos que aún se encuentra en proceso. (Cuberos, Lucía, 2022)

Argentina: la provincia de Río Negro busca encabezar el desarrollo de hidrógeno verde en el país, con la construcción de un parque eólico que alimentará la planta de producción de hidrógeno. (de Bariloche, San Carlos, 2023)

En anticipación de la futura demanda, hay varios proyectos en marcha en la región para producir esta fuente de energía limpia. Sudamérica tiene un gran potencial para producir

hidrógeno verde, ya que cuenta con una matriz energética con el mayor porcentaje de energías limpias y renovables. (Montes de Oca, Gabriela , 2022)

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Uno de los muchos cambios que ocurrió a principios de la década de los ochenta fue el “descubrimiento” del calentamiento global como un problema real para el planeta. Este hallazgo proporcionaría el ancla para reestructurar la relación entre la sociedad y la naturaleza en las que la “lucha contra el cambio climático” ocupará un lugar muy importante (Henao, 2018). Las causas del efecto invernadero son aquellas como el uso de minerales combustibles en las industrias del petróleo y gas natural, que emite una gran cantidad de dióxido de carbono a la atmósfera cuando se quema; diferentes medios de transporte - automóviles y camiones emiten gases de escape que también contaminan el aire y potencian el efecto invernadero; la deforestación, los incendios forestales son otra fuente de destrucción de vegetación en el planeta. Así mismo, el aumento de la población incide en la creciente demanda de alimentos, ropa, vivienda, por lo que, para satisfacer esta demanda crece la producción industrial. (Alexey Mikhaylov, 2020).

Cabe recalcar que se atraviesa un agotamiento de los recursos energéticos convencionales a nivel mundial que no puede pasar desapercibido, además de los procesos progresivos de degradación ambiental que está directamente relacionada con las emisiones de gases de efecto invernadero, significa un claro indicativo para acelerar la transición energética que no deja de ser un importante desafío para el desarrollo industrial sostenible (Calise F. , 2022).

Bolivia ha estado enfrentando una situación en la que está importando más gasolina y diésel que el gas que exporta, lo que ha llevado a un déficit comercial. Esto se debe a una disminución en la producción de gas, que ha sido un factor clave en la economía de Bolivia durante décadas. El país no ha explorado nuevos yacimientos en los últimos años, lo que ha provocado una disminución de la producción del gas natural. Las exportaciones de gas de Bolivia han sido principalmente a Brasil y Argentina, pero estos países también están diversificando sus fuentes de energía, lo que significa que Bolivia necesitará encontrar nuevos mercados para su gas y necesita tomar medidas para explorar nuevos campos y hallar volúmenes comercializables de gas, sin embargo, esto requerirá importantes inversiones y tiempo. Es por eso que Bolivia,

también debe sumarse a la diversificación de fuentes energéticas. Actualmente existe una Hoja de Ruta para el Hidrógeno Verde al 2030, puesto que este “hidrógeno limpio” promete ser una alternativa energética viable en los próximos años. (D. Olmo, Guillermo , 2023)

1.4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Es un hecho que la producción de combustibles fósiles disminuirá conforme la población incrementa y más energía se necesitará alrededor del mundo, sumando a esto que, en Bolivia cada vez las reservas disminuyen y la poca inversión que se realiza en la exploración, aun no permite que se encuentren reservorios potenciales de gas natural. Se conoce que los problemas para Bolivia comenzaron el año 2015 con la caída de los precios de exportación, y el panorama empeoró cuando el 2018 Bolivia no pudo enviar los volúmenes de gas contractuales a los países vecinos (Argentina y Brasil) por falta en la producción. (Medinaceli, 2021). Debido al agotamiento del recurso energético, la viabilidad de que Bolivia pueda producir Hidrógeno Verde en un futuro necesita ser analizado tomando en cuenta detalles técnicos, ambientales y económicos.

1.5 OBJETIVOS Y ACCIONES

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Se desea entonces, analizar el impacto económico – ambiental y la viabilidad técnica sobre la producción de Hidrógeno Verde en el altiplano boliviano.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

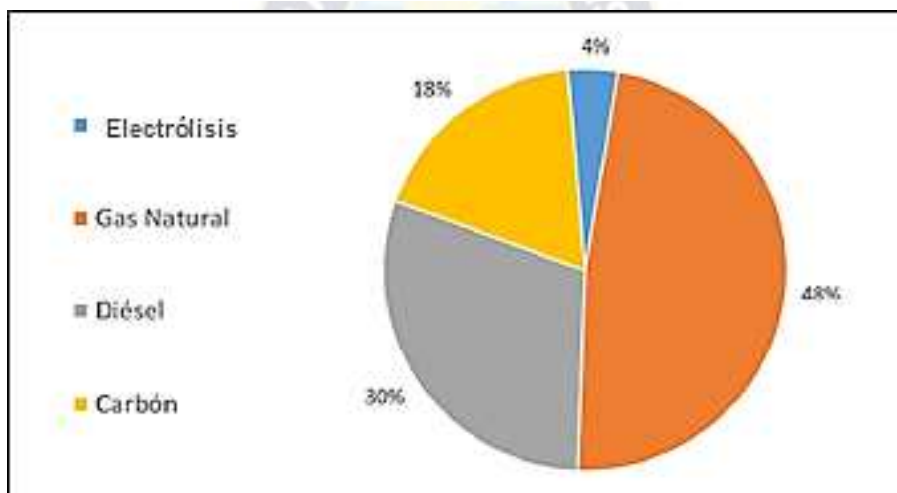
- Investigar el estado actual de la tecnología de producción, almacenamiento y transporte de Hidrógeno Verde a nivel Latinoamérica y Europa.
- Revisar la viabilidad técnica, económica y ambiental de la producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde en proyectos de Sudamérica y analizar la posibilidad de realizar proyectos idénticos en Bolivia.
- Plantear un diseño de producción de Hidrógeno Verde en la región del altiplano boliviano
- Identificar oportunidades y desafíos para el desarrollo de la tecnología de Hidrógeno Verde en Bolivia.

1.6 JUSTIFICACIÓN

1.6.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Actualmente en el mundo se producen aproximadamente 65 millones de toneladas al año de H_2 lo cual equivale a una demanda energética de 8 exajoules al año, pero tan solo un 4% del hidrógeno producido en el mundo se obtiene a partir de electrolisis de agua, mientras que el 96% se obtiene a partir de combustibles fósiles, siendo el gas natural la principal materia prima utilizada para la producción de hidrógeno con un 48% de la producción total. Se estima que la producción de hidrógeno emite cerca de 500 millones de toneladas de CO_2 equivalente. (Saez, 2020)

Figura 2: producción de Hidrógeno a nivel mundial a partir de distintos procesos.



Fuente: (Saez, 2020)

La creciente necesidad de encontrar alternativas sostenibles y limpias para la producción y almacenamiento de energía en el mundo hizo que se considerara al Hidrógeno Verde como una de ellas, que se puede producir mediante la electrolisis del agua mediante el uso de una corriente eléctrica para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno sin emisiones de gases de efecto invernadero, siempre que la electricidad utilizada para impulsar el proceso provenga en su totalidad de energías renovables. La alta densidad energética de masa del hidrógeno, su peso ligero y su fácil conversión electroquímica le permiten transportar energía de distintos lugares geográficos a través de oleoductos o en forma de combustibles líquidos. Además, la capacidad de almacenamiento de energía a largo plazo del hidrógeno en tanques o reservorios gasíferos lo

convierte en una de las únicas tecnologías ecológicas que pueden almacenar energía a lo largo de las estaciones del año sin alterar de manera abrupta su condición. (Oliveira, Beswick, & Yan, 2021)

Existen varios métodos de producción de hidrógeno, donde se utilizan diversas fuentes de energía primaria. Ya sea energía renovable, no renovable y/o nuclear, en este caso para el hidrógeno verde se usa la energía renovable es por eso que al hablar de electrólisis se refiere al proceso mediante el cual se genera la ruptura molecular mediante una corriente eléctrica, específicamente mediante la aplicación de un voltaje, generando la disociación de las moléculas del agua (H_2O) en H_2 y O_2 , que son liberadas en estado gaseoso. Este proceso se realiza mediante un dispositivo conocido como electrolizador, el cual transforma la electricidad en energía química. (Buendía, De La Cruz, Gallardo, & Huamani, 2022)

Es innegable que existen varias razones para considerar al hidrogeno verde prometedor para el futuro ya que una de las principales ventajas es su capacidad para almacenar energía a gran escala además de utilizarse como una forma de almacenamiento de energía intermedia entre la generación y el consumo. Al mismo tiempo, este puede ser transportado y distribuido a largas distancias a través de equipos específicos, como camiones y tanques de almacenamiento criogénicos y también podría ser utilizado en una amplia variedad de aplicaciones. Sin embargo, uno de los grandes problemas en la utilización del hidrógeno es el almacenamiento del mismo, esto se debe a que esta sustancia tiene riesgos debido en parte a la naturaleza explosiva del combustible y, por otro lado, a la presión a la que se contiene al hidrógeno en un recipiente en estado gaseoso. Es sabido que el hidrógeno puede almacenarse en estado gaseoso, líquido o sólido cada una de ellas con ciertas ventajas y limitaciones. (F. Xaudaró, 2011)

Por lo tanto, es esencial llevar a cabo una investigación exhaustiva sobre la industria del Hidrógeno Verde para evaluar su viabilidad económica y su potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, es importante identificar las oportunidades y desafíos para el desarrollo de esta tecnología para que se puedan implementar políticas efectivas y prácticas para fomentar su adopción y desarrollo, es por eso que, la famosa hibridación del hidrógeno verde con el gas natural también conocido como Blending plantea una serie de importantes desafíos a nivel técnico, que bien podría ser otro tema de investigación. (Salamanca Borrero, 2021)

En Bolivia se tienen proyectos que incluyen a este nuevo vector energético, que indican que para el aprovechamiento del gran potencial de los recursos renovables del país se implementará una Planta de Producción de Hidrógeno Verde integrada a una de las plantas de generación de energía renovable existente. Este proyecto consiste en una planta de electrólisis de 50 MW, con sus facilidades de almacenamiento, transporte y distribución. La producción de hidrógeno verde está orientada a ser utilizada en el mercado industrial doméstico. Sin embargo, la cronología del mismo se tenía prevista del siguiente modo: Estudios de Preinversión 2023 e Implementación 2024-2025. (Carvajal, 2021)

1.6.2 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

La producción de petróleo- gas en Bolivia va declinando por la reducida exploración de campos petroleros, consecuentemente, la demanda interna de gasolina y diésel aumenta en forma descontrolada, generando un incremento de costos para la importación de carburantes líquidos. (Enrique, 2016).

Al buscar un nuevo vector energético lo que se desea es cubrir la demanda energética en la región sabiendo que la transición para un mundo basado en un sistema energético descarbonizado generará un cambio en la forma de generación, distribución, venta y consumo de energía. El hidrógeno, es un elemento fundamental en esta transición, ya que proporciona a largo plazo una posible integración de la energía renovable permitiéndola convertir y almacenar como un gas renovable. Es por eso que, el potencial del hidrógeno verde es aún más potente que los combustibles fósiles, ya que está vinculado a energías renovables como son la energía solar o eólica. Una de las medidas que haría al hidrógeno más competitivo es ponerle precio al carbono; no sólo reducir el precio de las energías renovables, sino poner precio al que contamina. (Rodríguez Ramírez, 2021)

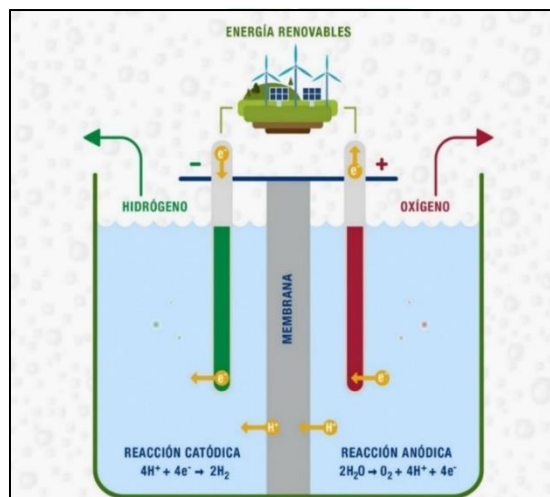
Es claro que los aspectos a tomar en cuenta para el estudio económico son muchos, tales como el costo de producción, almacenamiento, electricidad, transporte, etc. Sin embargo, es crucial investigar más a fondo las ventajas y desventajas que traería a la economía si en un futuro Bolivia se encuentra lista para producir Hidrógeno Verde ya que se lo ha considerado como país gasífero durante mucho tiempo, y evidentemente, el principal producto que se produce es el gas natural y realizar la transición tomará tiempo.

1.6.3 JUSTIFICACIÓN MEDIOAMBIENTAL

Los combustibles como tal, ya son parte de la contaminación con el simple hecho de extraer y procesar el petróleo y gas, es por eso que, al producir el hidrógeno verde con procesos renovables se desea disminuir la contaminación a gran escala, dependiendo de la producción. El proceso por el cual se produce hidrógeno verde, básicamente consiste en implementar una corriente eléctrica producida de manera renovable al 100%, llamada: electrólisis, que necesita una fuente de energía limpia y renovable. La misma consiste en la disociación de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno en estado gaseoso por medio de una corriente eléctrica continua, suministrada por una fuente de alimentación conectada a dos electrodos, en cuya superficie se produce la ruptura de la molécula del agua.

La descarbonización del planeta es uno de los objetivos que se han marcado países de todo el mundo de cara a 2050. Nuestra forma de vida necesita cada vez más energía para funcionar. Las últimas estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), publicadas a finales de 2019, prevén un aumento de la demanda energética global de entre un 25 y un 30 % hasta 2040, lo que en una economía dependiente del carbón y el petróleo significaría más CO₂ y el agravamiento del cambio climático. Sin embargo, la descarbonización del planeta nos propone un mundo distinto para 2050: más accesible, eficiente y sostenible, e impulsado por energías limpias como el hidrógeno verde. (Gimenez Zuriaga, 2021)

Figura 3: Esquema electrólisis



Fuente: Departamento de Energía de EEUU y Wood Mackenzie

1.7 ALCANCE

Este trabajo ha sido investigado en muchos países, la incursión de esta tecnología en Bolivia es reciente, de hecho, el gobierno actual está investigando al respecto y pretende contar con esta tecnología los próximos años debido a que la demanda del combustible en el país va en incremento y Bolivia se encuentra en un periodo de exploración de nuevos campos, sin embargo, el tema ambiental cada vez toma un papel protagónico y esta tecnología sería una buena alternativa.

1.7.1 ALCANCE TEMÁTICO

Las ventajas y desventajas de la producción del Hidrógeno Verde van de la mano con el análisis técnico, económico y ambiental del mismo, es imprescindible tener la información necesaria para determinar si Bolivia está o no preparada para abordar con esta nueva tecnología.

1.7.2 ALCANCE GEOGRÁFICO

La investigación se centrará en analizar la viabilidad de producción de Hidrógeno Verde en la región altiplánica de Bolivia, debido a la radiación solar en este sector, además, considerando datos de la planta fotovoltaica del departamento de Oruro.

1.7.3 ALCANCE TEMPORAL

Esta investigación se desarrollará hasta el mes de marzo de la gestión 2024. Se realizará la recolección de información para su posterior análisis y estudio.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 FUENTES ENERGÉTICAS ALTERNATIVAS EN BOLIVIA

Debido al crecimiento exponencial de la población, cada vez es necesario satisfacer las diversas necesidades alimentarias y/o productivas que lógicamente implica un alto aprovechamiento de los recursos naturales para la producción de energía. Algunas maneras de reducir el impacto que conlleva obtener recursos naturales desde una perspectiva energética son a través de la producción por fuente renovable. Este estudio evalúa el área Altiplánica en Bolivia para conocer su potencial en la producción de energía renovable. Es importante demostrar que el área de estudio presenta niveles óptimos de radiación, nota velocidad del viento y distribución de las posibles características geológicas además de exploración y explotación geotérmica. Concluyendo que la ecorregión altiplánica presenta condiciones adecuadas para tres tipos de energía: eólica, solar y geotérmica. Áreas con mayor potencial en La Paz cubren 1143 km² para energía geotérmica, 5269 km² para eólica y 18344 km² para energía solar. Es por eso que se intuye que existe una disponibilidad territorial sustancial para uso de fuentes renovables de energía en el departamento de La Paz. (Rios et al, 2022)

Muchos países que ya tienen grandes avances respecto a las energías renovables van teniendo una gran participación en proyectos de infraestructura para la generación de energía renovable fuera de su territorio, tal es el caso de China. Es así que, al tratarse de energías renovables es necesario hablar de infraestructura, aunque este tipo de energías se obtienen del sol, viento o mareas se deben construir generadores con el fin de lograr transformar su energía en electricidad. Toda infraestructura es necesaria durante toda la cadena energética, desde el proceso de generación, pasando por el almacenamiento y el transporte, hasta el consumidor final, sin embargo, es vital una gran inversión.

Respecto a las inversiones chinas en Bolivia, la mayoría de ellas se hizo en infraestructura que se centraron en los sectores de energía, transporte y telecomunicaciones. Cabe destacar que la participación china en el sector de las energías renovables de Bolivia se concentra en cuatro proyectos hidroeléctricos. Con la empresa Sinohydro Corporation a cargo de la construcción de los proyectos hidroeléctricos San José 1 y 2, y la hidroeléctrica de cuenca del río Ivirizu. Así

como el financiamiento del EximBank y la presencia de la China International Water & Electric y la China Three Gorges Corporation como contratistas de la Hidroeléctrica Rositas. (Martínez Hiraes & Sánchez Sánchez, 2023).

2.2 ANÁLISIS ENERGÉTICO EN BOLIVIA

Bolivia tiene un potencial energético relativamente alto, tanto de energía tradicional como de energía alternativa, por lo que existen muchos recursos hidrológicos, eólicos, fotovoltaicos y geotermicos. Por ello, tanto en investigaciones como en declaraciones, se enfatiza que si se puede producir el potencial energético actual, habrá un nivel suficiente para satisfacer la demanda energética de los países vecinos. Sin embargo, desde la perspectiva de eficiencia energética y de la demanda interna, el mayor consumo de energía en Bolivia es para el sector transporte, por lo que es económicamente ineficiente, la composición de los recursos utilizados para este sector no son renovables, son importados y por tanto, económicamente ineficientes, de ahora en adelante crear una política de conversión en este sector, especialmente hacia sistemas móviles eficientes y otros sistemas básicos daran un resultado en la utilización óptima de nuestro potencial energético y energías renovables en desarrollo. (Rios et al, 2022)

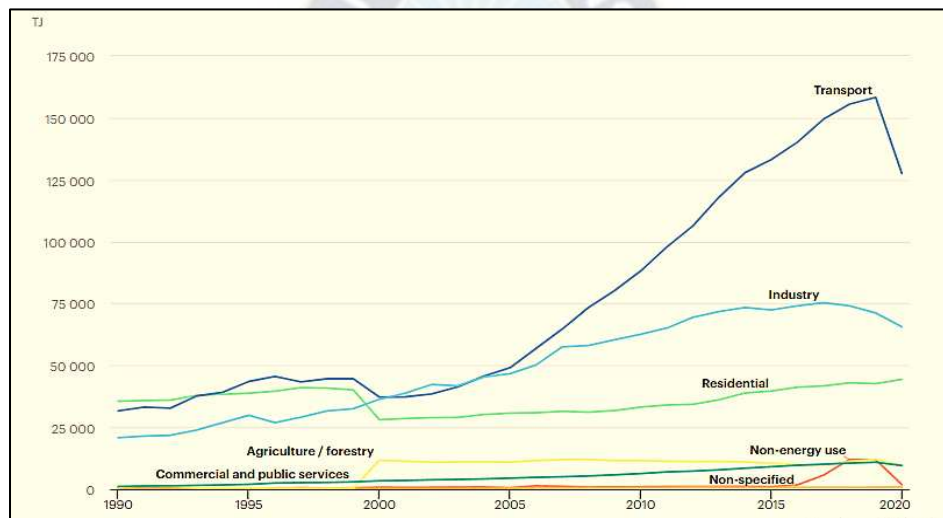
Figura 4: Suministro total de energía por fuente, Estado Plurinacional de Bolivia 1990-2020.



Fuente: (EIA, s.f.)

En general, se puede observar que el alto consumo en el sector transporte (figura 5) está relacionado con el consumo de hidrocarburos y sus derivados. Por otro lado, la matriz energética elaborada con base en cálculos publicados por el BID también muestra que los recursos energéticos superaron la provisión de recursos primarios al consumo total de energía, por lo que se pueden implementar proyectos de exportación de energía. En la matriz publicada por el BID (Banco Interamericano de Desarrollo) donde se puede observar que existe una alta dependencia del gas natural en primer lugar y luego de los derivados del petróleo. Esta relación se muestra en la figura 4 de la matriz energética del país. (EIA, s.f.)

Figura 5: Consumo final total por sector, Estado Plurinacional de Bolivia 1990-2020.



Fuente: (EIA, s.f.)

2.2.1 ENERGÍA EÓLICA

En Bolivia se ha desarrollado una diversidad de energías renovables las últimas décadas, es por eso que tiene una participación del 8,2 % de energías renovables no convencional (Eólica 127,8MW y Solar 165,1 MW), 20.6% hidroeléctrica y 71.2% termoeléctrica, teniendo la capacidad instalada de fuentes de energías de 28.8%. (Energypedia, 2023) Entre ellas, las dos más desarrolladas son la energía eólica y la energía fotovoltaica (solar).

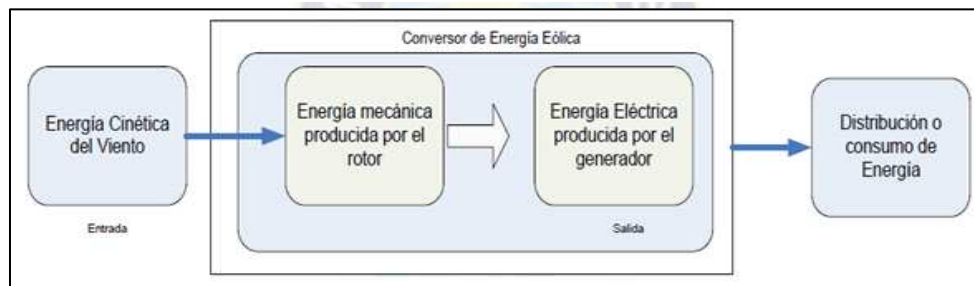
La energía eólica se refiere a aquellas tecnologías y aplicaciones que utilizan la energía cinética del viento, convirtiéndola mecánica y/o eléctricamente. La energía eólica es una tecnología limpia que utiliza recursos renovables y no causa contaminación ni impactos

ambientales significativos en comparación con las tecnologías tradicionales de generación de electricidad. La energía contenida en el viento se puede convertir, según las necesidades, en energía mecánica, eléctrica o térmica. (Córdova Quispe, 2018)

2.2.1.1 PARTES DE UNA TURBINA EÓLICA

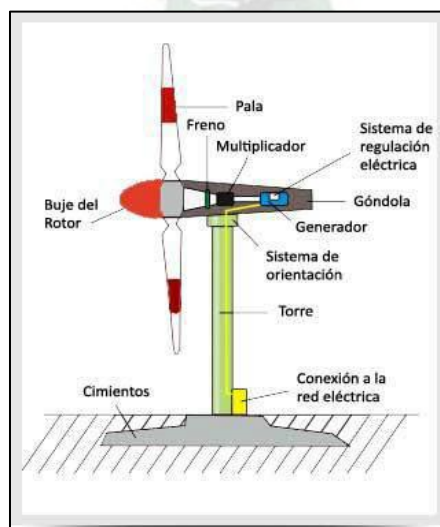
Para entender la tecnología eólica, es importante entender cómo funciona el sistema conversor de energía eólica de una turbina eólica. Inicialmente el viento se dirige hacia el aerogenerador, la energía cinética del viento activa el movimiento mecánico del rotor (incluidas las palas), lo que provoca el movimiento de rotación del eje central (junto con el multiplicador), activando el generador, que produce energía eléctrica.

Figura 6: Componentes principales de la conversión de energía en un sistema Eólico.



Fuente: (Córdova Quispe, 2018)

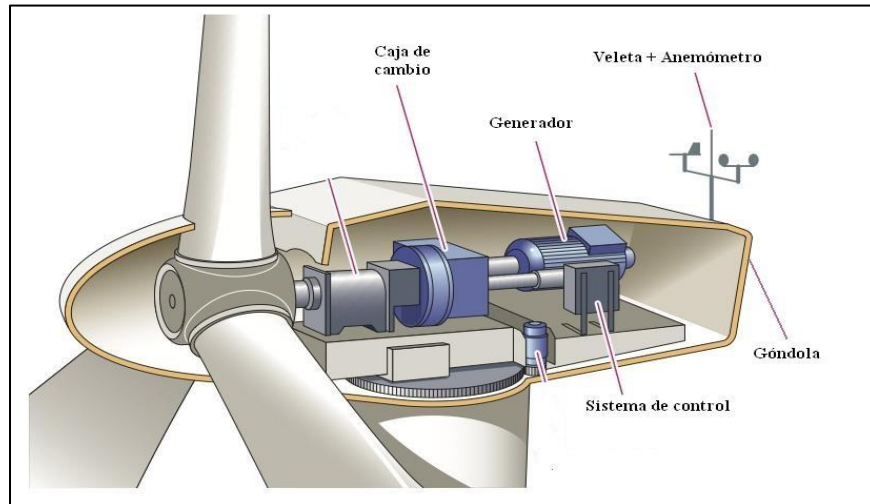
Figura 7: Partes principales de una turbina eólica.



Fuente: (Córdova Quispe, 2018)

El cubo del rotor está diseñado aerodinámicamente para evitar la pérdida de energía cinética y la conexión a la red se realiza mediante cables de alta tensión que van desde las torres hasta el transformador (red de distribución). En turbinas de alta potencia, se tiene un anemómetro (mide la velocidad del viento) y una pala (determina la dirección) en la parte superior para activar los sistemas de control internos para controlar la velocidad del rotor.

Figura 8: Partes principales de una Turbina Eólica de alta potencia.



Fuente: <https://wordpress.com/>

Para obtener la producción energética específica de un parque eólico, primero es necesario analizar y predecir el recurso eólico en una zona determinada. Sin embargo, la previsión de viento en sí está llena de aleatoriedad y circunstancias imprevistas, lo que conducirá directamente a la desviación de la previsión de producción de energía eólica. La varianza resultante es función del rango de tiempo, es decir, la varianza producida por una cantidad infinita de datos descritos por un número limitado de datos de muestra. Sin embargo, a escala espacial, el error también depende de la orientación del aerogenerador y del número de aerogeneradores que componen el parque eólico. Según los cálculos, el rango de errores variará significativamente dependiendo del número de aerogeneradores. (Córdova Quispe, 2018)

2.2.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar forma parte del grupo de fuentes de energía renovable y que va en ascenso. A lo largo de la historia, la humanidad ha tratado de diseñar diversos artefactos capaces de hacer un uso útil de la radiación solar. En la actualidad, la energía solar se utiliza con

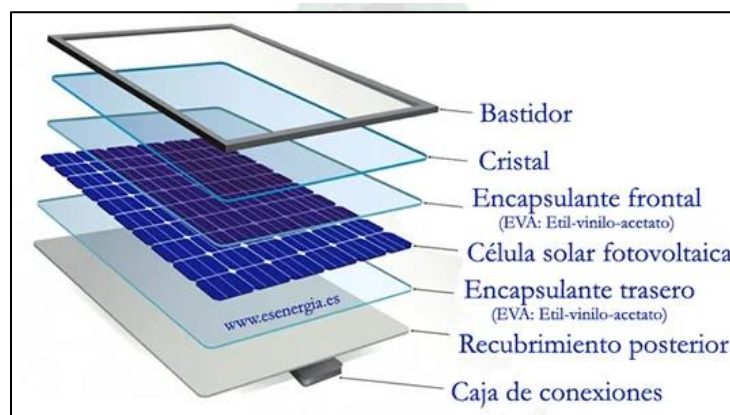
múltiples aplicaciones en tareas cotidianas. Algunos autores sugieren distinguir entre energía solar térmica y fotovoltaica en función de los beneficios energéticos. En el primer caso, como su nombre indica, hablamos de aplicaciones térmicas como el calefacción y enfriamiento de agua, así como en procesos industriales que requieren un aumento de la temperatura de un líquido. Por otro lado, y en lo que respecta a la energía solar fotovoltaica, su aplicación será el hidrógeno verde. La invención de la primera célula fotovoltaica fue precisamente en esta época cuando se barajó la posibilidad de generar energía eléctrica directamente a partir de la energía solar.

(Domínguez Navarro, 2021)

2.2.2.1 CELDA FOTOVOLTAICA

La celda fotovoltaica (también llamadas células solares, célula fotovoltaica o celdas solares), tienen su origen en el año 1839 y fueron un descubrimiento realizado por Alexandre-Edmon Becquerel, un físico de origen francés que se dedicó al estudio del espectro solar, el magnetismo, la electricidad y la óptica, entre otras cosas. Estas celdas son mecanismos o dispositivos eléctricos que convierten la energía lumínica en energía eléctrica. Es decir, son dispositivos que generan electricidad cuando les llega o incide la luz del sol. Una parte importante de la célula fotovoltaica es el semiconductor, que está fabricado a base de silicio porque tiene propiedades muy ventajosas respecto a otros materiales; este es un elemento muy abundante en la corteza terrestre. (ATERSA, 2021)

Figura 9: Componentes de una celda fotovoltaica.



Fuente: (ATERSA, 2021)

En cuanto al funcionamiento, es más sencillo porque la luz del sol incide en las células solares y es parcialmente absorbida por el material semiconductor (ya sea silicio u otro). Esto significa que el material semiconductor utilizado absorbe la luz solar. Cada fotón produce en el semiconductor lo que se conoce como par electrón-hueco, dada la naturaleza de los semiconductores, cada uno de ellos se dirige a una parte de la célula, que, al conectarse a través de un circuito externo, produce la electricidad que observamos. al mismo tiempo, enciende, por ejemplo, una bombilla. Y aquí es donde se crea la diferencia de potencial necesaria para dirigir el flujo de electrones dentro de la célula. (ATERSA, 2021)

2.3 VIABILIDAD ENERGÉTICA RENOVABLE EN BOLIVIA

Bolivia es un país que tiene grandes oportunidades para implementar sistemas de generación de energías alternativas y renovables y ha ganado gran importancia en los últimos años con la construcción de pequeños sistemas fotovoltaicos, parques eólicos y pequeñas centrales hidroeléctricas conectadas al sistema de interconexión nacional. Sin embargo, el concepto de generación distribuida ha sido cuestionado debido a varios factores como normativas regulatorias o técnicas que aún no han sido puestas en práctica.

En este sentido, la energía solar fotovoltaica se presenta como una opción para iniciar el desarrollo del concepto de generación distribuida; por lo tanto, es posible realizar estudios específicos sobre el desempeño de los sistemas solares fotovoltaicos en la región del altiplano boliviano debido a la radiación solar existente (Oliver Rios, 2022). El departamento de Oruro al contar con una planta solar fotovoltaica es un gran referente para asegurar que es posible desarrollar proyectos de este tipo de energía renovable en la región altiplánica.

2.4 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

El hidrógeno puede ser obtenido a partir del agua, la biomasa y el biogás. Sin embargo, las técnicas de producción pueden ser por conversión química, termolíticas, electrolíticas, biológicas y fotónicas, donde las dos primeras requieren energía térmica para llevarse a cabo; por otro lado, las de conversión química se obtienen a partir de la combustión de la propia materia prima; mientras que las termolíticas necesitan un aporte externo por lo que generalmente se llevan a cabo procesos secundarios de otras plantas generadoras de energía. En los procesos electrolíticos destaca la *electrólisis*, que precisa un aporte de energía eléctrica. Los procesos

biológicos requieren de la actividad de los microorganismos para obtener el hidrógeno, y en estos métodos destacan la fermentación y la digestión anaerobia. Por último, pero no menos importante, están las técnicas fotónicas, que utilizan la energía generada por radiación solar. (Porto Mato, 2021)

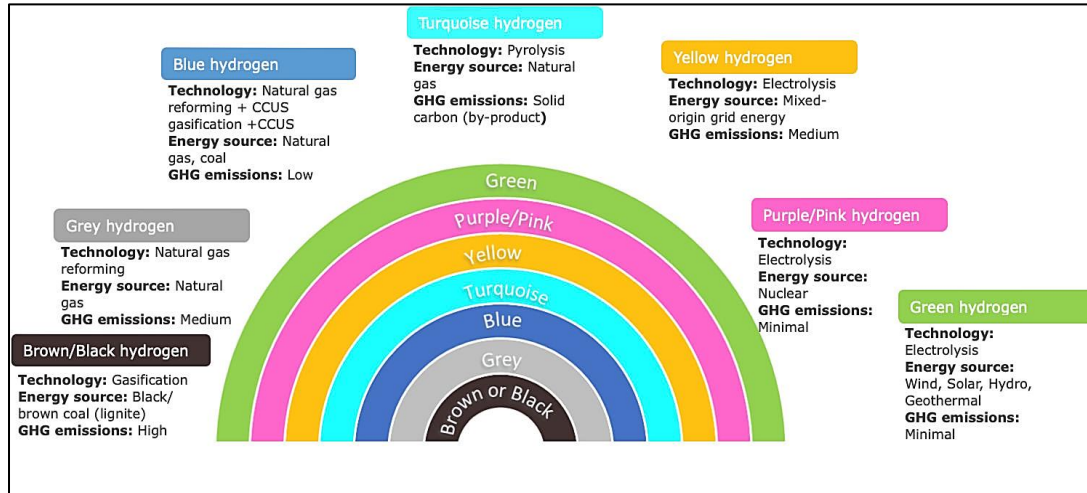
Actualmente, el hidrógeno se produce principalmente (alrededor del 96%) a partir de combustibles fósiles. El reformado de metano con vapor (SMR) es el proceso más utilizado para generar hidrógeno a partir de gas natural. Además, el hidrógeno se puede producir mediante otras tecnologías de conversión termoquímica a través de diferentes vías, pero todos estos procesos convencionales no están libres de GEI. La electrólisis del agua basada en electricidad derivada de fuentes renovables (solar, eólica, geotérmica, hidráulica) es el proceso más amigable con el medio ambiente.

Este método atractivo para la generación de hidrógeno es una tecnología madura y bien establecida, que actualmente representa solo el 4% de la producción de hidrógeno. El motivo de esta producción limitada se debe principalmente al coste del hidrógeno producido, que evidentemente resulta más caro que el obtenido mediante enfoques convencionales. Pero se espera una gran expansión del hidrógeno electrolítico en los próximos años: en 2050, el 22% de la producción total mundial de hidrógeno debería provenir de esta ruta. (Nicita, Maggio, Andaloro, & Squadrito, 2020)

2.4.1 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

El hidrógeno tiene una pluralidad de usos y puede producirse a partir de una variedad de materias primas o recuperarse de algunos procesos industriales. Es por eso que se lo ha categorizado en distintos colores por su método de producción que se muestra en la figura 10, cabe recalcar que no todos los métodos son “ecofriendly”, por lo tanto, se hará énfasis en aquellos que sí.

Figura 10: Rueda de color del hidrógeno.



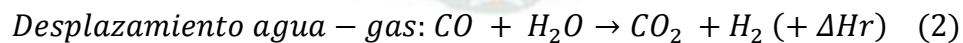
Fuente: (Thomason, 2023)

2.4.1.1 MEDIANTE PIROLISIS Y GASIFICACIÓN DE BIOMASA

La biomasa es un recurso orgánico y renovable, que incluye desechos sólidos municipales orgánicos, residuos de cultivos agrícolas, residuos de plantas de tratamiento de aguas residuales o desechos animales. Estos residuos se pueden convertir en hidrógeno mediante diferentes técnicas:

- **Gasificación**

Es el de mayor rendimiento (eficiencia 70 - 80%), ya que gasifica la biomasa a unos 700 °C en combustión incompleta. Lo hace mediante la adición de una cantidad muy controlada de oxígeno, lo que logra una reducción significativa de sólidos y produce un gas rico en hidrógeno con muy poco contenido de dióxido de carbono:

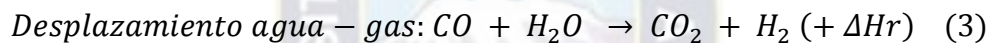


Sin embargo, uno de los principales inconvenientes de la gasificación es que adicionalmente se forma alquitrán.

- **Pirolisis**

La pirólisis se define como la descomposición térmica del carbón en una atmósfera exenta de oxígeno. Como consecuencia de la destilación destructiva del carbón, se obtienen gases combustibles, aceites y residuos.

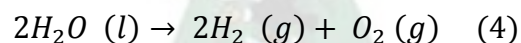
El proceso consta de 3 etapas claramente diferenciadas: La primera es una descomposición lenta con formación de una pequeña cantidad de agua, óxidos de carbono, hidrógeno y metano. Esto es consecuencia de la ruptura del enlace debido a la alta temperatura a la que se lleva a cabo el proceso, así como de la liberación de gases que quedan en el carbón. En la segunda etapa, esto se conoce como descomposición térmica activa. A medida que aumenta la temperatura, se produce una fragmentación más profunda de la molécula de carbono con la formación de resinas e hidrocarburos condensables. Esta etapa comienza a unos 360 °C y finaliza cuando la temperatura alcanza unos 560 °C. Y como última etapa, que transcurre a temperaturas superiores a los 600 °C, se caracteriza por la eliminación paulatina del hidrógeno y otros heteroátomos. (Bayona Leal & Martínez Rodríguez, 2021)



El rendimiento es menor que en el proceso de gasificación, rondando el 48%.

2.4.1.2 MEDIANTE ENERGÍA SOLAR

Es la fuente renovable usada para producir hidrógeno mediante fotobiólisis o termólisis, es decir, es una disociación del H₂O:

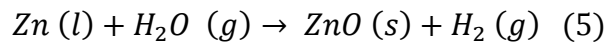


- **Fotobiólisis**

Existen microorganismos que utilizan compuestos inorgánicos (SH₂ o H₂O) como sustratos para el metabolismo capaces de producir hidrógeno. Entre estas resultan de gran interés aquellas con capacidad de fotosíntesis oxigenada, como las cianobacterias y las algas verdes microscópicas del tipo Chlamydomonas porque son capaces de convertir una pequeña parte de la energía que reciben de la luz solar en energía química contenida en moléculas de hidrógeno. (Rubio, 2008)

- **Métodos Termoquímicos**

La principal es la termólisis directa del agua, que utiliza la energía solar como fuente energética para la reducción de óxidos metálicos (reacción endotérmica):

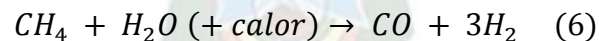


2.4.1.3 MEDIANTE ELECTRÓLISIS DEL AGUA

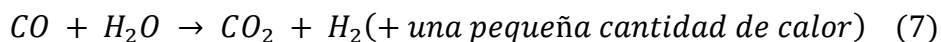
La electrólisis es el proceso por el cual se separan los elementos de un compuesto aplicando corriente eléctrica. Este proceso químico se ha utilizado durante décadas para diversas aplicaciones, como la fabricación de materiales y compuestos químicos, electrometalurgia, anodizado (aumentando el espesor de la capa de óxido natural) y galvanización (creación de una película protectora) (Prieto Quiroga, 2023)

2.5 CATEGORIZACIÓN DEL HIDRÓGENO

A lo largo de los años, la producción de hidrógeno ha generado distintos efectos secundarios que están en continuo debate, es por eso que se realizan constantes investigaciones y sobre el hidrogeno bajo en carbono. En el Reino Unido, el hidrógeno bajo en carbono incluye tanto hidrógeno verde como hidrógeno azul producidos con tasas de captura de carbono muy altas (90-95%). La definición de hidrógeno bajo en carbono varía según el país, pero, el hidrógeno producido con electricidad renovable siempre se conoce como hidrógeno verde y actualmente el principal método de producción de hidrógeno verde es la electrólisis, los demás son simplemente experimentales. Es por esa razón que se hace énfasis en este método de producción (Thomason, 2023). Actualmente los 70 Mt (megatoneladas) de hidrógeno provienen (principalmente) del Gas natural con la siguiente reacción de reformado de metano con vapor:



Y también del Carbón: Reacción de cambio de agua-gas

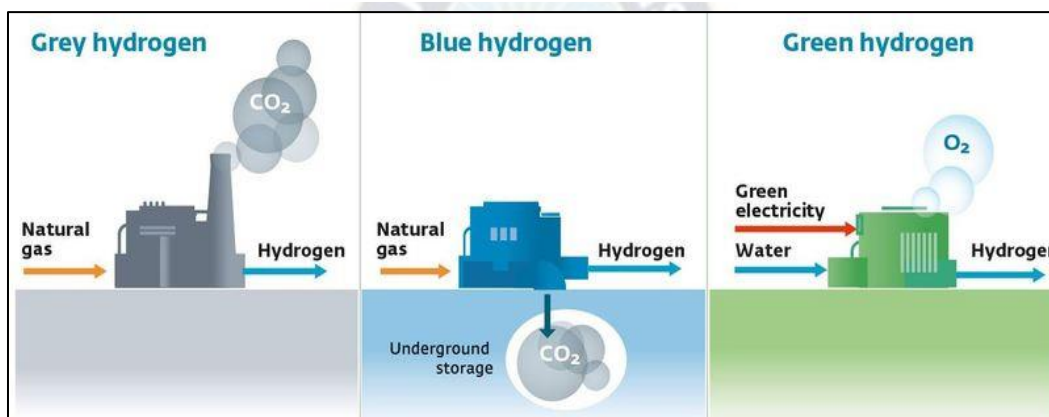


Ya existe un gran mercado para el hidrógeno a nivel mundial y, de hecho, muchas industrias en todo el mundo utilizan electricidad, aunque es poco probable que esto cambie. En el futuro, la producción de hidrógeno debería pasar del hidrógeno producido mediante el reformado de vapor de metano (hidrógeno gris) al hidrógeno producido mediante electrólisis utilizando

electricidad renovable (hidrógeno verde). En la electrólisis, las únicas entradas son electricidad y agua y las únicas salidas son hidrógeno y oxígeno. (Thomason, 2023)

Si hacemos una distinción entre hidrógeno azul e hidrógeno verde, podríamos concluir que el hidrógeno azul es el puente hacia el futuro del hidrógeno verde. Si bien el H₂ azul puede ser más barato hoy en día, con algunos proyectos piloto, aún se necesitarán más de cinco años para escalar esta tecnología, momento en el cual los costos del H₂ verde disminuirán rápidamente y serán más atractivos que los del azul en algunos mercados en estas décadas más ampliamente en la década de 2030.

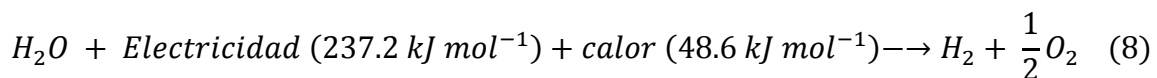
Figura 11: Tipos diferentes de Hidrógeno.



Fuente: Fuente: (Thomason, 2023)

2.6 ELECTRÓLISIS

En los últimos años ha ganado protagonismo en el campo de la producción hidrógeno puesto que la electrólisis del agua es una de esas técnicas electroquímicas de división del agua para la producción de hidrógeno verde con la ayuda de la electricidad, que es una tecnología libre de emisiones. La reacción básica de la electrólisis del agua es la siguiente ecuación:



La reacción anterior (ecuación (8)) requiere un voltaje de celda termodinámica teórica de 1,23 V para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno a temperatura ambiente. Sin embargo, experimentalmente, el voltaje de la celda requerido para la división eficiente del agua es de 1,48 V. El voltaje adicional se requiere para superar la cinética y la resistencia óhmica del electrolito y

los componentes de la celda del electrolizador. (Shiva Kumar, Ramakrishna, Bhagawan, & Himabindu, 2018)

En los últimos dos siglos, la electrólisis del agua se ha convertido en una tecnología conocida para la producción de hidrógeno respetuosa con el medio ambiente. Sin embargo, a nivel mundial sólo el 4% del hidrógeno (65 millones de toneladas) se puede producir a partir de la electrólisis del agua debido a razones económicas, y la mayor parte de este hidrógeno se produce como subproducto de la industria cloro-alcalina. La planta de electrólisis más grande (135 MW/30.000 N m³/hora) se ha utilizado para la industria de fertilizantes. Desde el siglo XVIII, la tecnología de la electrólisis del agua se ha desarrollado y utilizado continuamente en aplicaciones industriales, hasta ahora su desarrollo ha estado influenciado por diversas tendencias divididas en aproximadamente cinco generaciones. Durante ese tiempo, se introdujeron cuatro tipos de tecnologías de electrólisis de agua según su electrolito, condiciones de operación y sus agentes iónicos (OH⁻, H⁺, O₂⁻), como (i) electrólisis de agua alcalina (ii) electrólisis de agua AEM (iii) Electrólisis de agua PEM y (iv) Electrólisis de agua de óxido sólido. Sin embargo, los principios de funcionamiento son los mismos para todos los casos. (Bertuccioli, y otros, 2014)

2.6.1 ELECTRÓLISIS DE AGUA ALCALINA

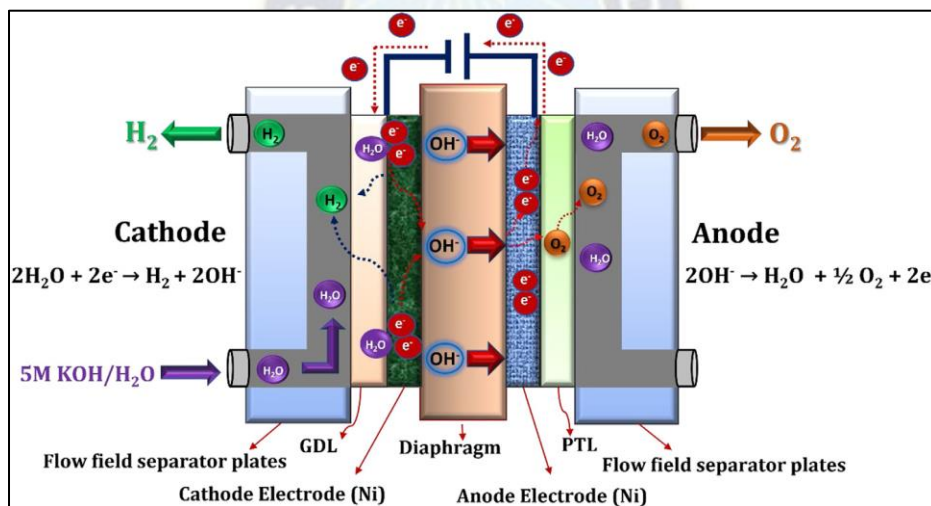
Un electrolizador acuoso alcalino funciona a temperaturas bajas (30–80 °C) con una solución alcalina concentrada (KOH/NaOH 5M). Además, se utilizan electrodos de acero inoxidable recubiertos de níquel (Ni) y diafragmas de asbestos/ZrO₂ como separadores en electrolizadores de agua alcalina. El portador de carga iónica es un ion hidroxilo (OH⁻) con KOH/NaOH y agua que atraviesa la estructura porosa del diafragma para garantizar la funcionalidad de la reacción electroquímica. La electrólisis de agua alcalina llega a ser un diseño de sistema adecuado para aplicaciones a gran escala. Hoy en día, el coste de inversión para la electrólisis del agua alcalina está entre 500 y 1.000 dólares/kWh, y la vida útil del sistema es de 90.000 horas. (Shiva & Hankwon, An Overview Of Water Electrolysis Technologies For Green Hydrogen Production, 2022)

Sin embargo, el principal problema asociado con la electrólisis del agua alcalina es la densidad de corriente limitada (0,1–0,5 A/cm²) debido a la moderada movilidad de los OH⁻ y el uso de electrolitos corrosivos (KOH). La alta sensibilidad del electrolito KOH al CO₂ ambiental y la posterior formación de sales de K₂CO₃, se produce una disminución en la cantidad de iones

hidroxilo y en la conductividad iónica. Además, la sal K_2CO_3 cierra los poros de la capa de difusión de gas del ánodo, lo que posteriormente reduce la transferencia de iones a través del diafragma y, como resultado, la reducción de la formación de hidrógeno. Además, durante la electrólisis del agua alcalina se forman gases de baja pureza (99,9%) (hidrógeno y oxígeno), ya que el diafragma existente no impide por completo la transferencia de gases de una media celda a otra. (IRENA, 2021)

Los componentes principales de la celda de electrólisis de agua alcalina son, respectivamente, el diafragma/separador, el colector de corriente (capa de difusión de gas), la placa de separación (placa bipolar) y la placa final. (Shiva & Himabindu, Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review, 2019)

Figura 12: Principio de funcionamiento de la Electrólisis de agua alcalina.



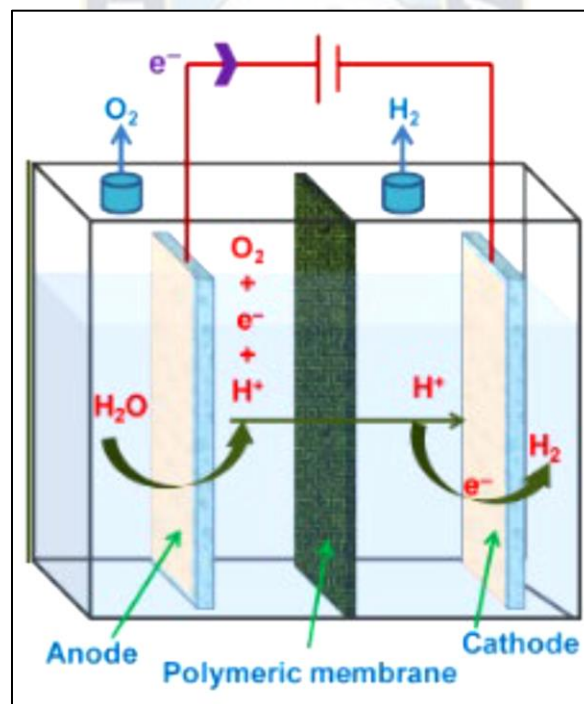
Fuente: (Shiva & Himabindu, Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review, 2019)

La electrólisis de agua alcalina es una tecnología madura y bien establecida es así que varios fabricantes la implementan y utilizan con éxito para aplicaciones industriales. Sin embargo, aún se necesitan mejoras en esta tecnología, como aumentar la densidad de corriente y reducir el cruce de los gases. Para lograr estos desafíos, es necesario desarrollar nuevos materiales de electrodos y separadores. Además, un electrolizador de agua alcalina se puede integrar con fuentes de energía renovables (solar, eólica), lo que puede resultar más beneficioso para reducir el coste de capital. (Shiva Kumar, Ramakrishna, Bhagawan, & Himabindu, 2018)

2.6.2 ELECTRÓLISIS DE MEMBRANA POLIMÉRICA

El primer electrolizador de agua basado en el concepto de conductividad de protones utilizando una membrana polimérica como electrolito fue desarrollado por General Electric Company en 1966; en 1978 la empresa comenzó a comercializar los primeros electrolizadores de agua de este tipo. La electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM, PEMWE o PEMEL), también llamada membrana electrolítica polimérica (o membrana polimérica), se basa en la tecnología de celda de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC). PEM reemplaza el amianto mediante conducción de protones en la membrana. En particular, la permeabilidad al gas del MEF es significativamente menor que la del amianto. Dado que no hay niebla alcalina en el gas producido, los electrolizadores PEM son más respetuosos con el medio ambiente. A continuación, se muestra un diagrama del principio de funcionamiento del electrolizador. (Chi & Yu, 2018)

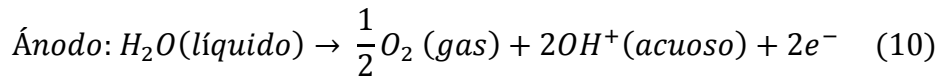
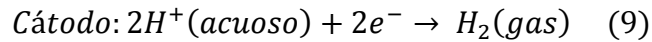
Figura 13: Esquema de electrólisis PEM.



Fuente: Fuente: (Chi & Yu, 2018)

En el ánodo, el agua se oxida para producir oxígeno, electrones y protones. Estos iones pasan a través de la membrana hasta el cátodo donde se reducen, completando el ciclo y

produciendo hidrógeno, que se libera en el colector de gas del cátodo. Las reacciones parciales del proceso son las siguientes:



Gracias a su mayor eficiencia, su diseño compacto y su alta presión de salida, los sistemas PEM ofrecen importantes ventajas sobre otras tecnologías de electrólisis del agua. La tecnología PEM permite una gran flexibilidad de carga y puede proporcionar servicios de equilibrio de la red. Los electrolizadores PEM también alcanzan densidades de corriente muy altas (hasta 10 A/cm^2) y altos niveles de pureza del hidrógeno (hasta el 99,999%). Además, es mucho más fácil equilibrar las unidades de electrólisis PEM, lo que resulta más ventajoso para las aplicaciones industriales. La rápida respuesta de la tecnología PEM la hace más adecuada para la naturaleza variable de las fuentes de energía solar y eólica. (Grigor'ev, Khaliullin, & Kuleshov, 2001)

2.7 TIPOS DE ELECTROLIZADORES

Existen muchos tipos de electrolizadores, pero para este proyecto solo se analizarán los electrolizadores alcalinos y los electrolizadores de membrana polimérica.

2.7.1 ELECTROLIZADORES ALCALINOS

Los electrodos que participan en el proceso de electrólisis, están separados por un diafragma, cuya función es mantener los gases resultantes lo más separados posible sin mezclarse, para garantizar la mayor eficiencia y seguridad posible. La difusión de oxígeno en el cátodo reduce la eficiencia del electrolizador a medida que el oxígeno se cataliza nuevamente en agua con hidrógeno presente en el cátodo. La segunda desventaja de los electrolizadores alcalinos es la baja densidad de corriente máxima que se puede lograr debido a las altas pérdidas óhmicas en todo el electrolito líquido y en el diafragma. Por último, también atribuido al electrolito líquido, es la incapacidad de funcionar a altas temperaturas, lo que hace que la construcción de la chimenea sea voluminosa. La tabla 14 muestra las características actuales del electrolizador alcalino y de los electrolizadores PEM. (Rodríguez Carrasco, 2022)

Tabla 1: Cuadro comparativo de las características de electrolizador alcalino y PEM.

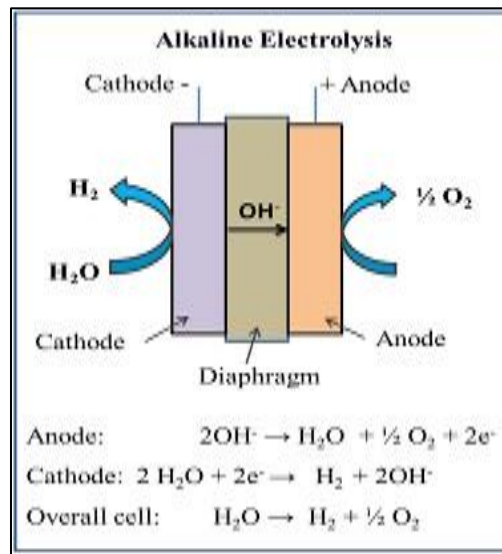
ESPECIFICACIONES	ELECTRÓLISIS ALCALINA	ELECTRÓLISIS PEM	
Temperatura de la celda	60-80	50-80	°C
Presión de la celda	<30	<30	Bar
Densidad actual	0,2-0,4	0,6-2,0	mA /cm ²
Voltaje de la celda	1,8-2,4	1,8-2,2	V
Densidad de potencia	<1	<4,4	mW/cm ²
Eficiencia de tensión	62-82	67-82	HHV %
Consumo de energía específico al conjunto	4,2-5,9	4,2-5,6	Kwh N/m ³
Consumo de energía específico sistema	4,5-7,0	4,5-7,5	Kwh N/m ³
Rango de carga parcial inferior	20-40	0-10	%
Área de la celda	>4	<0,03	m ²
Tasa de producción de H ₂ acumulado del sistema estandarizado	<760	<10	Nm ³ /h
Tiempo de vida acumulado	<90.000	<20.000	hrs
Tiempo de vida del sistema	20-30	10-20	años
Tasa de degradación	<3	<14	μ V/h

Fuente: (Rodríguez Carrasco, 2022) traducción propia

2.7.1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS ELECTROLIZADORES ALCALINOS

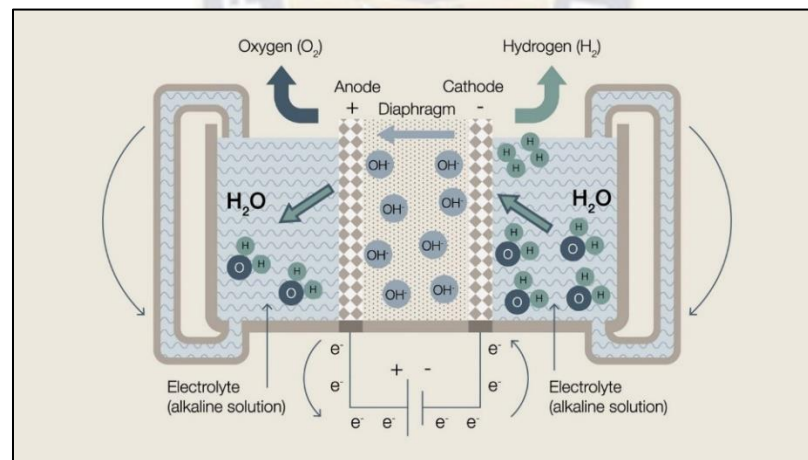
Este tipo de sistemas tienen la misma función que otros electrolizadores: separar las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno mediante energía eléctrica. Una característica de estos electrolizadores es que, en el cátodo, las moléculas de agua son reducidas por electrones a hidrógeno y los iones de hidróxido cargados negativamente. En el ánodo, los iones de hidróxido se oxidan a oxígeno y agua con la liberación de electrones. Más adelante en la figura. 14 se puede ver una imagen esquemática junto con las ecuaciones que surgen en los electrolizadores alcalinos.

Figura 14: Esquema de electrólisis alcalina y ecuaciones de reacción.



Fuente: (Rodríguez Carrasco, 2022)

Figura 15: Componentes de un electrolizador alcalino.



Fuente: (Rodríguez Carrasco, 2022)

Los componentes principales son el diafragma o separador, los electrodos, electrocatalizadores y el electrolito líquido alcalino. En la imagen (Figura 15) se puede apreciar de forma esquemática los componentes de un electrolizador alcalino.

- **Electrolito**

Los electrolitos utilizados en la electrólisis del agua convencional son KOH y NaOH, también se utiliza H_2SO_4 , aunque no en la misma cantidad que los anteriores mencionados. Se trata de soluciones corrosivas que, si se dañan los electrodos, reducen su actividad catalítica y aumentan el coste de operación del proceso. Por tanto, se deben añadir otros materiales para neutralizar la naturaleza corrosiva de los electrolitos. A su vez, a los electrolitos se les añaden diversos aditivos para aumentar la activación iónica, como por ejemplo Na_2MoO_4 . Por tanto, es posible reducir la energía necesaria para el proceso de electrólisis del agua. Añadir un compuesto catalizador a la solución electrolítica es una forma sencilla y eficaz de aumentar el rendimiento del proceso. Además, el uso o adición de un líquido iónico a una solución electrolítica o como ésta aumenta la vida útil de los electrodos. (Slama, 2013)

El volumen de electrolito almacenado en las celdas electroquímicas está determinado por la distancia entre los electrodos. Normalmente esta distancia oscila entre un milímetro y varios centímetros. Las pérdidas óhmicas en el electrolito aumentan al incrementar la distancia entre los electrodos. Por otro lado, cuando el volumen de electrolito es muy pequeño, las concentraciones de reactivos cambian rápidamente durante la operación. A menudo se prefieren las soluciones acuosas de KOH a las de NaOH debido a su mayor conductividad (el 30% en peso), esta concentración se usa comúnmente en electrolizadores alcalinos modernos. La cantidad de electrolito debe ajustarse constantemente para evitar pérdidas de equilibrio con relación a los gases formados (normalmente 1 mg de KOH por Nm^3H_2). (Slama, 2013)

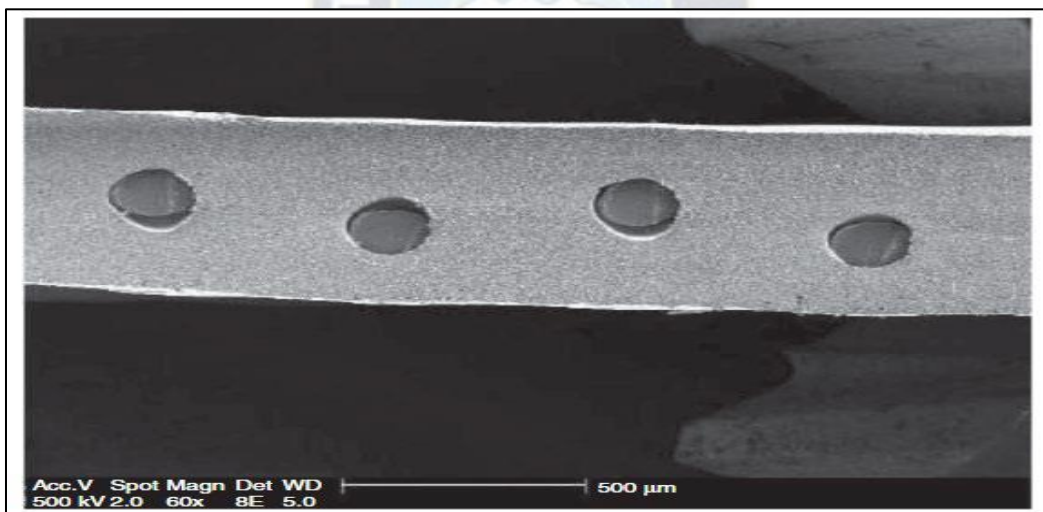
- **Diafragma o Separador**

Los separadores de celdas, también llamados diafragmas, normalmente consisten en un material poroso y eléctricamente aislante intercalado entre ánodos y cátodos. Su tarea principal en las celdas electroquímicas es separar electrodos de diferente polaridad para evitar un cortocircuito entre las partes conductoras de electrones (electrodos). Luego también deben evitar la recombinación de H_2 (formado en el cátodo) y O_2 (formado en el ánodo) para frenar la transferencia de gas. Para cumplir estas funciones, los separadores deben ser grandes conductores iónicos para el transporte de iones OH^- desde el cátodo al ánodo. Los primeros separadores comerciales se fabricaron con amianto crisólito microfibroso ($Mg_3(Si_2O_5)(OH)_4$). Sin embargo, el amianto no es un material muy resistente a la corrosión provocada por el ambiente alcalino

fuerte a altas temperaturas. Además, actualmente el amianto se considera un material cancerígeno y su uso comercial fue prohibido en la Unión Europea en 1999 (Guillet & Millet, 2015)

De los materiales usados para el diafragma, el titanato de potasio unido a PTFE (politetrafluoroetileno) y el circonio unido a polisulfona exhiben una excelente estabilidad en ambientes calientes ($150\text{ }^{\circ}\text{C}$) y cáusticos con baja resistividad (aprox. $0,2\text{ ohmios /cm}^2$). Este último es el más popular también conocido como “Zirfon Perl” que contiene un 85% en peso de polvo de ZrO_2 hidrófilo con una alta superficie específica $22\text{ m}^2/\text{g}$ como agente hidrófobo y un 15% en peso de polisulfona, que proporciona al material resistencia mecánica. También contiene espaciadores de circonio de $0,5\text{ mm}$ de espesor, que tienen una excelente estabilidad química y una baja fuerza iónica, lo que resulta en una mejora significativa en el rendimiento de la electrólisis del agua. (Guillet & Millet, 2015)

Figura 16: Sección transversal de un separador Zirfon Perl 500 UTP.



Fuente: (Guillet & Millet, 2015)

- **Electrodos y Electrocatalizadores**

Los electrodos son el ánodo y el cátodo, donde se separan el hidrógeno y el oxígeno, respectivamente. Un dispositivo que consume corriente (o energía) tiene el cátodo negativo, mientras que un dispositivo que suministra corriente (o energía) tiene el cátodo positivo. El ánodo es positivo cuando está en un dispositivo que consume corriente (o energía) y negativo cuando suministra corriente (o energía). Los materiales metálicos utilizados como cátodos para la

"Reacción de Evolución de Hidrógeno" (HER) se dividen en tres clases: (a) Metales con gran sobrepotencial: Cd, Ti, Hg, Pb, Zn, Sn, (b) metales con sobrepotencial medio: Fe, Co, Ni, Cu, Au, Ag, W (c) Metales con pequeño sobrepotencial: Pt, Pd. Los materiales metálicos como ánodo para la "Reacción de Evolución de Oxígeno" (OER) son generalmente Ni y su aleación, y el mismo material que el ánodo también se puede utilizar para el cátodo.

De cara a cualquier aplicación electroquímica, los materiales necesarios para los electrodos en electrolizadores alcalinos deben tener una buena resistencia a la corrosión, una buena conductividad electrónica y una alta actividad catalítica en relación con las dos reacciones que son de interés (la reacción de desprendimiento de hidrógeno o HER en el cátodo y la reacción de desprendimiento de oxígeno en el ánodo). Inicialmente, el acero inoxidable y el óxido de plomo se utilizaban como materiales de electrodos baratos y de bajo sobrepotencial para REA, pero se descubrió que eran químicamente inestables a un voltaje suficientemente alto en soluciones muy alcalinas. (Shiva & Hankwon, An Overview Of Water Electrolysis Technologies For Green Hydrogen Production, 2022)

El níquel está establecido a día de hoy como uno de los mejores materiales para la OER. Tiene una excelente resistencia a la corrosión en soluciones alcalinas, además de tener buena actividad electroquímica y un coste razonable (el precio promedio del níquel entre los años 2009 y 2014 era de 13,8 €/kg, comparado con los 36,6 €/kg del platino). Los electrodos de níquel simple han demostrado buena durabilidad en condiciones de operación reales, incluso cuando existe una aceleración en el fenómeno de corrosión durante los periodos de apagado. (Md Mamoon, Mohammed, & Hamid Naseem, 2022)

2.7.2 ELECTROLIZADORES PEM

La tecnología de los electrolizadores de membrana polimérica es similar a la tecnología de las pilas de combustible PEM, donde se utilizan membranas polisulfatadas como electrolito (conductor de protones) Estas membranas poliméricas tienen una serie de ventajas como baja permeabilidad a los gases, alta conductividad de protones ($0,1 \pm 0,02$ S/cm), espesor pequeño (20-300 μm) y alta presión de funcionamiento. En términos de sostenibilidad e impacto ambiental, los electrolizadores de membrana polimérica son uno de los métodos para convertir energía renovable en hidrógeno puro. (Nikolaidis & Poullikkas, 2017)

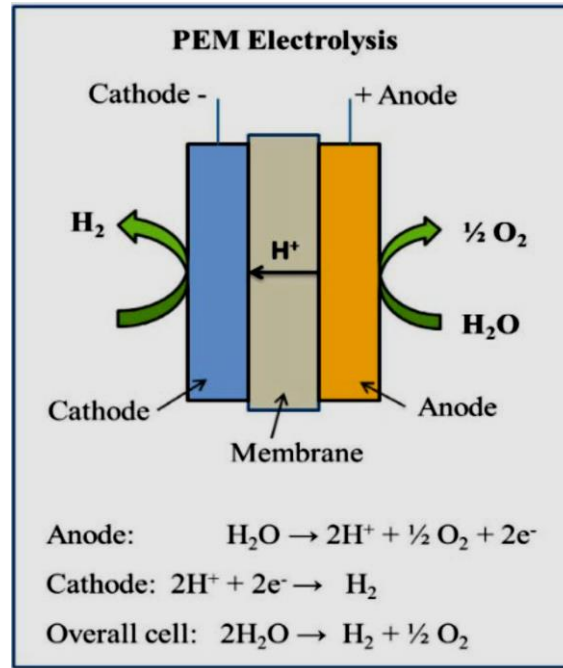
Otras ventajas de este tipo de electrolizadores son el diseño compacto, alta densidad de corriente (más de 2 A/cm^2), alto rendimiento, rápida respuesta, bajas emisiones de dióxido de carbono, funcionamiento a baja temperatura (20 a $80 \text{ }^\circ\text{C}$) y producción de hidrógeno muy puro. además de la producción de oxígeno como subproducto. Además, el equilibrio de los electrolizadores PEM es muy sencillo, lo que los hace más atractivos para aplicaciones industriales.

Los electrocatalizadores utilizados actualmente para electrolizadores PEM tienen una alta actividad de metales nobles, lo que hace que estos sistemas sean más costosos que los electrolizadores alcalinos. Por tanto, uno de los principales objetivos de los electrolizadores de membrana polimérica es reducir los costes de producción y mantener la alta eficiencia que proporcionan. Además, son considerados como la opción a largo plazo más prometedora, donde la unidad puede ser utilizada para producir Hidrógeno utilizando una fuente de energía renovable como la solar. Estos electrolizadores pueden verse muy beneficiados por el desarrollo técnico que se está llevando a cabo sobre las pilas de combustible PEM y de su producción en masa. (Nikolaidis & Poullikkas, 2017)

2.7.2.1 PRINCIPIO DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS ELECTROLIZADORES PEM

En un electrolizador de membrana polimérica, el agua se divide electroquímicamente en hidrógeno y oxígeno en cada electrodo, con hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo. La electrólisis del agua a través de una membrana polimérica se acumula bombeando agua al ánodo donde se descompone en oxígeno (O_2), protones (H^+) y electrones (e^-). Estos protones son transportados desde la membrana conductora de protones al lado del cátodo. Los electrones fluyen desde el ánodo a través de un circuito externo para proporcionar la fuerza conductora (voltaje de la celda) para la reacción. En el lado del cátodo, los protones y los electrones se recombinan para formar hidrógeno. El siguiente diagrama (Figura 17) muestra un esquema de un electrolizador PEM y las reacciones correspondientes al proceso. (Rodríguez Carrasco, 2022)

Figura 17: Esquema de un electrolizador PEM.



Fuente: (Rodríguez Carrasco, 2022)

2.8 HIDRÓGENO VERDE

El hidrógeno renovable, el llamado hidrógeno verde, se obtiene a partir del exceso de energía renovable mediante electrólisis del agua. Es un proceso químico que utiliza electricidad para separar los elementos de un compuesto. En este caso, el hidrógeno en combinación con el oxígeno atmosférico libera energía química y solo produce vapor de agua como producto de combustión. Conocido como power-to-hydrogen o power-to-gas, este proceso no emite CO_2 y es capaz de convertir agua en moléculas de hidrógeno (H_2) y oxígeno (O) utilizando electricidad procedente de fuentes 100% libres de carbono. Y uno de sus mayores potenciales es que puede servir como almacenamiento de fuentes excedentes de energía renovable en un momento en que las turbinas solares o eólicas están produciendo más energía que la demanda. Dado el creciente peso de las energías renovables en el mix energético, el hidrógeno verde parece ser una de las alternativas más ventajosas para almacenar el creciente excedente eléctrico. (Bednarczyk, Brzowska-Rup, & Luscinski, 2022)

En América Latina, la producción y uso de hidrógeno verde aún se encuentra en una etapa temprana de desarrollo. Sin embargo, varios países de la región han comenzado a implementar

proyectos piloto y a considerar el potencial del hidrógeno verde como una alternativa sostenible y limpia a los combustibles fósiles en las próximas décadas. Entre aquellos que han iniciado proyectos relacionados con el hidrógeno verde son Chile, que ha establecido una hoja de ruta para el desarrollo del hidrógeno verde y ha implementado varios proyectos piloto en colaboración con empresas internacionales, Colombia también ha iniciado a explorar el potencial del hidrógeno verde, con el objetivo de utilizarlo en el sector del transporte y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. (Giménez, 2022)

Se consideran los diferentes métodos de producción y almacenamiento de hidrógeno verde, pero la electrólisis del agua es el método más comúnmente utilizado para producir hidrógeno verde y se realiza mediante el uso de electricidad generada por fuentes renovables. En cuanto a su almacenamiento, el hidrógeno verde se puede almacenar en forma gaseosa o líquida, y también se puede convertir en hidrógeno metano o amoníaco para un almacenamiento más eficiente y económico. Sin embargo, cada método de almacenamiento tiene sus propias ventajas y desventajas en términos de eficiencia, costo y seguridad. Se discuten los desafíos que enfrenta el hidrógeno verde en América Latina, incluyendo el costo inicial de inversión, la falta de infraestructura de producción y almacenamiento, la falta de regulaciones y políticas de apoyo, y la competencia con los combustibles fósiles. Para abordar estos desafíos y fomentar el desarrollo del hidrógeno verde en la región, se han propuesto políticas y medidas prácticas, como incentivos fiscales y financieros, regulaciones favorables y asociaciones público-privadas. (Zabaloy, Guzowski, & Didriksen, 2021)

2.8.1 CADENA DEL HIDRÓGENO VERDE

La llamada “economía del hidrógeno” surgió de la idea de utilizar este gas como portador de energía, con su alta capacidad para almacenar y transportar la misma a largas distancias, y posteriormente para producir energía con baja huella de carbono convirtiéndose en una alternativa a los combustibles fósiles, transformándola en energía térmica o eléctrica. En el sector químico mundial, el hidrógeno se utiliza actualmente principalmente en (a) amoníaco (84%) para la producción de plásticos, fertilizantes, etc., (b) metanol (12%) para la producción de formaldehído, anticongelante, etc. (c) se utilizan en la producción de El poliuretano (2%) se utiliza en revestimientos, adhesivos, selladores, etc. (d) Nylon (2%) utilizado en la industria textil, cuerdas, etc. Sin embargo, el hidrógeno verde puede acoplarse a diferentes sectores,

algunos investigadores aseguran que es posible transformar la energía eléctrica renovable en H₂ para su uso en industrias como la del gas (Power to gas), química (Power to Chemical), movilidad (Power to Mobility) o eléctrica (Power to Power). (Benjumea Llorente, 2022)

2.8.1.1 POWER TO GAS

Una opción potencial para la distribución y el uso del hidrógeno, considerando que uno de sus retos es la infraestructura puede ser el aprovechamiento de la red de gas natural existente, de esta forma, puede inyectarse hidrógeno en mezcla con el gas natural o como metano sintético producto de la reacción del hidrógeno con CO₂ capturado. Se precisa la mezcla del hidrógeno con el gas natural la cual buscaría aportar energéticamente y reducir las emisiones que convencionalmente se emiten con el hidrocarburo y ayudar a aumentar la producción de hidrógeno para reducir sus costos. (International Renewable Energy Agency, Hydrogen from renewable power, Abu Dhabi., 2018)

Esta es una gran opción que han considerado diversos países principalmente de Europa, que, al no contar con redes de hidrógeno, lo han mezclado en pequeñas proporciones con el gas en límites desde el 0,2% al 10%, basados en una regulación en la que se consideran las especificaciones de suministro de gas natural o sobre la tolerancia del equipo más sensible de la red. Por otro lado, teóricamente el hidrógeno puede mezclarse en un 20 vol.% con el gas natural, sin embargo, se debe considerar que se pueden presentar inconvenientes respecto a problemas de fragilización y fugas de la tubería de acero y otras partes del sistema por lo que es necesario identificar las adaptaciones que se deben realizar para disponerlo en estas redes. (International Renewable Energy Agency, Hydrogen from renewable power, Abu Dhabi., 2018)

2.8.1.2 POWER TO MOBILITY

Una de las principales metas del hidrógeno a futuro de acuerdo con las principales proyecciones se enfoca en el transporte. Dado que la movilidad es uno de los ámbitos que más gases de efecto invernadero emite y es difícil de descarbonizar, los vehículos de pila de combustible (FCEV) tienen un gran potencial para reducir las emisiones de CO₂ en este ámbito. Este es el sector más activo del mundo, y los FCEV ocupan actualmente un lugar destacado en la adopción del hidrógeno verde, superando a los vehículos eléctricos en casos de uso del sector de transporte de carga y de larga distancia. Si bien muchos modos de transporte no tienen

restricciones de peso, los FCEV son la mejor alternativa si eres más sensible al peso al transportar artículos pesados. Esto se debe principalmente a que las pesadas baterías de los vehículos eléctricos pueden reducir la carga útil potencial y las ventajas de eficiencia de los vehículos eléctricos (IEA, Paris, The Future of Hydrogen, , 2019)

2.8.1.3 POWER TO CHEMICAL

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, el hidrógeno se usa convencionalmente para la producción de amoníaco, metanol o para los procesos de tratamiento de crudos en las refinerías, que, en términos generales, es producido mediante procesos de reformado con vapor de gas natural y cuyo proceso es responsable de aproximadamente el 20% las emisiones que generan las refinerías. Para el tratamiento de crudo se usa principalmente para el hidrotratamiento con la eliminación de impurezas como el azufre del petróleo y en Hidrocraqueo para mejorar la calidad del crudo pesado y convertirlos en productos de mayor valor, de tal manera que se obtengan hidrocarburos más ligeros que son mayor demandados. Por ello, el consumo de H₂ en refinerías depende en gran medida de la demanda de combustibles y controles estrictos sobre el contenido de azufre que tienen estos. Asimismo, se apunta que su aplicación en refinerías no solo presenta la oportunidad de reemplazar parte del hidrógeno gris producido por combustibles fósiles hacia un hidrógeno renovable, sino que bajo el escenario de un posible aumento de la oferta de petróleo se requerirá mucho más de este insumo. (The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities - Report prepared for the G20, 2019)

2.8.1.4 POWER TO POWER

esta aplicación se centra en el aprovechamiento del exceso de energía generada por las fuentes de energía renovable para la generación de hidrógeno que luego se almacena, con ello, cuando se requiere, es posible transformarlo en energía eléctrica a través de sistemas de celdas de combustible. Además, tiene sentido mitigar los impactos intermitentes inherentes a las fuentes de energía renovables como la solar y la eólica. Esto convierte al hidrógeno en una solución para el almacenamiento a largo plazo de energía del FNCR, lo que lo hace atractivo para su implementación en áreas no conectadas, que normalmente utilizan sistemas de generación de energía diésel que emiten gases de efecto invernadero. De esta manera el hidrógeno está disponible en la pila de combustible. Una pila de combustible convierte la energía química de un combustible y un oxidante en energía eléctrica. Es decir, absorbe oxígeno y reacciona con

hidrógeno puro para producir energía eléctrica, agua y calor. (Muñoz Fernández , Andrés Beleño, & Díaz Consuegra, 2022)

2.8.2 ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE

La energía eléctrica no se puede almacenar tal como está y su almacenamiento requiere una transformación mecánica o química, esto depende de la capacidad de la planta y distingue entre gran escala (GW) utilizada por bombas hidroeléctricas y almacenamiento de calor a gran altura, almacenamiento de pequeña escala (MW) en redes y centrales eléctricas que utilizan baterías, volantes, condensadores, superconductores y, finalmente, usuarios finales (kW) mediante el uso de baterías, volante, etc. Son livianos y eficientes debido a su alto potencial electroquímico y su capacidad para almacenar grandes cantidades de energía de litio. Sin embargo, tienen una capacidad limitada y utilizan litio, cobalto, níquel y manganeso, que emiten gases nocivos para el medio ambiente durante su fabricación. Se espera que el almacenamiento de energía de las centrales eléctricas crezca de 9 GW/17 GWh en 2018 a aproximadamente 1.095 GW/2.850 GWh en 2040. Estas baterías emiten contaminantes durante la fabricación y el futuro reciclaje, contaminando el sector de las energías verdes y limpias, que lucha por un escenario de cero emisiones.

El almacenamiento de hidrógeno es una de las partes más maduras de la cadena de valor debido a su amplio uso en las industrias química y petroquímica. Sin embargo, la mayor parte de lo que utilizan estas industrias se produce centralmente cerca de sus áreas de uso y bajo demanda, lo que hace necesario desarrollar tecnologías que puedan adaptar la capacidad de almacenamiento actual a una mayor demanda futura. Utilizar la infraestructura existente sin crear una nueva economía o una infraestructura desde cero es una economía circular y también ayuda a alcanzar el objetivo de cero emisiones. (PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento., 2021)

Se estima que las exportaciones de hidrógeno alcanzarán las 12 Mt/año en 2030, 3 Mt de América Latina, 2,7 Mt de Australia, 1,79 Mt de Europa, 1,7 Mt a África, también de Oriente Medio y China, y 1,1 millones de t del Norte. América. El 50% de los proyectos prevé utilizar infraestructuras de amoníaco para transporte y almacenamiento, seguida del hidrógeno líquido y casi un 40% sin método definido. 4,6 millones de toneladas se exportan en grandes cantidades a Europa y Asia, principales importadores, el resto está a la espera de su destino final. La

cooperación entre gobiernos y la creación de un marco regulatorio y de acción contra el hidrógeno son cruciales para el desarrollo de la economía del hidrógeno. (Hydrogen-based energy conversion, 2014)

El hidrógeno tiene una alta densidad energética por unidad de masa, superior a la de los combustibles fósiles; Sin embargo, al ser el elemento más ligero del planeta, su energía por unidad de volumen es mucho menor. Se necesitan grandes cantidades de hidrógeno para producir energía, lo que hace que este proceso sea insostenible en condiciones estándar. Para almacenar hidrógeno de forma rentable y satisfactoria se utilizan los siguientes métodos:

- Hidrógeno comprimido
- Hidrógeno en estado líquido
- Hidrógeno como parte de un compuesto sólido (absorción)

Este debe ser acondicionado debido a ser muy difuso y volátil en condiciones ambientales. Esto supone unas pérdidas energéticas de 5-15% para la compresión y 25-45% para el H₂ líquido. (Hydrogen-based energy conversion, 2014)

Almacenar hidrógeno es más fácil que almacenar electricidad debido a su naturaleza química, por lo que su uso como vector energético está tomando fuerza debido al aumento en la producción de energías renovables. El almacenamiento y el transporte están interrelacionados y dependen del uso final del hidrógeno. El desafío es económico y depende de las características requeridas del proyecto. Los métodos de almacenamiento se clasificarán según las siguientes características:

- Velocidad máxima del ciclo (la velocidad a la que se puede descargar y llenar)
- Capacidad total de almacenamiento de energía.
- Capacidad de almacenamiento a largo plazo (sin pérdidas).
- Eficiencia y seguridad
- Densidad volumétrica y gravimétrica

Cada forma de almacenamiento tiene características particulares y almacena el hidrógeno en distintas cantidades, dependiendo del uso que se le vaya a dar al hidrógeno, siempre tomando en cuenta la pureza necesaria y las condiciones de transporte necesarias porque serán estos los

factores determinantes del método más eficiente y menos costoso a usar. (Hernandez Fernandez, 2023)

2.8.2.1 ALMACENAMIENTO EN ESTADO GASEOSO

La técnica más sencilla para almacenar hidrógeno es comprimirlo en fase gaseosa. En los vehículos de pila de combustible de hidrógeno actuales, el hidrógeno se presuriza a una presión de 700 bares en depósitos especiales. En los generadores de hidrógeno ya está bajo una presión de 1.000 bar. Por este motivo, y debido a la alta difusividad del hidrógeno, los tanques de almacenamiento deben estar especialmente preparados para soportar cargas elevadas y un gran número de ciclos de fatiga durante la carga y descarga del tanque. Los depósitos deben estar fabricados con materiales lo más resistentes posible a la fragilización por hidrógeno, teniendo en cuenta también los posibles problemas de posibles fugas o accidentes. (Cancino Silva, 2021)

Es por eso que se han desarrollado 4 tipos de tanques para este propósito:

Tipo I

Son depósitos sin costuras fabricados con acero o aluminio. Pueden operar a presiones superiores a 175 bar (Al) y 200 bar (acero). Son muy pesados, con paredes muy gruesas, provocando que su capacidad gravimétrica sea muy pequeña. Se usan en laboratorios.

Tipo II

Son tanques de acero o aluminio, sin costuras y reforzados con materiales compuestos de fibra de carbono o vidrio. Capaces de soportar presiones de entre 700 bar y 1000 bar. Sigue siendo depósitos muy pesados. Debido a esto, su uso se limita a emplearse en hidrogenas como depósitos de alta presión.

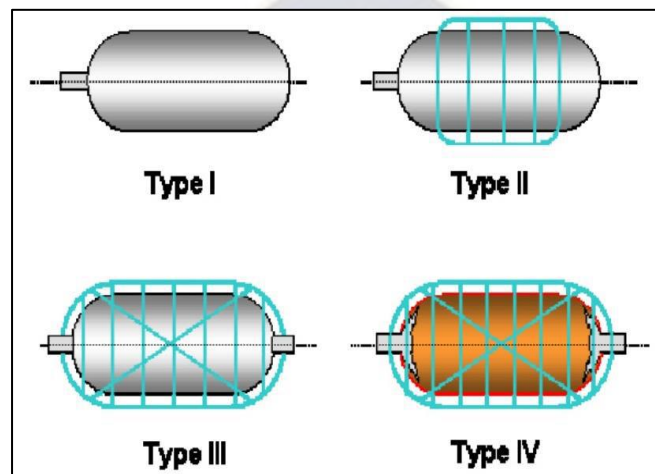
Tipo III

Constan de un forro metálico interno (Al) con o sin costuras a fin de evitar las fugas de hidrógeno por difusión, recubierto por fibra de carbono en diferentes direcciones. Son capaces de soportar hasta 700 bar. Son menos pesados que los dos anteriores. Apropriados para automoción.

Tipo IV

stos tanques constan de un forro interno de material plástico, generalmente polietileno de alta densidad (HDPE), reforzado mediante fibras de carbono. Tienen válvulas metálicas con el fin de recargar el depósito y suministrar H₂, soportando 700 bar. Son mucho más ligeros que los tipos I y II, aunque más caros. Son ideales para uso como pila de combustible en automóviles. (Cancino Silva, 2021)

Figura 18: Tipos de tanque de almacenamiento de gas hidrógeno comprimido



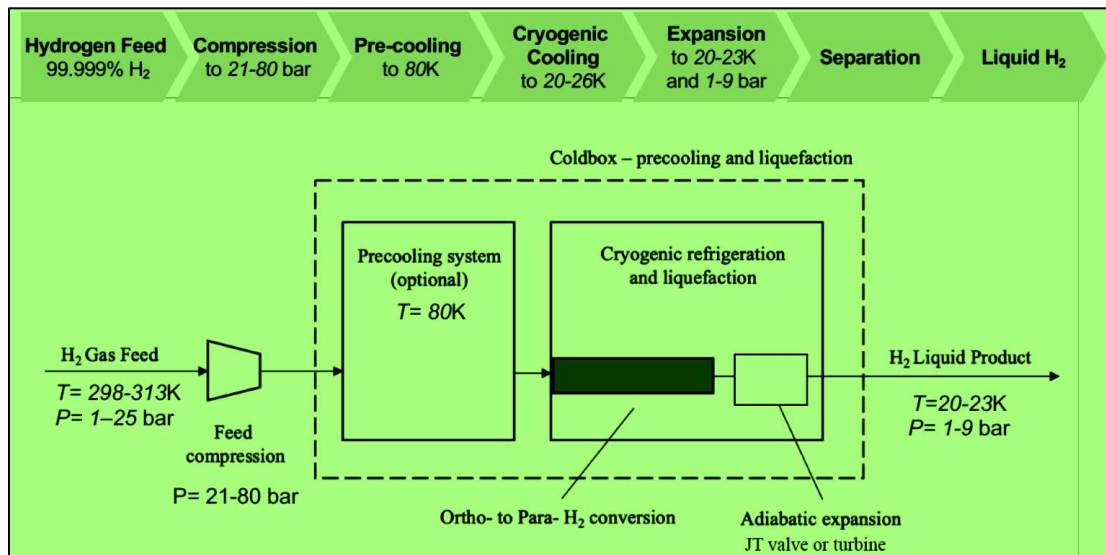
Fuente: https://apilados.com/wp-content/uploads/2017/10/tipos_depositos_almacenamiento_hidrogeno_comprimido.jpg

2.8.2.2 ALMACENAMIENTO EN ESTADO LÍQUIDO

- **Hidrógeno Líquido criogénico LH₂**

Mientras que el GNL tiene un punto de ebullición más alto y accesible, una menor difusividad y una mayor densidad del líquido, el hidrógeno licuado (LH₂) no produce emisiones contaminantes y tiene un poder calorífico por unidad de masa mucho mayor que el del GNL. La Figura 18 muestra que el LH₂ tiene una densidad volumétrica menor, pero comparable a la del metanol, el etanol y el amoníaco, y una densidad gravimétrica mucho mayor que la de los combustibles convencionales. (Rasul, Hazrat, Sattar, Jahirul, & Shearer, 2022)

Figura 19: Proceso de licuefacción del hidrógeno. Fuente: (Rasul, Hazrat, Sattar, Jahirul, & Shearer, 2022)



Fuente: https://apilados.com/wp-content/uploads/2017/10/tipos_depositos_almacenamiento_hidrogeno_comprimido.jpg

Compresión: Se debe incrementar la presión de la alimentación para disminuir el trabajo de refrigeración y de esa forma permitir la expansión a líquido aguas abajo. Representa entorno al 90% de la energía consumida en el proceso.

Preenfriamiento: Esta parte no es obligatoria, pero puede reducir el trabajo aguas abajo. Su objetivo es enfriar el hidrógeno por debajo de su temperatura de entrada al compresor (a unos 80K). A nivel comercial, se usa N₂ como fluido refrigerante.

Enfriamiento criogénico: *Orto y para hidrógeno-* En condiciones normales, el gas hidrógeno está compuesto por dos moléculas con dos tipos de átomos en función de la dirección del “spin” de sus electrones y núcleos: orto-hidrógeno y para-hidrógeno. El problema es que cuando la temperatura disminuye, la concentración de para-hidrógeno aumenta de forma espontánea y exotérmica considerablemente (525 kJ/kg). Esto significa que, sumando esto con la evaporación del calor latente del hidrógeno (461 kJ/kg) tendríamos que extraer del proceso cerca de 1000 kJ/kg, aumentando costes y tiempos de proceso. Es por esto que, previo al enfriamiento criogénico, se necesita realizar un proceso catalítico para conseguir acelerar la conversión del orto al para-hidrógeno, y así, reducir el tiempo de proceso en 48h (sin catálisis). Como catalizador se suelen usar: óxido de hierro y sílice dopada con óxido de cromo. Finalmente se enfría el hidrógeno desde los 80K hasta los 20-26K mediante intercambiadores de aletas de

aluminio, que tienen alta conductividad (205 W/mK), y trabajan entre 20-130 bar. (Rasul, Hazrat, Sattar, Jahirul, & Shearer, 2022)

Expansión: Este es el último paso del proceso de licuefacción del hidrógeno. Se suele expandir a través de una válvula JT (*efecto Joule - Thomson*), donde el paso de alta a baja presión genera una diferencia de temperatura. Aunque existe la alternativa de usar un expansor de turbina radial o axial (mejor eficiencia este último, pero más caro) que extrae el trabajo y lo convierte en trabajo mecánico con una eficiencia de entre 80-90%.

Separación: Su propósito es separar el hidrógeno licuado del que queda en fase gaseosa, en el caso de que no se consiga una licuefacción del 100%. Esto se realiza mediante un separador de fase de “flash drum”, donde el hidrógeno en fase gaseosa restante se recicla en la etapa de compresión.

Almacenamiento y transporte: Aguas abajo del proceso de licuefacción, el LH2 se introduce en tanques de almacenamiento a 20K y 1.2-2.5 bar. Estos depósitos suelen ser de forma cilíndrica o esférica y de doble pared, aislados al vacío. Dado el deseo de exportar hidrógeno licuado, existe la necesidad de investigar las tecnologías de transporte. Entre las opciones incluidas están: camión, ferrocarril, avión, tubería y barco. Esta última opción es la más económica y la que mayor volumen de LH2 puede transportar. (Benjumea Llorente, 2022)

- **Amoniac NH3 y portadores orgánicos líquidos**

El amoniac es la opción más viable para el transporte intercontinental, ya que es una molécula muy densa energéticamente. Puede portar más hidrógeno por unidad de volumen que el propio hidrógeno líquido y se puede mantener en este estado sin grandes esfuerzos, bajando su temperatura hasta los -33°C o aumentando su presión a 10 bar.

Formación del amoniac a partir de H₂ verde: Este compuesto cuenta con la ventaja de producirse a través de un método desarrollado y usado en los últimos 100 años en agricultura, el proceso Haber-Bosch, que consiste en emplear una presión extremadamente alta (202.65 atm) para forzar una reacción química usando nitrógeno e hidrógeno gaseosos:

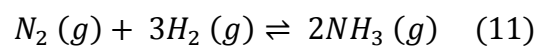
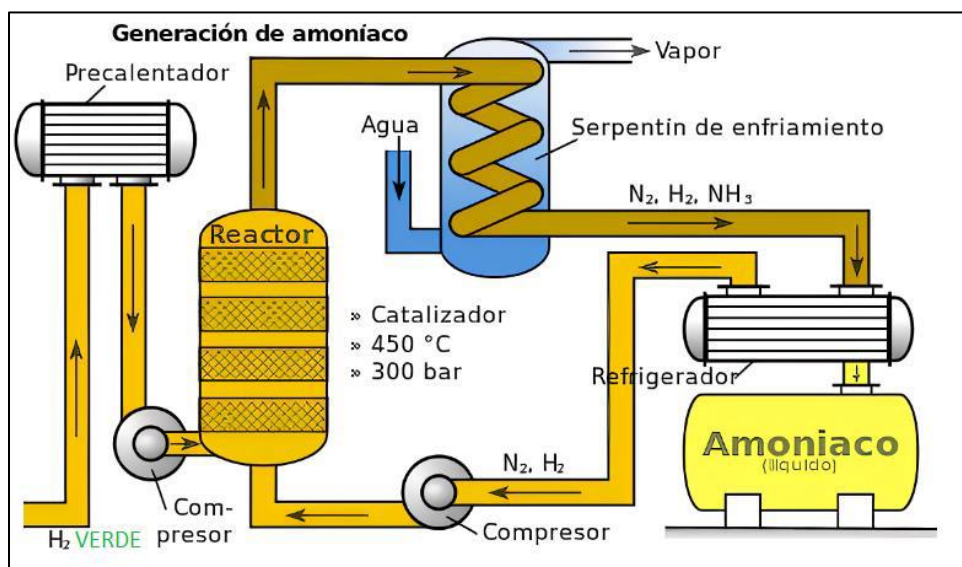


Figura 20: Generación de amoníaco a partir de hidrógeno verde.



Fuente: (Prieto Quiroga, 2023)

Obtención del H_2 a partir del amoníaco: Ahora que el hidrógeno ha sido transportado a través del amoníaco, necesitamos conseguirlo para poder utilizarlo según sea necesario. Por este motivo se realiza el craqueo, que consiste en proporcionar una temperatura ($550\text{-}800\text{ }^{\circ}\text{C}$) al sistema en presencia o ausencia de un catalizador. Este catalizador aumenta la velocidad de reacción, utilizando desde 1904 elementos como Hg, Fe y Pt. Actualmente, Horizonte Europa, un proyecto impulsado por el CDE (Centro de Documentación Europea de Almería) está trabajando en el desarrollo de catalizadores y reactores capaces de llevar a cabo la deshidrogenación de amoníaco utilice una temperatura más baja. Además, el objetivo fundamental es desarrollar un sistema de demostración, capaz de funcionar durante 500 horas y producir al menos 10 kg de H_2 /día a presión atmosférica. (Prieto Quiroga, 2023)

- **Portadores Orgánicos Líquidos (LOHC)**

Por otro lado, tenemos los portadores orgánicos líquidos. Son compuestos aromáticos que pueden hidrogenarse y des hidrogenarse sin descomponerse y de un modo cíclico. Son compuestos muy utilizados en la actualidad en la industria. Un ejemplo:



Estos compuestos son derivados del petróleo que, tanto hidrogenados como deshidrogenados, son líquidos y estables a temperatura ambiente, capaces de almacenar hidrógeno por largos periodos de tiempo. Además, cuentan con la ventaja de poder usar las mismas infraestructuras del transporte de productos petrolíferos. El principal inconveniente es que los procesos de hidrogenación y deshidrogenación implican gran inversión energética, y, por tanto, mayores costes del hidrógeno final. (Prieto Quiroga, 2023)

2.8.2.3 ALMACENAMIENTO EN ESTADO SÓLIDO O POR ABSORCIÓN

Este tipo de almacenamiento utiliza aleaciones metálicas en las que el metal absorbe hidrógeno para formar el hidruro metálico. Además, tiene una gran capacidad por unidad de volumen, pero es bastante pesado (imposible de utilizar en aplicaciones móviles) y bastante caro debido al alto coste de los materiales. Otra ventaja es que estos tanques de hidruro metálico operan a presión normal, sin pérdidas y con capacidad de purificar hidrógeno (hidrógeno de mayor pureza). Se utiliza en submarinos. (Prieto Quiroga, 2023)

- **Almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos**

Los hidruros metálicos se basan en aleaciones metálicas que actúan como una esponja, absorbiendo gas hidrógeno mediante una reacción que libera calor. La molécula de H_2 primero se absorbe en la superficie y luego se descompone en átomos de hidrógeno. Cuando se necesita hidrógeno, se libera del hidruro bajo ciertas condiciones de presión y temperatura y se puede repetir cualquier número de veces sin perder capacidad de almacenamiento. Esta facilidad de recuperación es fundamental y se refleja en la presión de disociación del material, una propiedad que depende de la temperatura. (Prieto Quiroga, 2023)

Hidruros metálicos intersticiales: ofrecen una capacidad de almacenamiento del 1,8% en peso a 60-70 °C o hasta el 3% en peso para aleaciones cuasi-cristalinas de Zr-Ti-Ni. Este último tiene el inconveniente de que la absorción de hidrógeno reversible es peor.

Material pulverizado rico en magnesio activado (Mg): Estos hidruros alcanzan una capacidad de almacenamiento de hasta un 5-6% en peso en laboratorio a 260-280°C (1 bar). Se requieren mejoras en la cinética del proceso.

Hidruros metálicos ligeros complejos (alanatos y homólogos): Estos tienen la capacidad de absorber entre un 5-8% en peso, sin embargo, liberan hidrógeno muy lentamente.

Los que usan como catalizadores Ti y Zr son los más prometedores y buenos candidatos para el diseño de tanques de almacenamiento de hidrógeno, ya que pueden alcanzar una capacidad de 5% en peso a 180°C (1 bar). Al igual que la anterior, necesita mejorar sus cinéticas de absorción y liberación.

- **Almacenamiento de hidrógeno en sistemas porosos**

Este método, en comparación con los métodos de gas y líquido, ofrece almacenamiento de hidrógeno a menor presión, mejora la seguridad, con un diseño flexible y una eficiencia de capacidad de almacenamiento volumétrico razonable. Aunque esta tecnología aún está inmadura, se han logrado avances interesantes.

Materiales a base de carbono: El hidrógeno, dependiendo de su presión y temperatura, puede absorberse y almacenarse de forma reversible en superficies sólidas mediante adsorción física (fuerzas de van Der Waals) o adsorción química (hidruros metálicos). Para la fisisorción, los materiales con una gran superficie específica, como el carbono nanoestructurado o los nanotubos de carbono, son los más adecuados. En general, los carbonos nanoestructurados (pirámides) tienen un mejor almacenamiento reversible en relación con su área específica que los nanotubos de carbono (esferas). (Prieto Quiroga, 2023)

Materiales sin base de carbono: *nanocompuestos y aerogeles autoensamblados:* son muy porosos (tamaño de poro 50 nm), tienen una superficie elevada (400–1100 m²/g) y una matriz sólida de partículas coloidales interconectadas. y densidades muy bajas. Absorben hidrógeno mediante fisisorción y mediante una reacción ácido-base. Son baratos, ligeros (3-500 kg/m³), muy estables y tienen propiedades fáciles de controlar. El aerogel de sílice es el más prometedor. *Zeolitas:* son materiales cristalinos nanoporosos, químicamente robustos y con buena reproducibilidad estructural. Tienen una capacidad máxima de almacenamiento del 2,5% en peso (5 kg/m³). Disponibles de forma económica y respetuosa con el medio ambiente.

Materiales orgánicos metálicos - Son materiales de zeolita que utilizan carbono como columna vertebral. Tiene una composición flexible con una estructura de poros grandes. Tiene propiedades personalizadas y, por lo tanto, ofrece potencial para el almacenamiento de hidrógeno a gran escala si se realizan las modificaciones químicas adecuadas para su uso. (Prieto Quiroga, 2023)

2.8.3 TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO VERDE

Según las estimaciones, el hidrógeno experimentará un auge y se convertirá en una importante fuente de energía en las próximas décadas. Para lograr este propósito con éxito, se necesita controlar la construcción y el desarrollo de su infraestructura. La producción de hidrógeno requiere una red completa, y el almacenamiento de hidrógeno también es un factor importante, debido a sus propiedades especiales, el transporte de hidrógeno y el repostaje del sistema de combustible de hidrógeno. Cada país ha desarrollado un plan de desarrollo de infraestructura. Costo de producción que actualmente es demasiado alto; políticas gubernamentales que algunos países han declarado, pero otros apenas están comenzando, otro aspecto a tomar en cuenta es la opinión pública que aún desconoce del tema, etc., son muchos los obstáculos que superar. Todo esto conducirá a un cambio de los recursos fósiles al hidrógeno, reduciendo la dependencia mundial de estos combustibles. (Hernandez Fernandez, 2023)

A pesar de su elevada energía por unidad de masa, el hidrógeno tiene una densidad muy baja, $0,071 \text{ kg/m}^3$, lo que le convierte en una densidad volumétrica inferior a la de otros combustibles, como los 745 kg/m^3 de la gasolina y los $0,743 \text{ kg/m}^3$ del gas natural. Como se trata de una tecnología inmadura, su transporte resulta caro. Para reducir los costos de transporte se investiga aumentar su densidad por compresión o licuefacción, o incorporarlo a moléculas más grandes y transportables. La mayor parte de la producción actual de hidrógeno está descentralizada, lo que significa que se produce cerca de donde se consume. Con el aumento de la demanda en diversos campos, la producción se centraliza en fábricas capaces de producir en masa y el transporte a las zonas de demanda es muy importante. Debido a que el hidrógeno es menos denso y tiene un punto de ebullición más bajo, de $-253 \text{ }^\circ\text{C}$, en comparación con los $-162 \text{ }^\circ\text{C}$ del gas natural, actualmente se transporta del mismo modo que el gas natural, pero a menor escala. Dependiendo de sus necesidades, puede transportarse en tanques de acero de alta presión o como hidrógeno líquido en tanques criogénicos aislados. Para distancias más largas, se deben desarrollar nuevas tecnologías, como el uso de nuevos oleoductos y buques exclusivos. Otra opción es aprovechar la infraestructura de gas natural existente y utilizar tecnologías de energía renovable para aprovechar la reducción de la demanda. Para ello es necesario adaptar compresores, sistemas de licuefacción y conversión para mejorar los diferentes tipos de almacenamiento. (Hernandez Fernandez, 2023)

Figura 21: Gasoductos de hidrógeno.



Fuente: Periódico de la energía

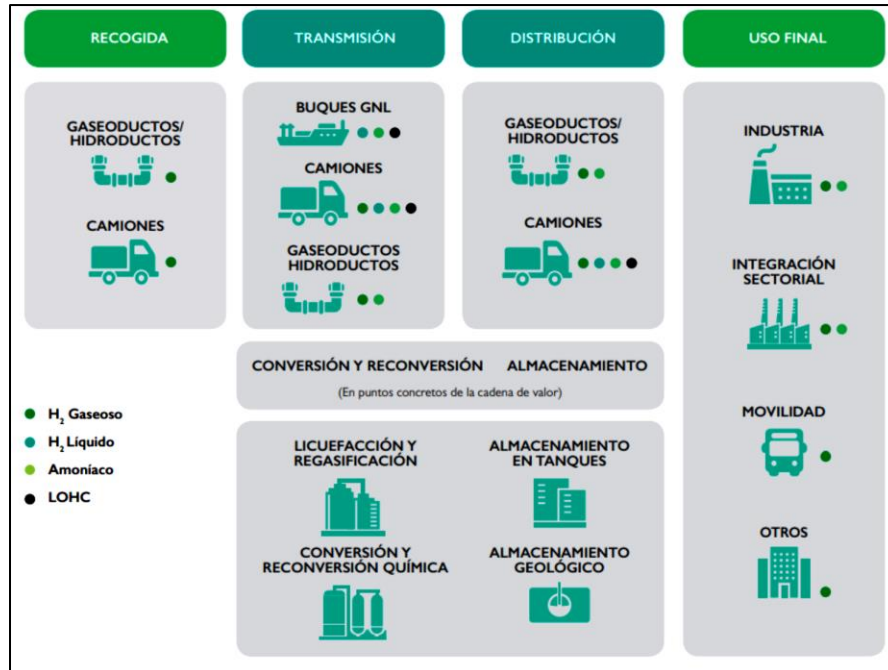
2.8.4 TIPOS DE TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO VERDE

El hidrogeno puede ser transportado como LH2 líquido, amoniaco NH₃, como LOHC o convertido en hidrocarburo combustible sintético.

- **Transporte como Hidrógeno Líquido**

La capacidad máxima de licuefacción actual es de 500 toneladas por día, la mayor parte de las cuales está en la NASA, EE. UU., y el proyecto en Corea es de 90 toneladas por día para el 2023. Este proceso reduce la energía del hidrógeno en un 30% debido al aporte y adición de energía. cuesta aproximadamente 0,13 euros/kg. Además, consume energía, lo que puede degradar su calidad como posible combustible o vector energético. Su balance energético varía de 148168 BTU/kg en H₂ gaseoso a 113855 BTU/kg en H₂ líquido, con una pérdida de 34313 BTU/kg durante la licuefacción, lo que corresponde al 23,15%. (Hernandez Fernandez, 2023)

Figura 22: Tipos de transporte de Hidrógeno.



Fuente: (Hernandez Fernandez, 2023)

- **Transporte como Amoníaco**

El amoníaco producido a partir de la conversión de hidrógeno verde se considera puro y tiene la ventaja de que requiere condiciones menos extremas para su transporte y almacenamiento (presión 11,72 bar o -33°C), lo que reduce el coste respecto al hidrógeno verde comprimido y/o licuado. Es un vínculo que ya cuenta con un comercio internacional bien establecido, lo que significa que existe la experiencia y la infraestructura para gestionarlo, reducir costos y garantizar la seguridad. Las desventajas de quemar amoníaco incluyen la posible formación de óxidos de nitrógeno tóxicos con un fuerte impacto ambiental, aunque existen tecnologías para reducir esta posibilidad, así como la necesidad de construir terminales de conversión de hidrógeno, que, aun así, resultan más rápidas de construir que los gasoductos internacionales para hidrógeno renovable. (Octtinger, 2023)

- **Transporte como LOHC**

Otra forma de transportar hidrógeno es incorporarlo a sustancias de mayor densidad energética como gas natural, amoníaco, portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC), metano u otros biocombustibles. Tanto el gas natural como el amoníaco cuentan con red de

distribución propia. El hidrógeno se puede incorporar al gas natural en pequeñas cantidades con poco o ningún cambio en su red de distribución, y también se puede convertir en amoníaco para utilizar el 100% de su red de distribución. La mezcla de hidrógeno con otros combustibles no neutros en carbono reduce la intensidad de CO₂ de la mezcla, reduciendo así los costos asociados con los impuestos al CO₂. Esto significa que este método beneficia a ambos combustibles. La existencia de fábricas de hidrógeno, que son centros para el suministro y distribución de hidrógeno a particulares, es vital para la red de transporte de hidrógeno. Esta red aún no se ha construido, pero es necesario utilizar esta tecnología. (Porto Mato, 2021)

2.9 APLICACIONES DEL HIDRÓGENO VERDE

Para obtener un hidrógeno renovable existen cuantiosos métodos, pero destaca la electrólisis ya que tiene un mayor nivel de desarrollo comparado a otros y al ser un gas, para su transporte y almacenamiento, éste debe ser comprimido, en ese estado puede ser utilizado para distintas aplicaciones, pero la principal aplicación que tiene el hidrógeno actualmente es la pila de combustible que tiene como materias primas al hidrógeno y oxígeno, tras una reacción química se obtiene agua, electricidad y calor como productos. Cabe destacar que este sistema no genera emisiones contaminantes y está siendo probado en vehículos eléctricos. (Porto Mato, 2021)

2.9.1 ¿CÓMO FUNCIONA UNA PILA DEL COMBUSTIBLE?

Primero se debe entender que una pila de combustible básicamente es un dispositivo electroquímico que transforma de forma directa la energía química en eléctrica. Sus componentes son: un combustible que en este caso es el hidrógeno, y de un comburente que sería el oxígeno, al darse la reacción se produce agua, electricidad (CC) y calor. Ahora bien, la aplicación del mismo al sector de transporte se da especialmente a vehículos eléctricos.

los dispositivos electrónicos portátiles, el parque automotor, y otros son posibles campos de aplicación de las pilas de combustible, es así que la diversidad donde pueden ser aplicada generaría un mercado con grandes expectativas. Los datos indican que el sector del transporte por carretera contribuye con 18 % de las emisiones de GEI en todo el mundo, así como las emisiones por tubos de escape, siendo estas responsables de varias afecciones respiratorias. Es por eso que una significativa reducción de estos gases en el transporte sería lograda teniendo vehículos de pila de combustible, porque al ser alimentado por hidrógeno verde tiene emisiones nulas de gases

de efecto invernadero, por esa razón se posiciona como candidato prometedor para un sistema de transporte sostenible y medio ambiente con menos emisiones de CO₂. (López, Alcalá, Martín, Flores, & del Pozo, 2022)

2.9.2 RETOS TÉCNICOS: PILAS DE COMBUSTIBLE PARA VEHÍCULOS

La aplicación al sector de transporte aporta una ventaja notable y competitiva sobre los vehículos de combustión, sin embargo, el rendimiento energético de estos vehículos a hidrógeno llega a ser inferior comparado al de los vehículos eléctricos de baterías, ya que se debe considerar la energía utilizada para obtener el hidrógeno, la necesaria para comprimirlo y posteriormente aquella energía para almacenarlo en los tanques vehiculares. Si bien es una tecnología que se encuentra totalmente desarrollada, la aplicación más recomendable es para transporte por carretera, transporte ferroviario, transporte marítimo y aviación. (Gimenez Zuriaga, 2021)

Almacenar el hidrógeno supone todo un reto debido a sus propiedades físicas, más aún si se trata de hacerlo en un depósito de un vehículo donde se requiere que sea pequeño, ligero, económico y por supuesto que cumpla con las normas de seguridad. Si se hace una analogía se puede inferir que un kilo de hidrógeno genera la misma energía que casi tres de gasolina. Pero a diferencia de la gasolina que está en un estado líquido, el volumen que ocupa el gas (hidrógeno) es grande, todo debido a su densidad energética que es baja. *“Tan baja que, de utilizar hidrógeno sin tratar, los coches serían "depósitos con ruedas" ya que, para almacenar 4 kg de hidrógeno, que es la cantidad que consume un coche a pila en una distancia de 400 km, se necesitaría un depósito equivalente a un globo ¡de más de 5 m de diámetro!”*, existen muchos tipos de pilas de combustible y entre ellas existen diferencias de diseño, características de operación y potencia que terminan desencadenando en un análisis no solo técnico sino también económico. (Asensio, 2007)

2.10 PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE EN BOLIVIA

2.10.1 ORURO Y H₂ BOLIVIA

El Gobierno Autónomo Departamental de Oruro (GADOR), tiene proyectado realizar la implementación de una planta de hidrogeno verde y amoniaco en Oruro. La primera autoridad departamental, Dr. Johnny Vedia Rodríguez, informó que se viene trabajando desde hace meses atrás en este proyecto innovador, que es una iniciativa del GADOR, el mismo tiene la finalidad

de lograr el desarrollo de la región mediante la producción de fuentes renovables de energía. La empresa H2 Bolivia lidera los megaproyectos de construcción de una planta de producción de hidrógeno y amoniaco verde que incluye centrales reversibles de bombeo y promover la minería verde. Se trata de un paso en la transición energética, de agua, medio ambiente y economía. Bolivia contará con una planta de hidrógeno y amoniaco verde en el departamento de Oruro; una gran apuesta de la empresa H2 Bolivia en alianza con el Gobierno de Oruro e instituciones de cooperación. (GMG, 2022)

Juan Pablo Calderón Claure, presidente de H₂ Bolivia S.A. y Gerente de Estrategia y Desarrollo de Negocios de Gas & Electricidad S.A. es quien lidera el megaproyecto de construcción de una planta de hidrógeno y amoniaco verde en el departamento de Oruro. La transición energética es un problema global y se debe ser conscientes de ello. Además de ser una gran oportunidad económica para unos pocos países y Bolivia se encuentra entre ellos. Cabe mencionar que Bolivia se ha adherido al Acuerdo de París y busca ser consecuente con ello y así llegar a ser un soporte de las acciones que beneficien la cultura en toda Bolivia: busca vivir en paz y equilibrio con la naturaleza. Bolivia cuenta con la radiación solar, agua en localizaciones idóneas y al acceso a minerales requeridos. Con ello, H2 Bolivia pretende llevar adelante un megaproyecto con estructura “Project Finance”, proyecto de transición energética que quiere liderar el mercado. (GMG, 2022)

La radiación solar se puede aprovechar mejor que nadie en el mundo, ya que Bolivia cuenta con la radiación más alta del planeta. A diferencia de muchos otros lugares, existen muchas formaciones geológicas como montañas o cerros donde existe capacidad de almacenar agua fácilmente, este sistema es conocido como centrales reversibles de bombeo o pumped hydro. El empleo de inteligencia artificial logró identificar las ubicaciones ideales para esto y fue posible desarrollar una alternativa que permite ahorrar el 50% del consumo de gas durante la generación en un solo proyecto. Estas variables son las que pueden hacer la diferencia entre generar energía a precio de mercado o marcar el precio siendo un país más eficiente en el mundo en esta tecnología. Todo esto, se traduce en el proyecto de producción de hidrógeno y amoníaco verde en Oruro. Respecto a temas de inversión, el Gobierno Autónomo Municipal de Oruro y H2 Bolivia indican que este proyecto podría tener una inversión de unos 2.000 millones de dólares en la primera fase. Cada etapa podría traer alrededor de \$2.000 millones en impuestos, 2.000 nuevos

empleos, reemplazar el 50% de nuestra matriz de producción de gas natural, atraer inversiones, crear riqueza en las montañas y muchos otros impactos como reiniciar la minería, pero hacerlo con un territorio» verde. (GMG, 2022)

Debido a que la producción de Hidrógeno Verde puede ser definitivamente el elemento que marque la transición en el país y su naturaleza verde y renovable provee una base sólida para trabajar no sólo con la perspectiva meramente medioambiental sino también económica, para hacer que además exista esa otra motivación por ejecutarla. En cuanto al agua, se ha iniciado un estudio vital para entender la situación y establecer una estrategia. Este estudio, iniciado en la Gobernación de Oruro y solicitado al Viceministerio de Medio Ambiente y Agua y coordinado con la Agencia de Cooperación Japonesa JICA, tiene por objetivo determinar el potencial de aguas subterráneas a alta profundidad. Estas aguas en la zona son saladas y pueden ser tratadas. La idea es primero confirmar su presencia, determinar el volumen, calcular su reposición y además calcular el impacto en reservorios en su producción.

H2 Bolivia indica que la producción iniciaría en el 2025 o 2026. Ya que actualmente se encuentra en una etapa de diseño de ingeniería de la planta de hidrógeno y en el caso de los otros proyectos consecuentes, como el pumped hydro o la minería verde, todavía se encuentra etapa de factibilidad. La idea es que cualquier proyecto de desarrollo que se cree, debe ser consecuente y coordinado siempre con el Estado, quien engendra las bases para que se pueda desarrollar. En ese sentido, las autoridades gubernamentales ya han ejecutado el análisis del mismo y por ejemplo la estructuración de la Hoja de Ruta del Hidrógeno que está desarrollando el Ministerio de Energía e Hidrocarburos con el BID, la Estrategia Nacional de Eficiencia Energética últimamente decretada en esa materia, son una muestra que el Estado está trabajando en ello y que la ejecución de estos proyectos son una consecuencia de ello y por lo tanto alcanzables en el mediano plazo. (GMG, 2022)

CAPÍTULO III

APLICACIÓN PRÁCTICA

Para presentar una propuesta de diseño de un sistema de generación de hidrógeno verde se necesita conocer la situación actual a nivel mundial respecto a las tecnologías empleadas para tal propósito.

En Europa y Sudamérica, la tecnología recomendada para la producción de hidrógeno verde utilizando fuentes de energía renovables es la electrólisis PEM de agua utilizando energía solar o eólica. Esta elección se basa en varios factores tales como: la abundancia de energía de este tipo puesto que, Sudamérica cuenta con una gran cantidad de estas energías disponibles. La energía solar es particularmente adecuada para la región debido a su alta irradiación solar, especialmente en países como Chile, Argentina, Bolivia y Brasil. Los costos son reducidos ya que es una tecnología relativamente barata en comparación con otras fuentes de energía renovables. Al mismo tiempo, la flexibilidad y escalabilidad es una característica importante debido a que la electrólisis de agua puede ser escalada y esto consigue que se realicen proyectos de producción de H₂V de diferentes tamaños y en diferentes ubicaciones y la infraestructura es relativamente simple, lo que reduce los costos de inversión y facilita la implementación de proyectos. (Contreras et al., 2022)

Sin embargo, su almacenamiento y transporte presentan desafíos debido a las propiedades físicas del hidrógeno. Algunas de las tecnologías recomendadas para el almacenamiento y transporte de hidrógeno verde son el almacenamiento en estado líquido ya que el hidrógeno puede ser enfriado hasta -253°C para licuarlo, reduciendo su volumen incluso 800 veces en comparación con el estado gaseoso. Esto permite un almacenamiento y transporte más eficiente. Sin embargo, el proceso de licuefacción requiere mucha energía y es costoso. Es así que almacenarlo en estado gaseoso implica que el hidrógeno puede ser comprimido a altas presiones (hasta 700 bar) para reducir su volumen. Esto es más económico que la licuefacción, pero requiere tanques especiales y consume energía. Para el transporte a larga distancia, el hidrógeno líquido puede ser transportado en barcos especialmente diseñados con tanques criogénicos. Esto permite aprovechar la infraestructura portuaria existente en algunos países o por otro lado el

transporte en gasoductos mediante el Blending, donde el hidrógeno puede ser mezclado con gas natural hasta ciertos porcentajes para su transporte. (Ferragut et al., 2023)

Es así que la tecnología recomendada dependerá de factores como la distancia, la escala, la disponibilidad de infraestructura y los costos. Una combinación de estas tecnologías, adaptadas a las condiciones locales, puede facilitar el desarrollo de una cadena de valor del hidrógeno verde en Sudamérica.

3.1 PROYECTOS Y TECNOLOGÍA ALREDEDOR DEL MUNDO

Se están llevando a cabo planes ambiciosos en todo el mundo para impulsar la producción de hidrógeno verde, considerado por Forbes como "la energía del futuro". Estos proyectos, que se encuentran en diferentes etapas de planificación, podrían expandir el mercado global de hidrógeno verde de 80GW a más de 140GW. Los principales países involucrados son Australia, Países Bajos, Alemania, China, Arabia Saudita y Chile. Cada uno está desarrollando megaproyectos utilizando principalmente energía eólica y solar para producir hidrógeno verde en cantidades significativas. Este impulso refleja un cambio hacia una economía más sostenible y baja en carbono, con el potencial de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y promover una mayor adopción de energías renovables a nivel mundial. (Smink, 2021)

Los proyectos más importantes sobre producción de hidrógeno verde en el mundo varían según criterios como tamaño, tecnología utilizada y alcance. A continuación, se mencionan los proyectos más importantes:

Tabla 2: Proyectos de gran importancia a nivel mundial.

PAÍS	PROYECTO	UBICACIÓN	CAPACIDAD	INVERSIÓN	TIPO DE ENERGÍA	FECHA
AUSTRALIA	Asian Renewable Energy Hub	Pilbara, Australia Occidental	14GW	US\$36.000 millones	eólica y solar	2027-2028
PAISES BAJOS	NorthH2	Puerto Ems, Norte	10GW	no divulgado	eólica offshore	2027-2030
ALEMANIA	AquaVentus	Isla de Heligoland, mar del Norte	10GW	no divulgado	eólica	2035

CHINA	Proyecto en Mongolia Interior	Mongolia Interior	5GW	US\$3.000 millones		2024
ARABIA SAUDITA	Helios Green Fuels Project	NEOM, provincia de Tabuk	4GW	US\$5.000 millones	eólica	2025
CHILE	HyEx	Antofagasta, norte de Chile	1.6GW	no divulgado	eólica y solar	2024 (prueba piloto)

Fuente: Adaptación Propia de BBC News Mundo, Hidrógeno verde: 6 países que lideran la producción de una de las "energías del futuro".

Cada uno de ellos contribuye al avance hacia una economía más sostenible y con bajas emisiones de carbono. Las cifras de producción anual se basan en estimaciones proporcionadas por las propias empresas. Algunos países como España, Colombia, Ecuador, Perú están en pleno desarrollo de sus plantas piloto que se proyectan prometedoras los próximos 10 años.

3.2 PROPUESTA DE DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

Se desea crear una propuesta de diseño del sistema de generación de hidrógeno verde, y para ello se considerarán los siguientes aspectos:

- **Materia prima y pretratamiento:** Se puede utilizar agua dulce o salada (ultrapura) como materia prima para la producción de hidrógeno verde.
- **Energía renovable:** Se necesita generar de manera limpia la electricidad necesaria para el proceso. Se pueden utilizar fuentes renovables como el sol o el viento.
- **Electrólisis:** Consiste en romper la molécula de agua para obtener por separado hidrógeno y oxígeno. Es un proceso caro porque requiere mucha energía.
- **Almacenamiento:** El hidrógeno obtenido almacena en tanques como gas o se almacena como hidrógeno líquido criogénico.
- **Transporte:** el hidrógeno producido debe ser transportado desde el punto de producción hasta los lugares requeridos mediante cisternas y/o gasoductos (Blending).

En este capítulo analizamos la producción y almacenamiento de hidrógeno que funcionará con un sistema fotovoltaico y también cuenta con un sistema de bombeo de agua que alimenta un

electrolizador para producir hidrógeno que luego será almacenado y utilizado de acuerdo con las necesidades de consumo de energía.

Se inicia la producción de hidrógeno verde estableciendo las necesidades de agua ya que constituye el principal componente en el proceso, la reacción que cumple el electrolizador es la separación del hidrógeno y oxígeno a partir del agua, esta reacción se lo consigue mediante la aplicación de electricidad, luego, el hidrógeno producido pasa por varios procesos, como separar las moléculas de agua de las del hidrógeno producido por el electrolizador para fluir a través de un tanque de separación. Luego, el hidrógeno tiene que pasar por un proceso de secado. Este proceso no se aplica. La humedad en el tanque de almacenamiento garantiza un buen rendimiento cuando el motor de hidrógeno lo procesa. (Tisalema Til & Torrez Jumbo, 2022)

Considerando que Bolivia ya cuenta con su primera planta solar en departamento de Oruro se realizará un diseño con los parámetros de esta planta puesto que es parte del altiplano boliviano.

3.3 MATERIA PRIMA: AGUA

La disponibilidad de agua para esta propuesta de diseño, será el uso de pozos “propios” que deben estar ubicados cerca a la fuente de energía renovable en la región del Altiplano para disponer de aguas provenientes de acuíferos (agua subterránea) para así no afectar al suministro de agua de localidades cercanas que cuentan con sus propias fuentes de agua. Sin embargo, estas aguas deben ser tratadas previamente al proceso de electrólisis.

3.3.1 TRATAMIENTO DE AGUA SUBTERRÁNEA PARA ELECTRÓLISIS

El proceso de tratamiento implica bombear el agua subterránea desde pozos o zanjas a un sistema de tratamiento de superficie que elimina los contaminantes. La protección de la calidad del agua subterránea es esencial y se debe eliminar la fuente de contaminación antes de que el proceso de bombeo y tratamiento pueda ser efectivo.

En la producción de H_2V se debe distinguir tres tipos de agua:

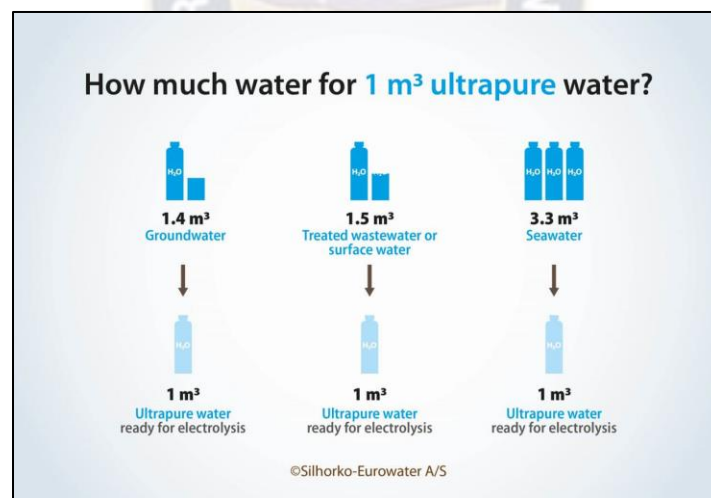
- Agua ultrapura (Usado como materia prima para los electrolizadores).
- Agua refrigerada.
- Agua cruda.

La cantidad de agua ultrapura necesaria para la producción de hidrógeno verde se puede estimar utilizando la composición atómica del agua H_2O . Dado que el oxígeno es 16 veces más pesado que el hidrógeno, es responsable del 89% de la masa total de agua. Tomando estas proporciones se necesita 9L de agua para producir 1 Kg de hidrógeno, este valor dependerá de cada electrolizador. (Pino Bustamante, 2023)

Como ya se mencionó anteriormente es necesario que el agua pase por un proceso para obtener la calidad de agua requerida para el correcto funcionamiento del electrolizador (Agua ultrapura). Es por ello que la materia prima para la obtención de esta se da a través del agua cruda (raw water). Este tipo de agua se divide en tres (figura 23):

- Agua subterránea.
- Aguas residuales.
- Aguas superficiales.

Figura 23: Cantidad de agua cruda requerida para la producción de agua ultrapura para el proceso de electrolisis.



Fuente: <https://hydrogentechworld.com/>

Es por eso que se necesita una cantidad distinta de agua cruda para obtener agua ultra pura y así alimentar al electrolizador. Si bien son datos que pueden variar en la práctica, estos dan una referencia.

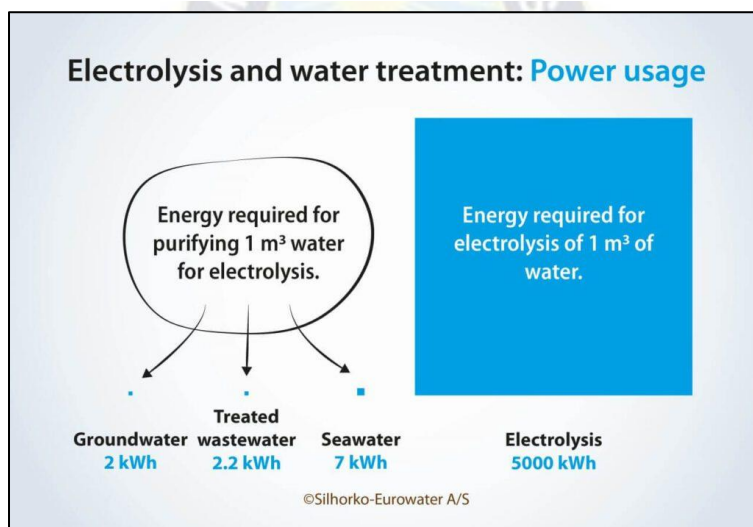
Tabla 3: Equivalencia para la demanda de agua cruda.

TIPO DE AGUA CRUDA	CANTIDAD DE AGUA CRUDA PARA OBTENER 1L DE UPW	
Agua subterránea	1,40	L
Aguas residuales	1,50	L
Aguas superficiales	1,50	L
Agua de mar	3,30	L

Fuente: (Pino Bustamante, 2023)

En cuanto a la energía requerida para producir agua ultra pura se explica con el siguiente gráfico:

Figura 24. Energía requerida para purificar el agua y usarla en procesos de electrolisis.



Fuente: <https://hydrogentechworld.com/>

Es importante tener en cuenta que ningún sistema de tratamiento de agua es 100% efectivo en la eliminación de todos los contaminantes. Antes de instalar un sistema de tratamiento de agua, es recomendable ponerse en contacto con el departamento de salud ambiental local para obtener asesoramiento. También es importante leer las etiquetas de los filtros y sistemas de tratamiento para verificar las afirmaciones del fabricante y asegurarse de que estén certificados por organizaciones como NSF International. (CDC, 2023)

3.3.1.1 CALIDAD DEL AGUA PARA LA PRODUCCIÓN DE H₂: DESALINIZACIÓN

La desalinización es el proceso de tratar agua de mar o agua salobre para convertirla en agua dulce apta para el consumo y otros usos. Los proyectos de desalinización buscan proporcionar agua potable o industrial, como respuesta a la escasez de agua y las necesidades de suministro en zonas que tienen dificultades para acceder a agua potable. A nivel comercial destacan tres tipos de procesos de desalinización, siendo la Ósmosis Inversa (OI) el más efectivo y en crecimiento. El proceso de desalinización involucra seis etapas principales: generación, recolección de agua, pretratamiento, desalinización, postratamiento y disposición de aguas residuales. A nivel mundial, más de 13.000 plantas desaladoras utilizan el principio de Ósmosis Inversa, lo que representa el 69% de las plantas registradas al 2019. En Chile operan 22 plantas desaladoras con capacidades superiores a 20 l/s, principalmente para minería (81% de la capacidad total), agua potable (14%) y uso industrial (5%). (Carreño, 2023)

Al tener la tecnología de electrolizadores para la producción de hidrógeno ya desarrollada, en este caso la tecnología PEM, así como la variedad de energías renovables como la eólica, solar, etc., cuya selección dependerá de la generación eléctrica renovable por día, así como en el coste. Una producción eléctrica renovable sufre variaciones en su producción horaria y diaria que inciden en la capacidad de generación de hidrógeno, y para los cuales la planta de producción de agua ultrapura debe estar preparada. Es por eso que se tendrá una demanda de calidad del agua plasmada en la siguiente tabla (tabla 2) Si se trata de la tecnología PEM, será necesario un agua de Tipo I según la norma ASTM D 1193-91. (Melgarejo et al., 2023)

Tabla 4: Tipos de calidad de agua.

	TIPO I	TIPO II
Conductividad eléctrica máx. ($\mu\text{s}/\text{cm}$ a 25°C)	0,05	1,0
Resistividad eléctrica mín. ($\text{M}\Omega \cdot \text{cm}$ a 25°C)	18,2	1,0
pH a 25°C		
TOC máx. (mg/l)	100	50
Sodio máx. (mg/l)	1	5
Sílice máx. (mg/l)	3	3
Cloro máx. (mg/l)	1	5

Fuente: (Melgarejo et al., 2023)

Esta tabla representa los valores estándar que requiere el agua para ser utilizada en el proceso de electrólisis. La conductividad indica la capacidad del agua para conducir una corriente eléctrica a través de los iones disueltos, entre ellos sodio, potasio, calcio, etc. En cuanto a la resistividad representa la capacidad de un medio para obstaculizar el flujo de cargas eléctricas bajo la influencia de un gradiente de potencial. Así mismo, es importante considerar el TOC (Carbono Orgánico Total), que en el tratamiento de agua se refiere a la cantidad total de carbono orgánico encontrado en el agua.

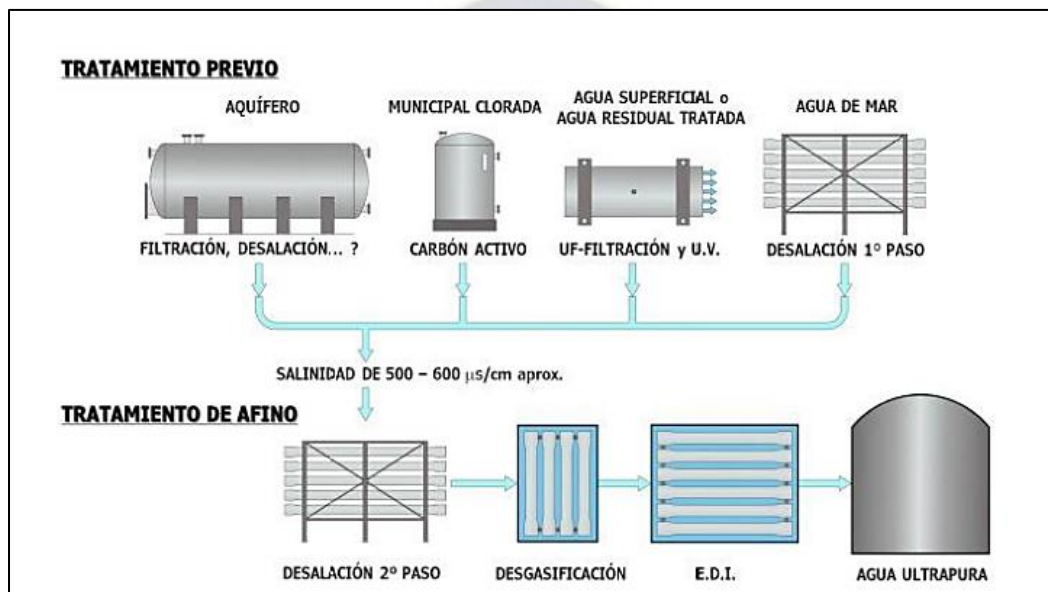
El sistema más económico actualmente tanto en Capex como en Opex es la desalación por ósmosis inversa. Es importante considerar el binomio agua y generación eléctrica renovable. Lamentablemente su suministro localizado no siempre coincide y condicionará el tipo de recurso de agua a utilizar. Por otro lado, cada uno de los iones y moléculas presentes en el agua afecta de manera diferente al electrolizador. Algunos pueden aumentar los costos operativos debido a la corrosión o mayores requisitos de limpieza, mientras que otros pueden reducir la eficiencia de la celda y/o dañar permanentemente y degradar la calidad del electrolizador. Con tantas variables y efectos, el tratamiento del agua debe adaptarse al proyecto específico y no existe un estándar único de calidad del agua para todos los electrolizadores. (Melgarejo et al., 2023)

Para simplificar el problema, los requisitos de conductividad se establecen lo suficientemente bajos como para garantizar que los niveles de concentración de iones y moléculas problemáticos estén definitivamente por debajo de los requisitos del electrolizador. Un buen punto de partida podría ser <1 pS/cm para electrolizadores alcalinos estándar, y $<0,1$ μ S/cm para electrolizadores PEM y electrolizadores alcalinos que dependen de electrodos avanzados. El tratamiento del agua representa una parte relativamente pequeña del CAPEX de una planta de hidrógeno y garantizar una alta calidad del agua y buen tratamiento del mismo, puede ser la mejor inversión en un sistema de electrólisis. (Melgarejo et al., 2023)

Si bien el consumo de agua para la producción de Hidrógeno Verde requiere de grandes volúmenes como para la producción de combustibles fósiles, incluso así, esta resulta 33% menos, generando un ahorro de agua que permitiría alcanzar una sociedad con energía renovable. El agua puede provenir de muchas fuentes. Y las tres fuentes más comunes de agua cruda para proyectos de hidrógeno a gran escala son: agua subterránea, agua de mar y agua superficial o aguas residuales tratadas. Cada tipo de agua requiere un sistema de tratamiento de agua diferente, y esto

afecta la cantidad de agua cruda que debe ser extraída. Para las aguas subterráneas, la filtración estándar puede alcanzar valores de recuperación muy altos del 98%, las aguas residuales tratadas con ultrafiltración generalmente tendrán una recuperación ligeramente inferior del 90 al 95% y en la desalinización de agua de mar la recuperación se limita al 40-50%. El tratamiento posterior, para conseguir una calidad ultrapura en todos los casos, va acompañado de su propia recuperación, normalmente del 80%. (Melgarejo et al., 2023)

Figura 25: Tratamiento del agua para el afino.

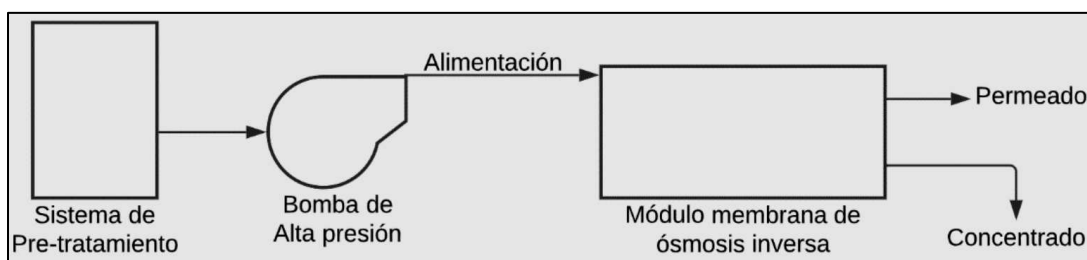


Fuente: (Melgarejo et al., 2023)

3.3.2 SISTEMA DE ÓSMOSIS INVERSA

Independientemente del tratamiento previo utilizado, es necesario utilizar, un segundo paso de ósmosis inversa, esto para alcanzar concentraciones bajas, así como las conductividades necesarias para muchos electrolizadores que es vital una desionización final. La ósmosis inversa (OI) es una técnica de desmineralización que es aplicada para separar los sólidos disueltos del agua mediante de una membrana semipermeable con una presión superior a la osmótica. En la figura 26, se muestra un sistema OI con sus elementos principales (Kucera, 2010):

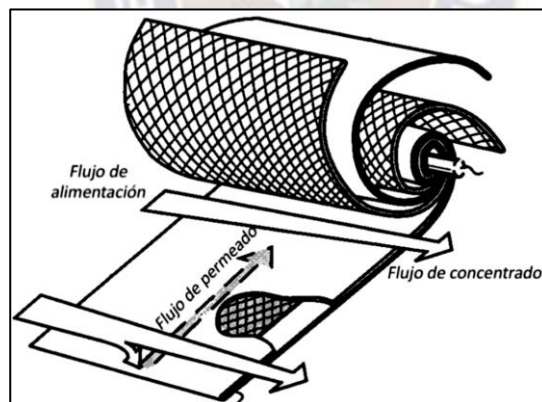
Figura 26: Diagrama del proceso de ósmosis inversa.



Fuente: (Kucera, 2010)

De los cuatro tipos de membranas de ósmosis inversa existentes, la de tipo espiral contribuye a la desalinización del agua debido a su gran superficie específica y tasa de permeación. El agua de alimentación salobre ingresa por un extremo a alta presión, penetra la capa de poliamida activa y, después de girar en espiral hacia adentro, el agua desalinizada (permeado) se acumula en el tubo colector y el agua residual (concentrado) se recoge del otro extremo para su eliminación o recuperación, como se muestra en la figura 27. (Abdul, Lau, Low, & Azeem, 2021):

Figura 27: Esquema de una membrana en espiral para ósmosis inversa.



Fuente: Adaptado (Abdul, Lau, Low, & Azeem, 2021)

Cabe indicar que, el consumo energético de las plantas desalinizadoras es afectado por factores clave como la temperatura y salinidad del agua de alimentación, tipo de membrana y fuente de energía, la eficiencia de las bombas de alta presión, y la tasa de recuperación del agua como permeado. Al tener un sistema de ósmosis inversa; la cantidad de energía para superar la presión osmótica sobre las membranas es alta, sin embargo, debido a los avances en estas dos décadas, esa energía se ha reducido a la mitad en comparación a cuando se inició con esta tecnología. Por ello, se torna necesario emplear un sistema de suministro eléctrico eficiente para

aprovechar al máximo los recursos energéticos de la zona. (Alvarado Portilla & Nasipucha Cazco, 2022)

Se considera la implementación de una planta para el pretratamiento del agua por lo cual se deberá con una unidad de tratamiento secundario mediante lodos activados y otra unidad de tratamiento terciario por ósmosis inversa, para un caudal de **1,2 Us**.

De esta forma primero se realiza un cálculo de la cantidad de agua que se utilizara anualmente de la siguiente forma: (Lisboa Campos, 2023)

$$4.8 \frac{l}{s} * \frac{3600s}{1 h} * \frac{1 m^3}{1000 l} * \frac{24 h}{1 día} * \frac{365 días}{año} = 151372,8 \frac{m^3}{año} \quad (13)$$

Se pueden asumir las siguientes pérdidas posterior a los procesos de tratamiento; 10% por evaporaciones, 25% para limpieza, 15% para evitar riesgos de escasez y 25% en el proceso de ósmosis inversa. Así, se cuenta con un 75% en pérdidas. Entonces se obtiene que:

$$1.2 \frac{l}{s} * \frac{3600s}{1 h} * \frac{1 m^3}{1000 l} * \frac{24 h}{1 día} * \frac{365 días}{año} = 37843 \frac{m^3}{año} \quad (14)$$

Este valor teórico representa la cantidad de agua tratada (desalinizada) lista para ser procesada en el electrolizador y que sea separada en oxígeno e hidrógeno.

3.4 ENERGÍA RENOVABLE: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE ORURO

La Planta Solar de Oruro se encuentra en el municipio de Ancotanga a 3.730 metros y es una de las banderas de la transición energética boliviana. Con más de 300.000 paneles que están estacionados en un área de 214 hectáreas, es la más grande de su especie de Bolivia con una capacidad de producción de 100 megavatios (MW). Un número importante pero insuficiente solo para la transición de energía de Bolivia de combustibles fósiles a energías renovables. Esta planta quedó dividida en dos centrales. El primero fue implementado por el gobierno de Evo Morales hasta septiembre de 2019, alcanzando una capacidad de 50 MV. El segundo, liderado por el gobierno de Luis Arce, que lo entregó en febrero de 2021, completó la capacidad de 100 MV que abastece al Sistema de Interconexión Nacional (SIN). Este trabajo fue financiado por la Agencia

Francesa de Desarrollo (AFD), la Unión Europea (UE) y el Banco Central de Bolivia (BCB), con una inversión total de US\$ 97,4 millones. (Espinoza, 2022)

Figura 28: Ubicación de la planta solar de Oruro.



Fuente: Diálogo Chino

Figura 29: Paneles fotovoltaicos de la planta solar de Oruro.



Fuente: <https://www.grupotsk.com/proyecto/complejo-solar-oruro-100-mw/>

3.4.1 RADIACIÓN EN EL ALTIPLANO

La mayoría de las áreas de las tierras altas bolivianas reciben un promedio diario de más de 8 KW por m² de energía solar potencial, uno de los niveles más altos del mundo, según el Atlas Global Solar. La zona de Bolivia occidental se caracteriza por condiciones climáticas

extremas y únicas en el mundo, que se basa en la ubicación del nivel del mar y la alta radiación solar, con un GHI anual de 7.4 kWh/m² y un DNI anual de 9.5 kWh/m², (figura 29 - 30) motivos por los cuales se ven influenciados el rendimiento y la rentabilidad de un sistema fotovoltaico (PV) y aún más en un sistema con almacenamiento. (Taquichiri, y otros, 2020) la Irradiación Global Horizontal (GHI) se compone de la Irradiación Directa Normal (DNI) y la Irradiación Difusa Horizontal (DHI), y sirve para evaluar el rendimiento de un proyecto solar. La Irradiación Normal Directa (DNI) es la cantidad de radiación solar recibida por unidad de área de una superficie normal (o perpendicular) a los rayos que vienen desde el sol, sin desviarse en su paso por la atmósfera. La Irradiación Horizontal Difusa (DHI) es la cantidad de radiación recibida por unidad de área de una superficie que ha sido desviada y dispersada por moléculas y partículas en la atmósfera y, por lo tanto, viene de diferentes direcciones, excepto de la dirección del sol. (Ministerio de Hidrocarburos y Energías - Bolivia, 2021)

Figura 30: Promedio anual a largo plazo de Irradiación Horizontal Global (GHI)

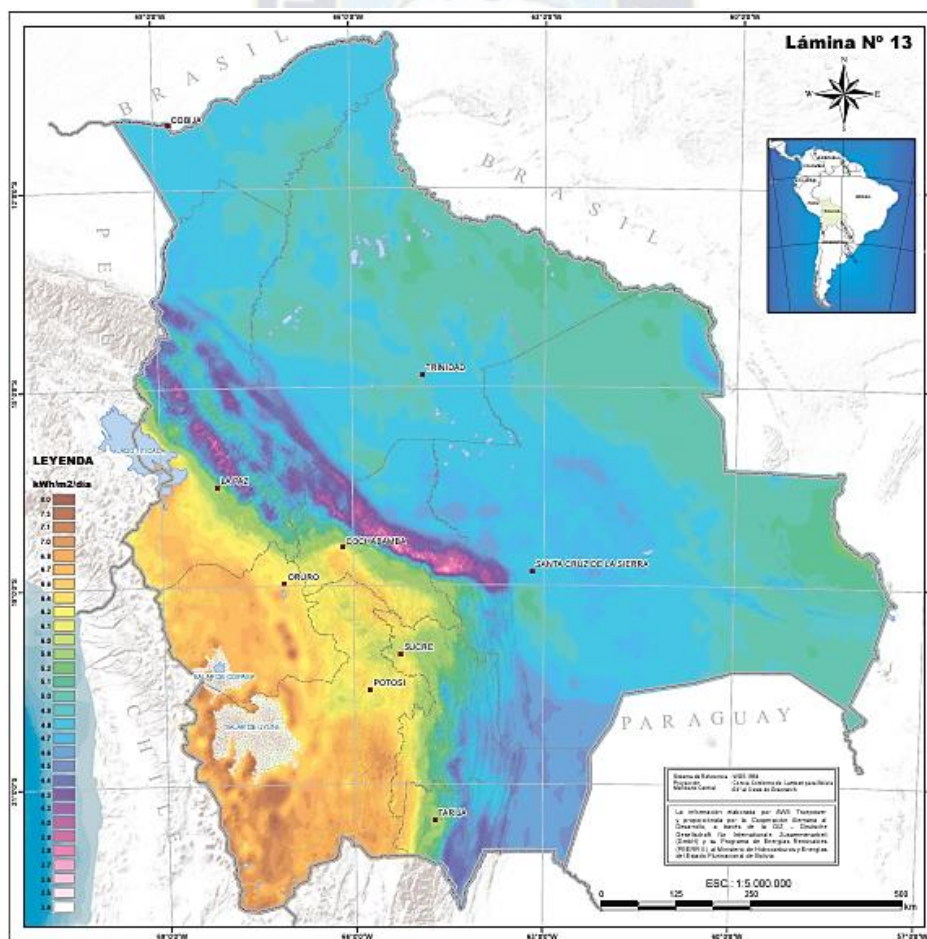
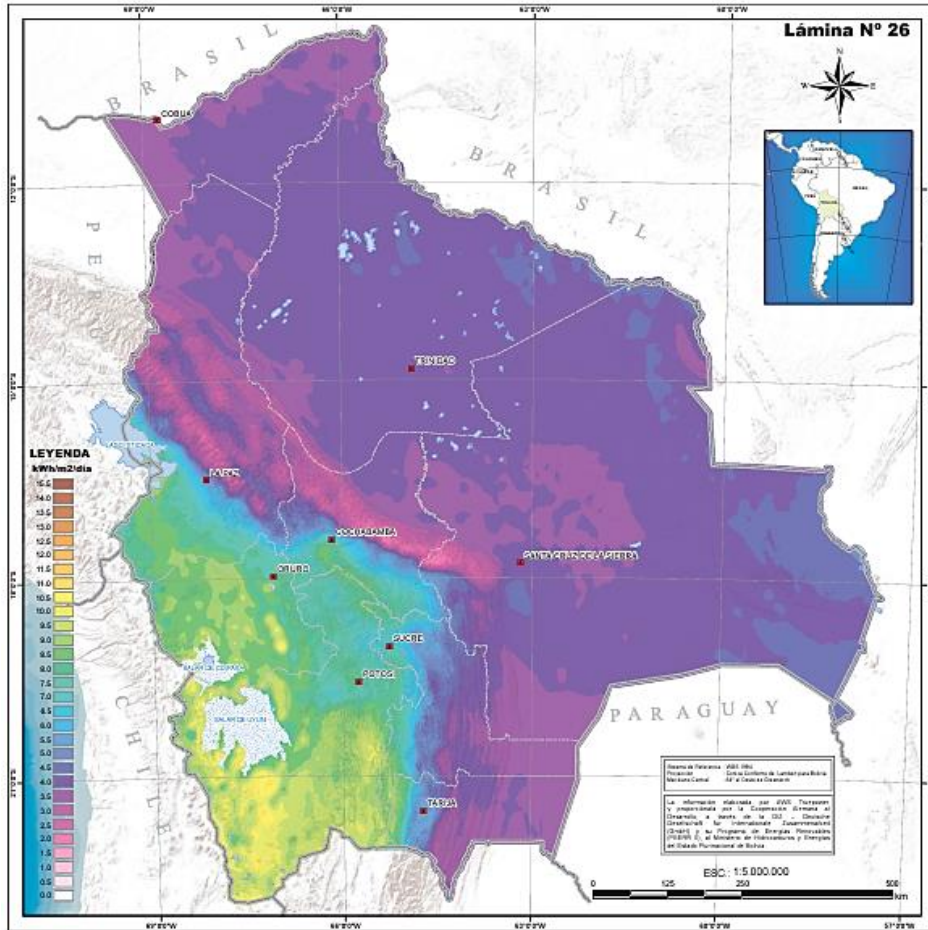


Figura 31: Promedio anual a largo plazo de Irradiación Normal Directa (DNI)



3.4.2 DATOS DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE ORURO

Tabla 5: Datos de la planta solar fotovoltaica de Oruro.

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE ORURO		
Descripción	Potencia	Energía generada anual
>300.000 paneles de silicio policristalino	100 MW	218000 MWh/año

Fuente: <https://www.grupotsk.com/proyecto/complejo-solar-oruro-100-mw/> (adecuación propia)

3.5 CÁLCULOS DE PRODUCCIÓN DE H₂V

Según el informe del sitio web Energía Estratégica, y el director en el Centro Nacional del Hidrógeno de España, indica que para poder producir 1kg de hidrógeno verde mediante electrólisis, se necesitan 57kWh de energía en total, y aproximadamente de 10 a 12 litros de agua (Deago, Santos, & Barría, 2022). Si consideramos que la energía generada anualmente mediante la planta solar fotovoltaica de Oruro fuera utilizada en su totalidad para la producción de hidrógeno verde desde el proceso de desalinización, se debe tomar en cuenta que, la cantidad de energía consumida en el proceso de pretratamiento de aguas varía entre 2 a 4 KWh/m³, en este caso usaremos el caso más favorable de **2 kWh/m³** por la bibliografía de referencia. Así mismo, para conocer la cantidad supuesta de hidrógeno en kilogramos que puede ser producido (anualmente) y mediante el proceso de electrolisis, contemplando un rendimiento de 70% (Deago, Santos, & Barría, 2022) que se usa para procesos de electrólisis. Se utilizará la siguiente ecuación:

$$Kg \text{ de } H_2V = \frac{\text{Energía (para prod } H_2V)(kWh)}{57 \text{ kWh}} * \eta \quad (15)$$

Utilizando el valor encontrado en la ecuación 13 se procede a estimar la energía consumida para el pretratamiento de aguas donde la cantidad de agua ingresa sin pérdidas:

$$151372,8 \frac{m^3}{año} * \frac{2 \text{ kW}}{1m^3} * \frac{1 \text{ MW}}{1000 \text{ KW}} = 302,7456 \text{ MW}$$

Ahora bien, se tiene 218000 MW de energía disponible, pero al usar esta misma energía para el pretratamiento de aguas, se resta la misma para conocer qué cantidad de energía disponible se tiene para la producción de hidrógeno como tal:

$$\text{Energía (para prod } H_2V) = 218000 \text{ MW} - 302,7456 \text{ MW} \quad (16)$$

$$\text{Energía (para prod } H_2V)(kWh) = 217697,2544 \text{ MW} * \frac{1000 \text{ kW}}{1 \text{ MW}}$$

$$\text{Energía (para prod } H_2V)(kWh) = 217697254,4 \text{ KW} \quad (17)$$

Se emplea la ecuación 15 para determinar la cantidad en kg de hidrógeno que pueden ser producidos con esta cantidad de energía:

$$Kg \text{ de } H_2V = \frac{217697254.4 \text{ kWh}}{57 \text{ kWh}} * 0.7$$

$$Kg \text{ de } H_2V = 2.673.475,054 \frac{Kg \text{ de } H_2V}{año} \quad (18)$$

Del mismo modo se debe considerar que existen otros factores, como el hecho de que la planta fotovoltaica de Oruro no es la única distribuidora de energía en el Altiplano Boliviano, pero si el de mayor capacidad; y también que cada kg de hidrógeno producido requiere de 10 litros de agua, por lo que se necesitaría una cantidad considerable de la misma para llevar a cabo el proceso de electrólisis. (Deago, Santos, & Barría, 2022) Sin embargo, en el futuro y con una buena gestión de los recursos hídricos, Bolivia podría llegar a desplazar el uso de energías convencionales produciendo hidrógeno verde.

3.6 SELECCIÓN DE EQUIPOS

Se tendrán en cuenta criterios importantes en términos de eficiencia y operatividad, así como su impacto ambiental y su integración con fuentes de energía renovables. Es por eso que se han revisado proyectos evaluados en Latinoamérica como Chile, Colombia, Ecuador y Perú que han incursionado en la producción de hidrógeno verde con proyectos piloto.

3.6.1 ELECTROLIZADOR

El electrolizador va a funcionar como componente principal de la instalación, ya que será el encargado de producir Hidrógeno. Los parámetros más importantes en la selección del electrolizador son, por supuesto: eficiencia, temperatura, presión de funcionamiento, vida útil y costes de inversión. La madurez de la producción de hidrógeno verde aún es baja, y estos parámetros serán muy diferentes dentro de diez años. (Woznicki, Le Sollic, & Loisel, 2020)

La siguiente tabla muestra algunas de las propiedades más importantes que caracterizan a este equipo, donde se pueden ver las diferencias entre la tecnología alcalina y PEM.

Tabla 6: Comparativa de propiedades en la actualidad y expectativa de futuro de las tecnologías alcalina y PEM.

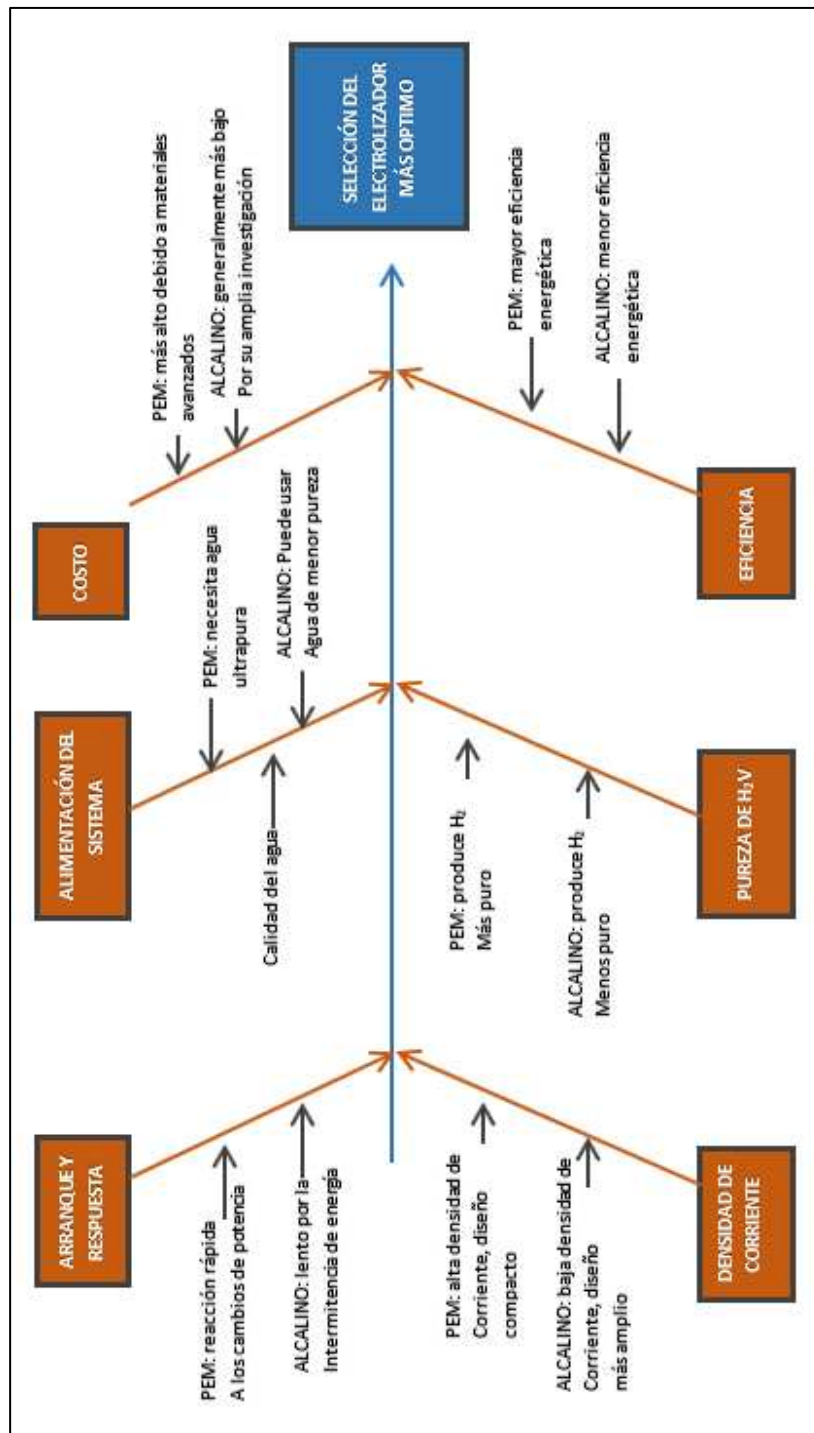
	ELECTROLIZADORES ALCALINOS			ELECTROLIZADORES PEM			
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	
Presión de la célula	<30		>70	<70		>70	Bar
	50-78		<45	50-83		<45	kWh/kgH2
Vida útil	60-90	90-100	>100	50-80	60-90	100-150	1000 hrs.
Coste capital	500-1400	400-850	<200	1100-1800	650-1500	<200	USD/kWel
Temperatura de operación	70-90		>90	50-80		80	°C
Densidad de corriente nominal	0,2-0,8		>2	1-2		4-6	A/cm2
Límites de voltaje	1,4-3		<1,7	1,4-2,5		<1,7	V
Rango de carga	15-100		5-300	5-120		5-300	%
Tamaño unitario	6		10	2		10	MW
Área del electrodo	<30.000		30.000	<1.300		>10.000	Cm2
Volumen y peso	Grande y Pesado			1/3 alcalino			
Corrosión	Corrosión alcalina			No			
Coste de mantenimiento	2-3			3-5			% Coste anual
Respuesta del sistema	Segundos			Milisegundos			
Eficiencia eléctrica LHV	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	%

Fuente: (Párraga Mora, 2021)

3.6.1.1 ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ELECTRÓLISIS

Al comparar las principales tecnologías de electrolisis, presentadas en la sección 2.6, donde se infiere que la tecnología alcalina y la tecnología PEM son las más desarrolladas actualmente, se puede decir que ambas poseen un desempeño similar y su desarrollo actual permite visualizar mejoras en los próximos años. Sin embargo, la tecnología PEM tiene la habilidad para trabajar bajo variaciones de potencia, ya que responde rápidamente a las fluctuaciones en la alimentación de la red. (Gallardo, y otros, 2020)

Figura 32: Diagrama de Ishikawa para la selección de electrolizador.



Fuente: Elaboración propia

Las fuentes de energías renovables, en primer lugar, no pueden aportar energía de forma constante ya que son fuentes intermitentes y, en segundo lugar, no todas son accesibles y adecuadas para todas las ubicaciones. Por ello, es importante estudiar los parámetros que se ven

afectados y modificarlas de alguna manera para resolver estos problemas. La eficiencia de cada tipo de electrolizador dependerá primero de cómo se adapte a cada proyecto. Un electrolizador PEM tiene una mayor flexibilidad para trabajar con cargas parciales y una mejor respuesta a los cambios en la potencia de entrada en el caso de que su fuente de energía sea la energía fotovoltaica que suele interrumpirse en días nublados o difíciles. El electrolizador será el más adecuado en el caso de que su fuente de energía se vea interrumpida. (Oriols, 2023)

Las principales ventajas de la tecnología PEM es que se trata de sistemas compactos y sencillos, trabajan a altas densidades de corriente, la producción de hidrógeno de alta pureza sin necesidad de sistemas adicionales, la posibilidad de producir hidrógeno a altas presiones en la propia instalación sin necesidad de aporte energético adicional y la respuesta rápida frente a alimentación variable. La principal desventaja es su coste, debido al uso de metales preciosos como catalizadores. (Alvarado Portilla & Nasipucha Cazco, 2022)

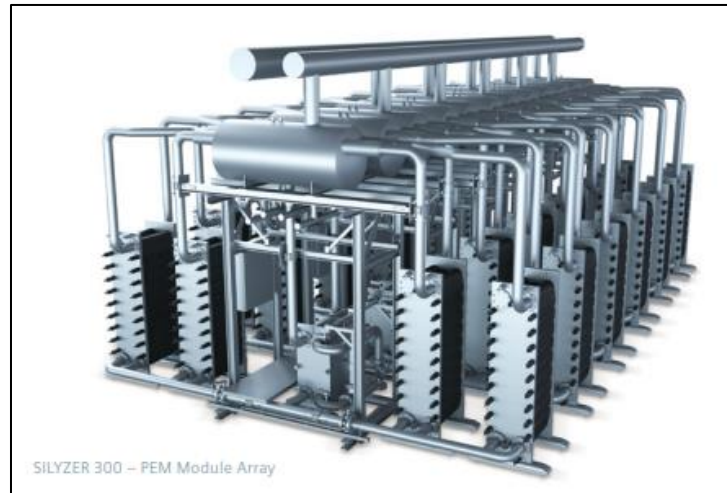
Los electrolizadores PEM tienen como principales características: modularidad y compacidad, debido a su estructura de brecha cero. Este concepto consiste en un conjunto de membrana-electrodo (MEA), que consta de una sola pieza que combina todos los elementos esenciales de una sola celda en un sándwich de tres capas. Debido a este complejo sistema, PEM requiere mecanismos muy precisos en sus placas bipolares para lograr un contacto limpio y homogéneo entre ellas y los electrodos porosos. Estos componentes encarecen los electrolizadores de membrana de intercambio de protones que otras alternativas. Sin embargo, la ventaja de este electrolizador es que no requiere mantenimiento durante todo su ciclo de vida, que puede llegar a las cien mil horas si se utiliza agua ultrapura en la alimentación. (Rodríguez, Da Silva, & Urbina, 2022)

Por otro lado, en comparación con los electrocatalizadores alcalinos, el PEM tiene una tasa de degradación ligeramente mayor, lo que significa que su eficiencia también es menor en comparación con los electrocatalizadores alcalinos. PEM puede funcionar uniformemente a baja presión, normalmente alrededor de 30 bar, ahorrando así, energía en la compresión posterior. Muchos estudios muestran que estos costos de la tecnología PEM disminuirán rápidamente, en un lapsus de 15 años disminuye a aproximadamente un 20% de su costo actual, además de presentar otras múltiples ventajas, a gran escala PEM posee menor tamaño, la generación de hidrógeno es de alta pureza, no requiere electrolito, etc. (Rodríguez, Da Silva, & Urbina, 2022)

Para el desarrollo de este proyecto se tomará como electrolizador al Silyzer 300, el cual se encuentra disponible en el mercado y es distribuido por la compañía Siemens Energy.

(Carmilema Severino & Padilla Asunción, 2022)

Figura 33: Electrolizador Silyzer 300 incluye instrumentación de proceso y analítica de gases.



Fuente: Siemens Energy.

Tabla 7: Ficha técnica Electrolizador Silyzer 300.

FABRICANTE	SIEMENS ENERGY
Referencia	SILYZER 300
Material de fabricación	Diseño robusto de baja degradación
Tecnología	PEM Electrolisis
Eficiencia de la planta	>75,5%
Producción	340 kg H2/hr
Módulos	24
Toxicidad	Sin productos químicos peligrosos
Acometidas eléctricas	A solicitud del cliente
Potencia / consumo eléctrico	17,5 MW – 17500 Kw por hora (aprox)
Factor de potencia	1
Tiempo de arranque	<1min

Fuente: Siemens Energy

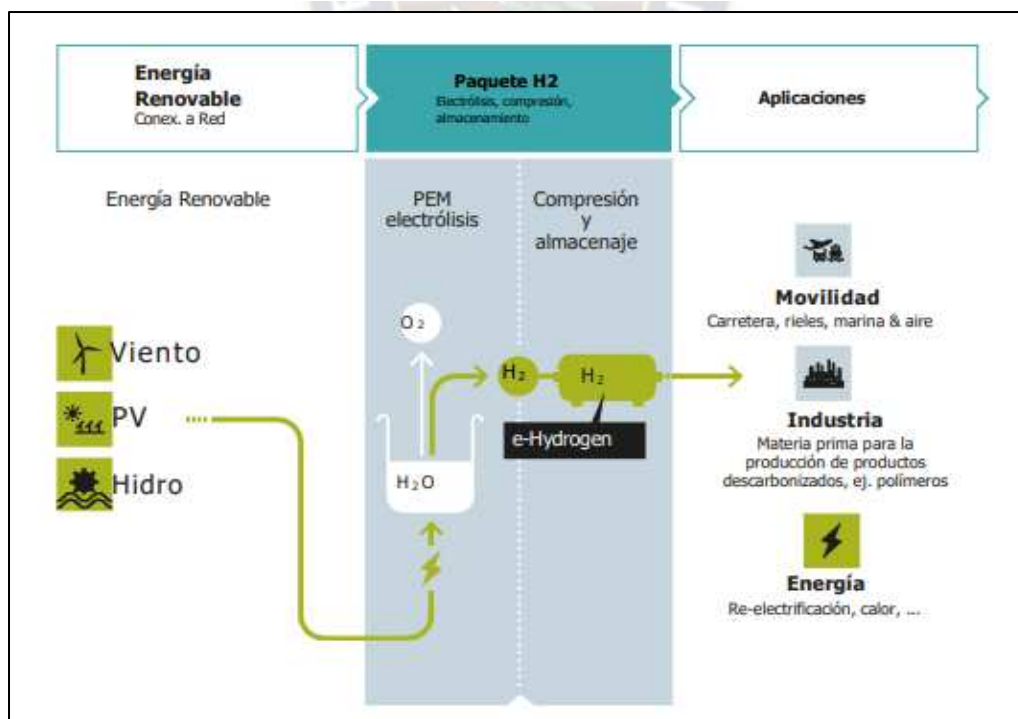
3.6.1.2 PAQUETE SIEMENS ENERGY H2

Siemens proporciona el EPC completo para este paquete, que comprende:

- Equipo eléctrico (transformador, aparata, rectificador, etc.)
- Tratamiento y des ionización del agua según sea necesario
- Electrolizador PEM y su conexión a la fuente de energía.
- Limpieza de e-Hydrogen, p. Ej. secado y desoxigenación (secador de-oxo) de acuerdo con las necesidades de las aplicaciones posteriores,
- Retención de gas, y Presurización de e-Hydrogen con reciprocantes o turbocompresores, dependiendo del nivel de presión final y el flujo másico.

Debido a su bajo peso molecular y sus características químicas, el manejo efectivo y seguro del hidrógeno necesita soluciones, productos y conocimientos específicos. Los gases que contienen hidrógeno requieren una limitación del límite elástico y la dureza de acuerdo con API 617. Por supuesto, esto es parte de los diseños de Siemens. (Siemens Energy, 2023)

Figura 34: Paquete H2.



Fuente: Siemens Energy

3.6.2 FASE DE COMPRESIÓN

El hidrógeno obtenido en el proceso de electrólisis tiene un alto grado de pureza y opcionalmente puede refinarse para obtener una mejor calidad del producto. A continuación, el hidrógeno debe comprimirse hasta una presión suficiente para su almacenamiento y transporte. En su paquete H₂, Siemens Energy incluye compresores según el rendimiento del electrolizador y su producción. En la entrada del compresor, la presión del hidrógeno electrónico es de 20 bar. La función de este compresor implica en aumentar la presión hasta 700 bar, ya que es el mínimo necesario para el almacenamiento. El proceso de variar la presión de 20 a 700 bar por kg de H₂ requiere 2,5 kWh de energía. Dado que la producción de hidrógeno alcanza hasta 340 kg/h, la potencia total en la etapa de compresión entonces, llega a ser de 850 kW. (Carmilema Severino & Padilla Asunción, 2022)

Se conoce que los compresores son necesarios para mover y almacenar hidrógeno. Desde el punto en el que se produce el hidrógeno hasta el punto en el que se consume y esto implica una compresión de H₂ de alta eficiencia mediante un diseño de desplazamiento positivo además de contar con múltiples opciones de control de capacidad para lograr caudales de carga parcial de alta eficiencia. Siemens Energy es una de las empresas que presenta una gama de compresores de alta calidad y con precios asequibles en el mercado.

A la tecnología de compresores no le importa el “color” del hidrógeno ni cómo se produce, simplemente lo comprime según la física de una aplicación de gas de bajo peso molar. Tanto los compresores alternativos como los turbocompresores cubren el mapa completo de aplicaciones de bajo peso molar. Dado que cada producto tiene sus puntos fuertes en áreas superpuestas, la elección del producto requiere consideraciones tanto técnicas como económicas. Por este motivo, encontrar una solución para la compresión de hidrógeno es siempre específico del proyecto e incluso se pueden combinar ambos productos para encontrar la solución óptima y más eficiente a las necesidades de compresión del cliente. (Siemens Energy, 2023)

3.7 FASE DE ALMACENAMIENTO

El hidrógeno es un elemento gaseoso que debe almacenarse considerando variables que influyen en su desempeño como presión y temperatura; puede almacenarse en tanques de gran tamaño. Asimismo, es posible comprimir gas para su transporte por ductos, o almacenamiento a

pequeña escala para su transporte terrestre a destinos que lo requieran para su uso como fuente de energía. El electrolizador Silyzer 300 es capaz de producir 340 kg de hidrógeno verde por hora. Por tanto, suponiendo que la planta funcione 20 horas al día, se almacenarán 6.800 kg de H₂ al día. Por lo que se requiere un volumen de almacenamiento que cubra un mínimo de 7 días de producción. (Carmilema Severino & Padilla Asunción, 2022).

La producción de hidrógeno anual en kg fue hallada anteriormente, en este caso si se desea almacenar con la capacidad de producción del electrolizador Silyzer 300 se tendría lo siguiente:

$$2.673.475,054 \frac{Kg \text{ de } H_2V}{año} * \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} = 7324.59 \frac{Kg \text{ de } H_2V}{día} \quad (19)$$

Concluyendo que, si se desea almacenar una producción de 7 días, esto significaría encontrar un método para almacenar la siguiente cantidad:

$$7324.59 \frac{Kg \text{ de } H_2V}{día} * 7 \text{ días} = 51272,124 \text{ Kg de } H_2V \quad (20)$$

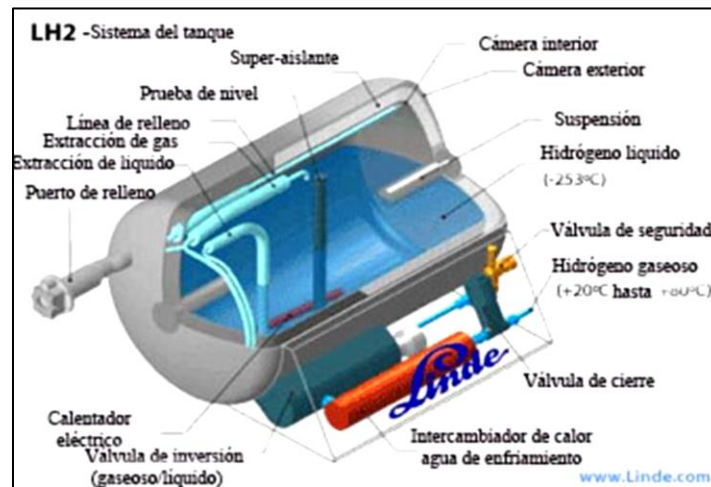
3.7.1 POSIBILIDADES DEL ALMACENAMIENTO CRIOGÉNICO DE H₂

Si se considera un método de almacenamiento líquido criogénico, se conoce que el hidrógeno en forma líquida tiene una densidad energética significativamente mayor que en forma gaseosa y, por lo tanto, es un medio de almacenamiento atractivo. Esta tecnología de almacenamiento de hidrógeno es bastante eficaz, pero tiene desventajas, principalmente la energía necesaria para licuar el gas y el estricto control de la estabilidad de la temperatura del contenedor para evitar cualquier riesgo de sobrepresión. Además, se requieren contenedores criogénicos y hay pérdidas de hidrógeno por evaporación de los contenedores, particularmente los contenedores más pequeños.

Los recipientes criogénicos utilizados para almacenar hidrógeno líquido son contenedores metálicos de doble pared con aislamiento intercalado entre las paredes. Para minimizar la pérdida de calor, se deben tener en cuenta los efectos de la radiación térmica, la convección y la conducción al diseñar los recipientes (figura 35). El recipiente interior que contiene hidrógeno criogénico está aislado con un material multicapa, con espaciadores entre cada capa que actúan como barreras térmicas. Este tanque interior se monta dentro del tanque exterior mediante

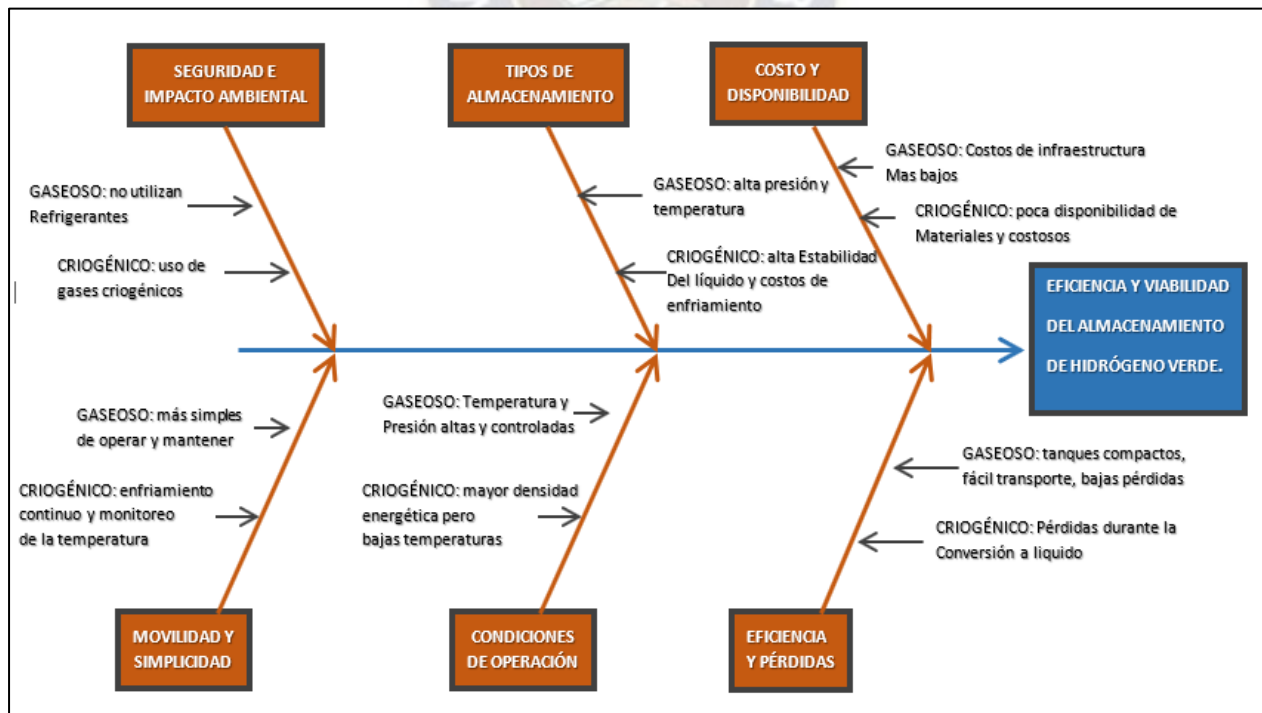
accesorios internos especialmente diseñados. El volumen resultante entre los dos contenedores se evacua para evitar posibles pérdidas de calor por convección térmica. (Cancino Silva, 2021)

Figura 35: Representación esquemática de un vaso criogénico, diseño y componentes



3.7.2 ELECCIÓN DE ALMACENAMIENTO DE H2 GASEOSO COMPRIMIDO

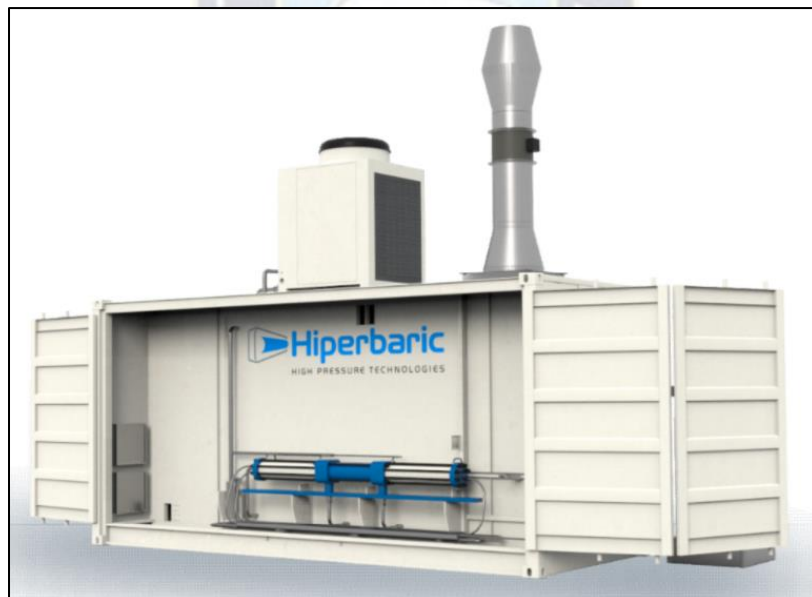
Figura 36: Diagrama de Ishikawa sobre la selección de almacenamiento gaseoso sobre el criogénico.



Fuente: Elaboración propia

La elección del método de almacenamiento depende de varios factores, como el volumen de hidrógeno a almacenar, la duración del almacenamiento, la presión requerida y la infraestructura disponible. Se conoce que el hidrógeno es un gas que requiere soluciones técnicas importantes y estándares de seguridad altos con respecto de su almacenamiento y transporte, especialmente si no se produce y consume en el mismo lugar. El método más común para almacenar hidrógeno es en tanques de alta presión. Las presiones de almacenamiento típicas son 200 bares, 350 bares y 700 bares. Este método es muy utilizado actualmente. Sin embargo, se requiere una cantidad significativa de energía para comprimir el hidrógeno, lo que puede hacerlo menos eficiente y más costoso. Al utilizar hidrógeno de alta densidad y presión, implica que el almacenamiento debe ser lo suficientemente resistente para soportar estas condiciones y el espesor de la pared del estanque aumentará conforme aumenta la presión del gas almacenado. (Gimenez Zuriaga, 2021)

Figura 37: Modelo Hiperbaric para compresión de Gases.



Fuente: (Araneda Orellana, 2022)

Una planta de almacenamiento como primer paso debería comprimir el oxígeno y el hidrógeno por separado en sus respectivos compresores y luego, almacenar la producción de una semana de estos gases en tanques de almacenamiento para luego ser vendida. Para la compresión de los gases se requiere una cantidad considerable de energía eléctrica, la cual podría ser extraída de la misma planta fotovoltaica. La compresión del hidrógeno producido puede ser comprimido

con una tecnología de compresión modelo Hiperbaric 1 KS 95 perteneciente a la empresa española Hiperbaric. Se trata del módulo, que cuenta con los siguientes componentes: un cilindro multiplicador en dos etapas, un sistema hidráulico, un sistema de refrigeración para optimizar la compresión, un circuito de venteo, instrumentación y panel de control y un circuito neumático. (Araneda Orellana, 2022)

Tabla 8: Especificaciones técnicas del módulo compresor.

Modelo	Hiperbaric 1 KS 95
Presión de admisión	20 bar
presión de salida	950 bar
Caudal	42,4 kg/h
Número de etapas	2
Temperatura de salida	<40°C
Superficie ocupada	6m ² / unidad

Fuente: (Araneda Orellana, 2022)

La ventaja de utilizar esta tecnología para comprimir hidrógeno es que utiliza un compresor de pistón hidráulico que funciona sin lubricación, por lo que se mantiene la pureza del gas. El compresor también es seguro y fiable gracias a un sistema de ventilación que monitoriza, evacua y detiene el compresor en caso de una posible fuga. El tanque donde se almacenará el hidrógeno es el “Air Storage Tank” de la empresa china STRENGTH Equipments, como se ve en la figura 38. Se supone que se debe almacenar la producción de una semana. (Araneda Orellana, 2022)



Figura 38: Tanque de almacenamiento de hidrógeno Fuente: (Araneda Orellana, 2022)

El material utilizado en la construcción de estanques puede ser metal, como acero, titanio, aluminio, o un material compuesto. Los tanques de titanio son mucho más pesados que los de carbono. Esto se debe a la baja densidad y alta resistencia de los compuestos de carbono. Sin embargo, los estanques de carbono requieren un revestimiento para evitar que el gas hidrógeno se escape a través de la pared del estanque. Los materiales de revestimiento suelen ser polímeros o de aluminio. El tanque tipo IV descrito en la sección II es uno de los más óptimos para aplicaciones móviles. (Hernandez Fernandez, 2023)

3.8 FASE DE TRANSPORTE

Además de los costos de producción, Bolivia también debe considerar los costos de almacenamiento y distribución del hidrógeno, que juegan un papel importante en la competitividad del hidrógeno, ya que los costos pueden variar dependiendo de la infraestructura y las distancias a las que se debe transportar. Por ejemplo, si el hidrógeno puede utilizarse cerca del lugar donde se produce, estos costos podrían ser casi nulos, en cambio, si el hidrógeno tiene que recorrer un largo camino antes de ser utilizado, los costos de transporte y distribución podrían triplicar el costo del hidrógeno, por tanto, la logística de transporte jugará un rol importante. Al existir diversas alternativas de almacenamiento y transporte del hidrógeno se debe tener en cuenta una serie de criterios a la hora de determinar de qué forma o en qué estado se va a almacenar y transportar el hidrógeno en cada caso. Como anteriormente se propuso el almacenamiento de gas comprimido, se debe tomar en cuenta factores serán necesarios como: la distancia entre el punto de producción de hidrógeno y el punto de consumo, idoneidad para la aplicación final, complementariedad del uso final y caudal generado. (Deloitte, 2023)

Debido a su condición de vector energético, el hidrógeno es una materia prima que puede integrarse en muchos sectores, lo que supone una mayor flexibilidad y accesibilidad. En particular, algunos sectores son de especial interés, como el sector eléctrico, el sector gasista, el sector automotor y todo lo relacionado con el almacenamiento de energía. El creciente entendimiento de las ventajas que presenta el hidrógeno ha estimulado a los gobiernos en evaluar las posibilidades de reutilizar los tanques, esferas y los gasoductos existentes para respaldar los sistemas de almacenamiento y transporte de las mezclas de Gas Natural – Hidrógeno. Los beneficios del mismo son claros: Se tiene la infraestructura existente de almacenamiento, las redes de gasoductos, regulaciones aprobadas para el transporte de gas, socialización y aceptación

por parte de la sociedad. Sin embargo, será necesario realizar una evaluación de integridad estructural, confiabilidad operacional y disponibilidad para el cambio de uso antes de su certificación. (Candil Parra, 2023)

La construcción de nuevas líneas e infraestructura de gas para el transporte de hidrógeno sería extremadamente costosa, tomaría un tiempo apreciable el trámite de licencias ambientales, socialización con las comunidades, consultas previas, compra de derechos de vía, realización de nuevos trazados y evaluación de áreas de alta consecuencia. La ventaja de los nuevos gasoductos sería la aplicación de lo aprendido en la Gestión del Riesgo y en el trazado de anillos por fuera de las ciudades para el suministro confiable del hidrógeno o sus mezclas. (Núñez, y otros, 2023)

3.8.1 MEDIANTE EL BLENDING

Una posible función del hidrógeno es transportar grandes cantidades de energía a largas distancias. Debido a que tiene una alta densidad energética, puede ser una solución eficaz para el transporte de energía en determinados casos. Se está considerando utilizar la red de gas natural existente, al menos parcialmente, para transportar hidrógeno en algunos países. En el fenómeno “Blending”, un cierto porcentaje de hidrógeno se mezcla con el suministro actual de gas natural (la traducción de la palabra inglesa “Blending” es “mezcla”). Este fenómeno se debe a que el mercado del gas natural es líquido y de gran volumen. Entonces, si es posible producir hidrógeno a un precio competitivo con el gas natural, se puede inyectar hidrógeno en la red, descarbonizando así todos los usos de esa red. Sin embargo, existen graves limitaciones a la hora de introducir hidrógeno en las redes de gas natural, ya que el hidrógeno es mucho más "corrosivo" para los materiales de tuberías y válvulas. (Hernandez Fernandez, 2023)

Las mezclas de hidrógeno y gas natural tienen características específicas para cada infraestructura de gas natural basadas en la ubicación geográfica, la concentración de H₂, la composición del gas natural, el caudal y otros parámetros físicos como la estructura de la red y la aplicación de uso final. Por ejemplo, el nivel máximo permitido de contenido de hidrógeno en el Reino Unido es del 0,1% (en volumen). demostró que transportar de forma segura una mezcla de hidrógeno y gas natural a través de las redes de gasoductos existentes es técnicamente posible en niveles entre el 5 y el 15% de hidrógeno en volumen, suponiendo que el sistema esté en condiciones óptimas, sin posibilidad de grietas o huecos. La normativa europea permite actualmente entre un 0,1 y un 12% de hidrógeno en los gasoductos. La introducción de hidrógeno

puro o concentraciones más altas de H₂ en la infraestructura existente como forma de almacenar el exceso de energía renovable sigue siendo una pregunta sin respuesta. (Qadrnan, Abeysekera, Chaudry, Wu, & Jenkins, 2015)

Existen tres limitaciones básicas que frenan la transición de los gasoductos que transportan gas natural a mezclas de gas natural – hidrógeno. En primer lugar, está el costo y el mercado actual, no solo el precio de producir hidrógeno es alto también, su alta inflamabilidad hace que el costo inicial de equipos especiales para su compresión y transporte en equipos criogénicos sea increíblemente caro. Algunos investigadores, afirman que su costo podría reducirse en un 50% hacia el 2030. La segunda limitación es que en la mayoría de países existe una red de transporte y distribución de gas natural, la dificultad radica en si tienen la aptitud para el cambio de uso. Los conflictos geopolíticos y socioeconómicos han acelerado la necesidad de evaluar los sistemas actuales y certificarlos para el transporte de mezclas de gas natural – hidrógeno. Algunos países le ven más ventajas a la infraestructura para exportación. Por último, la autorización de licencias para los nuevos gasoductos será un reto grandísimo para los constructores y operadores, especialmente por las relaciones con la comunidad. (Chaves Gamboa, 2023)

3.8.2 CAMIONES CISTERNA

El transporte terrestre se utiliza como medio para cubrir de manera flexible distancias cortas una vez que el hidrógeno llega a un puerto o centro de distribución. La forma de transporte dependerá del volumen, distancia o uso final. Por ejemplo, los tanques de alta presión en los que se puede transportar hidrógeno en forma gaseosa. Puede transportarse a 300 o 500 bar de presión y también puede transportar hasta 1100 kg H₂. Por otro lado, también existen tanques de licuefacción en los que, habiendo convertido previamente el gas en líquido, se puede transportar un peso de 360 a 4300 kg a baja temperatura mediante un tanque de doble pared aislado con una capa protectora de nitrógeno líquido para evitar la evaporación repentina de 0,3 a 0,6% de líquidos por día. (Hernandez Fernandez, 2023)

Finalmente, el método elegido dependerá tanto de los modelos económicos como de la disponibilidad de recursos, tiempos de transporte y facilidad de manipulación en destino. Además, no todos los países tienen las mismas reglas que afectan la forma de transporte. El uso final del producto también es un factor muy importante, ya que el hidrógeno se puede utilizar

como intermediario para la producción de otros productos y el transporte mediante amoníaco u otras pilas de combustible puede tener aplicaciones directas.

La desventaja principal de este tipo de transporte es su ineficiencia energética ya que se requiere una cantidad muy superior de material asociado por unidad de masa de hidrógeno transportado. Por ello, es mejor utilizar tanques de hidrógeno comprimido o tanques criogénicos. Tanques criogénicos altamente aislados pueden transportar hasta 4 000 kg de hidrógeno licuado por distancias de hasta 4 000 km. (Deloitte, 2023)



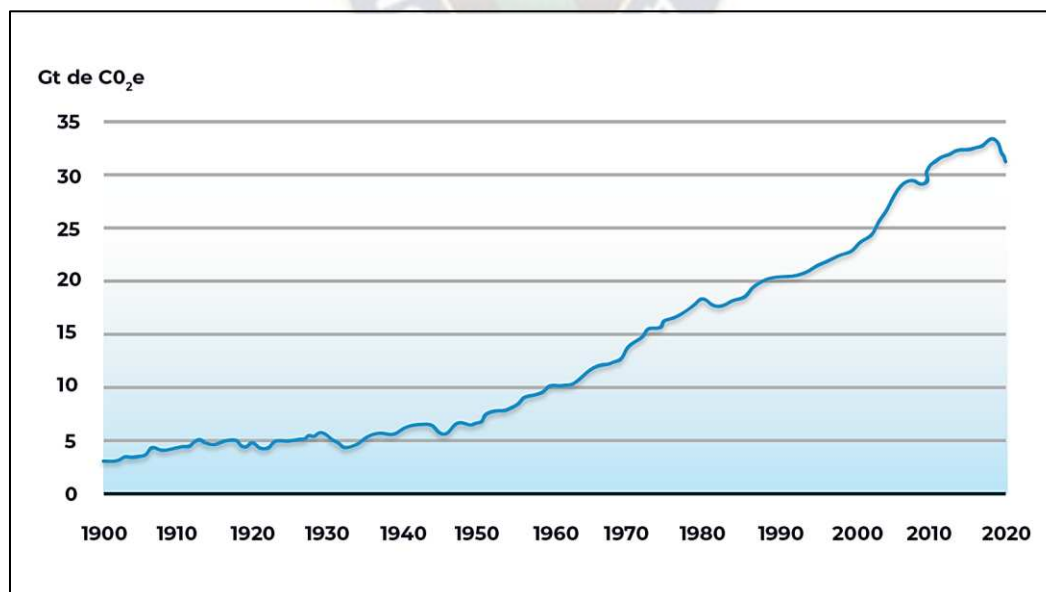
CAPÍTULO IV

IMPACTO AMBIENTAL Y SEGURIDAD HÍDRICA

4.1 CAMBIO CLIMÁTICO EN AMÉRICA LATINA

Si bien la generación de gases de efecto invernadero es una consecuencia de los combustibles fósiles que actualmente es la energía que mueve al mundo; existen otro tipo de situaciones que generan de igual manera o incluso más contaminación como **la agricultura** ya que aumenta los gases de efecto invernadero principalmente mediante la producción de metano y óxido nitroso. Los animales, especialmente el ganado vacuno y ovino, liberan grandes cantidades de metano durante la digestión. Además, el uso de fertilizantes nitrogenados en la agricultura puede provocar la emisión de óxidos de nitrógeno, un gas con un fuerte efecto invernadero. **La Deforestación** y la conversión de tierras forestales en pastizales, tierras de cultivo o áreas urbanas liberan grandes cantidades de dióxido de carbono almacenado en los árboles y el suelo. Esto aumenta significativamente las emisiones totales de gases de efecto invernadero.

Figura 39: Emisiones de CO₂ a nivel mundial relacionadas con la energía, 1900-2020



Fuente: (IEA, 2020a)

Definitivamente **la Industria**, muchos procesos industriales, como la producción de cemento, acero, aluminio y productos químicos, producen dióxido de carbono como subproducto de la quema de combustibles fósiles y la reacción química de los materiales al igual que **el Transporte** que además de los combustibles fósiles utilizados en los vehículos, el transporte también produce emisiones de metano y óxido nitroso, especialmente cuando se trata de transporte y gestión de residuos.

Es crucial evaluar el impacto ambiental completo de la producción de hidrógeno verde. Aunque este combustible se considera limpio en su uso final, su producción no está exenta de desafíos ambientales. Por ejemplo, la fabricación de electrolizadores y otros equipos necesarios para la producción de hidrógeno verde puede requerir recursos naturales y energía. Además, la generación de energía renovable necesaria para la electrólisis puede implicar la construcción de infraestructuras que podrían afectar a los ecosistemas locales y a las comunidades.

El transporte y almacenamiento del hidrógeno también plantean desafíos ambientales. Si bien el hidrógeno es un combustible ligero y no tóxico, su transporte y almacenamiento pueden requerir infraestructuras adicionales, como tuberías y tanques, que podrían tener impactos ambientales negativos si no se gestionan adecuadamente. Además, se deben considerar los posibles riesgos asociados con fugas de hidrógeno, que podrían afectar la calidad del aire y contribuir al calentamiento global si no se controlan adecuadamente, así como la disponibilidad de materia prima que en este caso es el agua.

Los países latinoamericanos están en un estado de cambio constante. Durante décadas, la población emigró a las principales ciudades, a menudo a ciudades con desarrollos irregulares de disponibilidad y calidad de agua limitadas. Muchas de estas ciudades dependen de cuencas montañosas que están lejos para almacenar los recursos hídricos. Los eventos de meteorización prolongados (falta de lluvia) afectan la escorrentía superficial, hacen sequía hidrológica con más frecuencia e interfieren con el suministro de agua a las ciudades. El cambio climático junto con los cambios en el uso de la tierra, productos de la expansión de las fronteras agrícolas que son rápidas y no sostenibles, afectan la disponibilidad y la calidad de los recursos hídricos, a corto y largo plazo, tanto en áreas rurales como urbanas.

Según las estimaciones de la Organización de Agricultura y Alimentos (FAO) encuentra que el 32% de los recursos hídricos renovables del mundo están en la región de América Latina y

el Caribe. Sin embargo, la gran variabilidad espacial de la distribución de estos recursos conduce a contrastes sorprendentes como los cambios en el ciclo hidrológico y los crecientes requisitos de agua, que son promovidos por el crecimiento demográfico y el crecimiento económico que presentan desafíos importantes para el futuro. (Bretas, Casanova, Crisman, Embid, & Martin, 2020)

4.2 BALANCE DE EMISIONES DE CO2 EN BOLIVIA

En 2022, las emisiones de CO₂ de Bolivia aumentaron en 0,093 megatonnes, o un 0,43%, en comparación con 2021. Las emisiones de CO₂ en 2022 fueron de 21,96 megatonnes, lo que sitúa a Bolivia en el puesto 101 del ranking de emisiones de CO₂ de 184 naciones, que clasifica a los países de menos a más contaminantes. Además de las emisiones totales de CO₂ a la atmósfera, que lógicamente dependen, entre otras variables, del tamaño de la población de un país, conviene analizar el comportamiento de sus emisiones per cápita. En la tabla que se mostrará a continuación, se observará que las emisiones de CO₂ per cápita en Bolivia disminuyeron en 2022 y ascendieron a 1,85 toneladas por habitante. Respecto al cambio en las emisiones de CO₂ por cada \$1000 de PIB que para un mismo país mide la “eficiencia ambiental” con la que se produce en el tiempo. En el último período, Bolivia produjo 0,22 kilogramos por cada 1.000 dólares de PIB, igual que en 2021. En la tabla podemos ver la evolución de las emisiones de CO₂, que han aumentado desde 2012 de la misma forma que las emisiones per cápita y en contraste con las emisiones de CO₂ por cada 1.000 dólares de PIB. Las emisiones totales de dióxido de carbono también han aumentado en los últimos cinco años, aunque las emisiones per cápita han disminuido durante este período. (Datosmacro, 2022)

Tabla 9: Emisiones de CO2 los últimos 10 años en Bolivia.

FECHA	CO2 TOTALES MT	CO2 KG/1000\$	CO2 T PER CAPITA
2022	21,960	0,22	1,85
2021	21,867	0,22	1,87
2020	18,461	0,20	1,60
2019	21,871	0,22	1,92
2018	21,851	0,22	1,95
2017	21,648	0,23	1,96

2016	21,279	0,24	1,95
2015	19,834	0,23	1,85
2014	19,309	0,23	1,83
2013	18,024	0,23	1,73
2012	16,969	0,23	1,66
2011	16,002	0,23	1,59
2010	14,708	0,22	1,48

Fuente: (Datosmacro, 2022)

Con la información de la tabla y la referencia, se concluye que Bolivia no está entre los países con mayor emisión de CO₂, sin embargo, no queda exento del daño ambiental que provoca. Es un hecho que los siguientes años, si Bolivia incursiona en la producción de hidrógeno verde a gran escala con el fin de generar una alternativa a la energía proveniente de los combustibles fósiles, las emisiones de CO₂ disminuirán notablemente.

El H₂V a menudo señalado como el combustible del futuro, posee un alto poder calorífico, casi tres veces superior al de la gasolina y el gas natural. Cuando se transforma en energía –impulsando un motor de combustión o en cualquier otra aplicación, no emite gases de efecto invernadero (GEI). El hidrógeno residual liberado en la atmósfera, en contacto con el oxígeno, solo genera vapor de agua.

La forma de determinar el poder calorífico será utilizando el valor de la ecuación 18 que muestra la cantidad de hidrogeno producido en kilogramo y la siguiente ecuación:

$$Q = m * PCI \quad (23)$$

Donde:

- Q es la energía liberada durante la combustión (en julios o en kilocalorías).
- m es la masa del hidrógeno (en kg).
- PCI es el poder calorífico inferior del hidrógeno (en julios o en kilocalorías por kg).

De la ecuación (23) y (18):

$$Q = 2673475.054 \text{ kg} * 141.8 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}$$

$$E = 37964787762,657 \text{ MJ}$$

Esta sería la energía generada con esa cantidad de masa que se puede destinar a diversas aplicaciones.

Si se toma en cuenta el PCS se usa lo siguiente:

$$PCS = PCI + \text{calor latente de vaporización del agua} \quad (24)$$

El poder calorífico superior (PCS) tiene en cuenta el calor latente de vaporización del agua producida durante la combustión del hidrógeno, mientras que el poder calorífico inferior (PCI) no considera este calor latente. El PCS es típicamente mayor que el PCI. El PCI del hidrógeno suele ser alrededor de 141.8 MJ/kg o 33.6 kWh/kg. Esto significa que cuando se quema un kilogramo de hidrógeno, se liberan aproximadamente 141.8 MJ de energía.

Si deseas calcular el PCS, debes tener en cuenta el calor latente de vaporización del agua producida durante la combustión es aproximadamente 2260 kJ/kg. Es importante recordar que estos valores pueden variar ligeramente dependiendo de la pureza y condiciones específicas de producción del hidrógeno verde.

4.3 ¿QUÉ ES LA SEGURIDAD HÍDRICA?

Seguridad Hídrica (SH) es la capacidad de una población para salvaguardar el acceso sostenible a cantidades adecuadas de agua de calidad aceptable para el sostenimiento de los medios de vida, el bienestar humano y el desarrollo socioeconómico; para garantizar la protección contra la contaminación transmitida por el agua y los desastres relacionados con el agua, y para la conservación de los ecosistemas en un clima de paz y estabilidad política. En este contexto, la seguridad hídrica se refiere a la posibilidad de acceso a cantidades de agua suficientes para satisfacer la diversidad de usos del agua, la preservación de la calidad de los recursos hídricos y la debida consideración del cambio climático en: la planificación de la infraestructura hídrica, la regulación de caudales, el manejo, la preservación y la valoración económica de los servicios ecosistémicos alrededor del agua y la gestión de inundaciones y riesgos de desastres naturales.

Desde un punto de vista teórico, la SH es una evolución de otros conceptos para la gestión del agua que se han desarrollado en décadas recientes. Quizás el más destacable de estos

esfuerzos es la Gestión Integrada de Recursos Hídricos (GIRH), definido como “un proceso que promueve la gestión y el desarrollo coordinado del agua, la tierra y los recursos relacionados, con el fin de maximizar el bienestar social y económico resultante, pero de manera equitativa y sin comprometer la sostenibilidad de los ecosistemas” (Asociación Mundial para el Agua). En este sentido, los conceptos de SH y GIRH tienen aspectos y objetivos comunes. (Bretas, Casanova, Crisman, Embid, & Martin, 2020)

La Seguridad Hídrica es un tema de creciente preocupación debido a la disponibilidad de este recurso vital y cómo se puede gestionar para responder a los desafíos que plantea la demanda humana en diversos sectores, así como a consideraciones ambientales, socioeconómicas y de cambio climático. Los recursos hídricos suelen estar bajo presión debido al sector agrícola, que representa aproximadamente el 70% de las extracciones totales de agua dulce en todo el mundo. Los cambios climáticos provocan fluctuaciones espaciales y temporales en la disponibilidad de agua, lo que aumenta las variaciones en el ciclo del agua y provoca un aumento de las inundaciones y las sequías. Esto podría aumentar la competencia por el agua entre diferentes sectores y usos, como la agricultura, pero también la producción de energía, el suministro de agua potable y el medio ambiente. (Bazilian, y otros, 2011)

4.4 RECURSO HÍDRICO EN BOLIVIA

Conocer la disponibilidad de este recurso y más aún en posibles escenarios de cambio climático, es fundamental para garantizar el desarrollo sustentable y en especial la conservación de los recursos naturales de las poblaciones rurales vulnerables y alejadas de los centros urbanos. La evaluación de los recursos hídricos es una de las bases fundamentales de la Gestión Integral de los Recursos Hídricos (GIRH), como una siguiente fase, para cultivar una cultura de resiliencia frente al cambio climático y desarrollar proyectos relacionados al aprovechamiento de los recursos hídricos, no solo para fines científicos, sino también para un aprovechamiento razonable con miras al futuro de la población creciente. (Calizaya Terceros, Mendoza, & Copa, 2020)

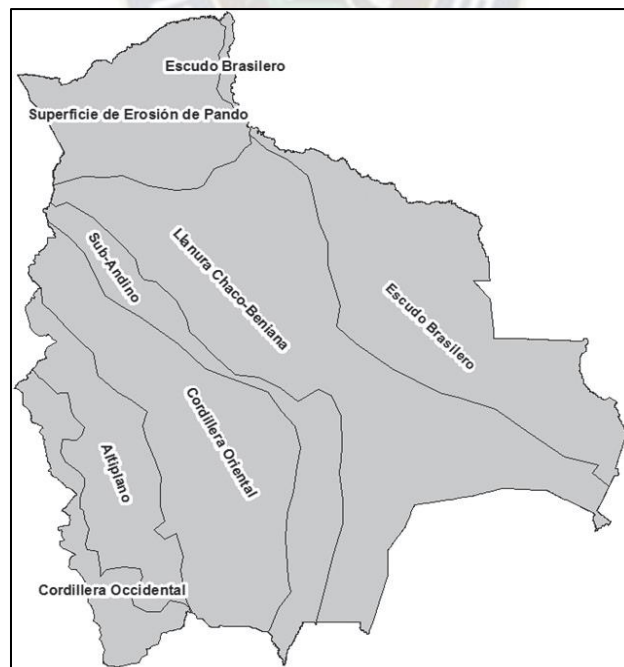
El desarrollo sostenible en equilibrio con la Madre Naturaleza y la gestión integrada de los recursos hídricos es muy necesario, considerando las condiciones actuales donde nuestra sociedad tiende a producir mayores necesidades hídricas, tanto para el consumo de agua potable, como para la producción agrícola, la generación de energía, etc. Este problema se agrava cuando

la cuantificación de los recursos hídricos no proporciona información relevante y útil para los diversos sectores que planifican y gestionan los recursos hídricos. Ante esta situación, el Ministerio de Ambiente y Agua (MMAyA) proporciona el “Balance Hídrico Superficial de Bolivia” para el período histórico 1980-2016, como herramienta básica para medir la disponibilidad de recursos hídricos superficiales en la región. (Ministerio de Medio Ambiente y Agua - Bolivia, 2023)

4.4.1 BALANCE HÍDRICO EN BOLIVIA

El conocimiento general de las características fisiográficas del país sirve como marco general para el desarrollo del balance hídrico. En Bolivia se distinguen las siguientes provincias fisiográficas: Cordillera Occidental, Altiplano, Cordillera Oriental, Sub-Andino, Llanura Chaco-Beniana, escudo brasilero, y las Superficies de Erosión de Pando o paisaje ondulado amazónico (Figura 40). Estas provincias sirven de forma referencial para entender aspectos físicos de las regiones de Bolivia los cuales fueron usados para entender la respuesta hidrológica en función de esta clasificación. (Ministerio de Medio Ambiente y Agua; SENAMHI, 2018)

Figura 40: Esquema grafico de provincias fisiográficas de Bolivia.



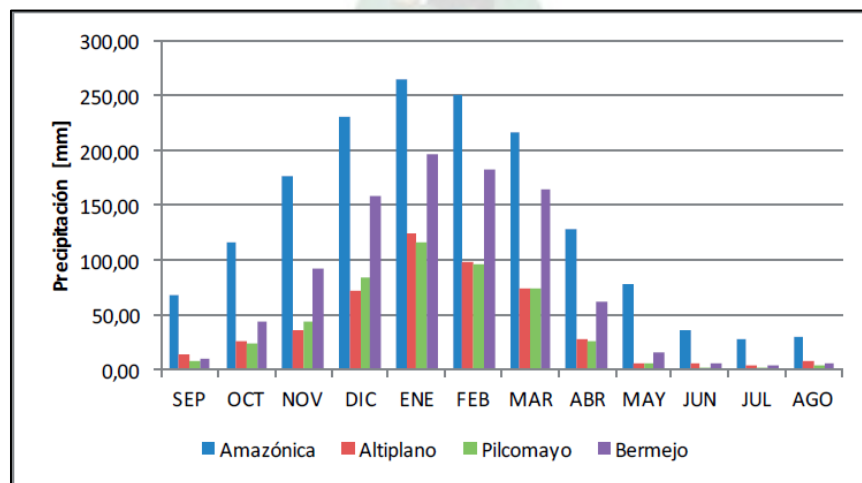
Fuente: (Ministerio de Medio Ambiente y Agua; SENAMHI, 2018)

4.4.1.1 MACROCUECNA DEL ALTIPLANO

La macrocuenca del Altiplano también llamada Cerrada se encuentra localizada en el margen occidental de Bolivia y abarca una superficie de 216,693.26 km². En esta macrocuenca se encuentran importantes cuerpos de agua como el Lago Titicaca y el Lago Poopó, los cuales están conectadas por el río Desaguadero. En el caso del Lago Titicaca, este es compartido con la república del Perú. En esta macrocuenca generalmente se distinguen las siguientes cuencas: Lago Titicaca, Mauri, Desaguadero, Lago Poopó, Coipasa, y Uyuni. (Ministerio de Medio Ambiente y Agua; SENAMHI, 2018)

La estación lluviosa en Bolivia comprende los meses de diciembre a marzo, la estación seca de mayo a agosto, y dos periodos de transición separan estas dos épocas, uno en abril y otro de septiembre a noviembre. Asimismo, se estima que entre un 60 a 78% de las precipitaciones ocurren en la estación lluviosa, y de 0 a 15% durante la estación seca. En la macrocuenca del Altiplano el 75% de la precipitación sucede en la estación húmeda y un 5% en la estación seca. Un patrón similar ocurre en algunas cuencas importantes de la macrocuenca de la Plata, Pilcomayo y Bermejo, donde las precipitaciones durante la estación húmeda representan un 76 y 75% del total anual respectivamente; mientras que en la estación seca un 3%. El patrón estacional en la macrocuenca Amazónica es diferente en términos de magnitud. La precipitación en la estación húmeda representa un 59% del año hidrológico y en la estación seca un 11%.

Figura 41: Precipitación media multimensual para el periodo 1980-2016.



Fuente: (Ministerio de Medio Ambiente y Agua; SENAMHI, 2018)

La distribución espacial de la precipitación media anual tiene un patrón decreciente de Norte a Sur a lo largo de toda la macrocuenca del Altiplano, y de Este a Oeste en la región central y Sur. La precipitación multianual fluctúa entre 162.49 y 751.76 mm; siendo las Unidades Hidrográficas (UHs) del Sur las más secas, y la más húmeda es la UH Lago Titicaca. En las UHs de la cuenca del Lago Titicaca, la más húmeda de la macrocuenca, la precipitación varía entre 554.22 y 751.76 mm. Estos valores no incluyen la precipitación en el cuerpo de agua del lago. Por otro lado, en la cuenca de Mauri la precipitación está en el orden de 331.25 mm y en Desaguadero varía entre 375.69 y 590.6 mm. En la parte central de la macrocuenca del Altiplano, en Coipasa y Poopó, la precipitación es 258.39 y 384.09 mm respectivamente. Mientras que en las UHs del Sur fluctúa entre 162.49 y 185.12 mm. (Ministerio de Medio Ambiente y Agua; SENAMHI, 2018)

4.4.2 BALANCE HÍDRICO SUPERFICIAL PARA CONDICIONES CLIMÁTICAS FUTURAS EN BOLIVIA

De acuerdo al informe de balance hídrico de Bolivia (1980-2016) se ha realizado un análisis de trayectorias climáticas potenciales futuros. En la ejecución de este análisis, se desarrollaron series climáticas usando el método de reducción de escala denominado K-NN (o vecinos cercanos) para generar proyecciones climáticas de precipitación y temperatura a los horizontes prospectivos de mediano plazo (2020-2050) y largo plazo (2050-2099). Para cada uno de los periodos futuros analizados, existen simulaciones prospectivas del balance de largo plazo utilizando el modelo WEAP (Water Evaluation and Planning System) donde se establecieron los cambios en las magnitudes de precipitación, evapotranspiración (potencial y real) y escorrentía. (Ministerio de Medio Ambiente y Agua; SENAMHI, 2018)

Los dos escenarios considerados – MPI-ESM-MR y CESM-CAM5 – proveen un rango de comportamientos divergentes, especialmente en relación con los cambios esperados en la precipitación de largo plazo. De manera general, el escenario MPI presenta un panorama de reducción de la precipitación de entre -3 y -8%, mientras que el escenario CESM establece un comportamiento relativamente estable de la precipitación para el periodo 2020-2050, seguido de un incremento importante para el periodo 2050-2099, de entre +6 y +17%.

En los dos escenarios y periodos prospectivos considerados, los resultados indican valores comparables en relación con el cambio en la ETP, de entre +4 y +7% (2020-2050) y entre +10 y

+17% (2050-2099), como resultado del incremento esperado en la temperatura entre 1.5 y 4.02°C. En contraste, los escenarios muestran cambios divergentes en relación con la magnitud de precipitación, desde -8% (MPI-ESM-MR), hasta +3% (CESM-CAM5) para el horizonte prospectivo 2020-2050, y desde -7% (MPI-ESM-MR), hasta +17% (CESM-CAM5) para el horizonte prospectivo 2050-2099.

Figura 42: Cambios relativos en los diferentes componentes del balance hídrico para los diferentes escenarios (MPI-ESM-MR y CESM-CAM5) y periodos prospectivos en cada una de las macrocuencas de Bolivia.

PRECIPITACIÓN TOTAL ANUAL					EVAPOTRANSPIRACIÓN POTENCIAL				
Cambio porcentual respecto a la condición de referencia					Cambio porcentual respecto a la condición de referencia				
Macrocuenca	2020-2050		2050-2099		Macrocuenca	2020-2050		2050-2099	
	CESM	MPI	CESM	MPI		CESM	MPI	CESM	MPI
Amazonica	-1%	-3%	6%	-7%	Amazonica	4%	4%	10%	11%
Del Altiplano	3%	-8%	17%	-3%	Del Altiplano	6%	7%	16%	17%
Del Plata	-1%	-8%	8%	-7%	Del Plata	5%	5%	12%	13%

ESCORRENTÍA					EVAPOTRANSPIRACIÓN REAL				
Cambio porcentual respecto a la condición de referencia					Cambio porcentual respecto a la condición de referencia				
Macrocuenca	2020-2050		2050-2099		Macrocuenca	2020-2050		2050-2099	
	CESM	MPI	CESM	MPI		CESM	MPI	CESM	MPI
Amazonica	-7%	-10%	7%	-19%	Amazonica	1%	0%	7%	0%
Del Altiplano	-23%	-51%	-8%	-51%	Del Altiplano	5%	-5%	13%	1%
Del Plata	-25%	-40%	-28%	-57%	Del Plata	2%	-4%	12%	-1%

Fuente: (Ministerio de Medio Ambiente y Agua; SENAMHI, 2018)

En conjunto, los cambios proyectados en los escenarios de ETP y la precipitación, conducen a cambios importantes en los demás componentes del balance hídrico, en particular el componente de escorrentía (Q) de las cuencas del Plata y del Altiplano, donde se anticipa una mayor sensibilidad por su condición climática semiárida. En el caso más crítico, correspondiente al escenario MPI-ESM-MR, en estas dos macrocuencas el efecto conjunto del incremento en la temperatura y la reducción de la precipitación, conduce a un cambio de respectivamente entre -40 y -51% de los caudales medios en el horizonte prospectivo 2020-2050, y de -51 y -57% para periodo 2050-2099. En el caso del escenario CESM-CAM5, los resultados muestran resultados similares, si bien con magnitudes de cambio menores, entre -23 y -25% (2020-2050) y -8 y -28% (2050-2099). En el caso de la cuenca Amazónica, caracterizada por condiciones hidro-climáticas húmedas los resultados indican una respuesta mucho menos drástica en la respuesta de la

escorrentía, con cambios entre -7 y -10% para el periodo (2020-2050) y de entre +7 y -19% para el periodo (2050-2099).

4.5 DISPONIBILIDAD DE AGUA EN BOLIVIA

En el sector energético, los planes para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero suelen basarse en las presunciones, a menudo optimistas, sobre la disponibilidad suficiente de agua para una expansión masiva de la capacidad de generación de energía hidroeléctrica y de biocombustibles. Teniendo en cuenta la importancia del recurso hídrico para la producción de H₂V, se revisó el Plan Nacional de Cuencas, el Programa Plurinacional de Gestión Integrada de los Recursos Hídricos y Gestión Integral de Cuencas y el Plan Plurinacional de Recursos Hídricos para poder analizar la disponibilidad de agua en Bolivia. Se puede concluir que Bolivia cuenta con abundantes recursos hídricos, lo que lo convierte en uno de los países con mayores recursos hídricos del planeta. La Figura 43 muestra este rico potencial hídrico, siendo los ríos Titicaca y Poopó en los departamentos de La Paz y Oruro, respectivamente, los que contienen las mayores cantidades de agua. El lago Titicaca tiene una superficie de 8.030 km² y el lago Poopó tiene una superficie de 1.337 km². (Deloitte, 2023)

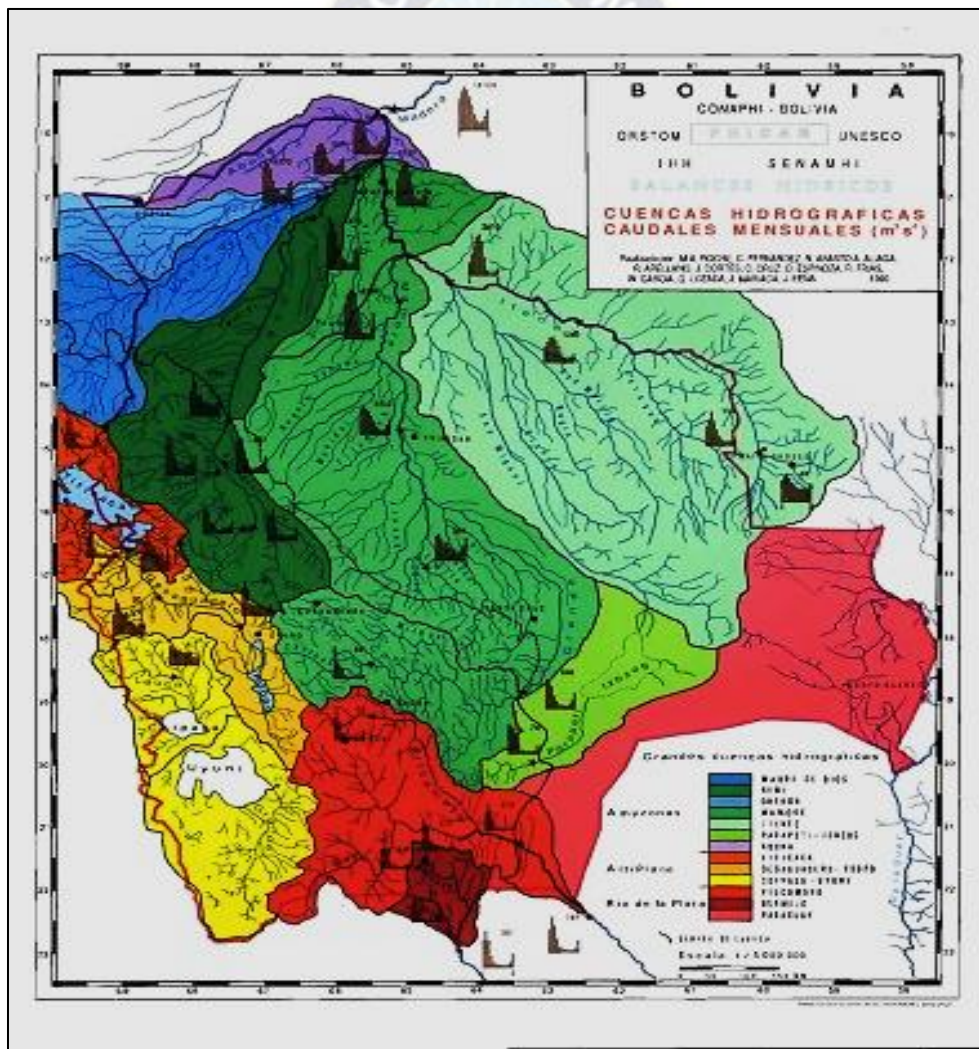
Con base en los recursos hídricos de las tres cuencas principales, es importante mencionar que, en el Altiplano, los valles andinos centrales y sur, el Chaco, la Chiquitanía y parte de la sabana amazónica, la evapotranspiración supera a la precipitación durante largos períodos del año. Lo anterior es importante porque la producción de hidrógeno no puede depender de las precipitaciones, sino que el suministro de agua debe provenir de fuentes estables como ríos, lagos, pantanos, acuíferos subterráneos o incluso de una red de suministro industrial (dependiendo de la capacidad instalada y disponibilidad de agua en la red). Es importante señalar que la producción inicial de hidrógeno verde no requiere un alto consumo de agua. En general, se requieren 10 l de agua desmineralizada por MW de electrolizador instalado para producir 1 kg de H₂V. Cabe destacar que el consumo total de agua es ligeramente mayor dependiendo de la calidad del agua, ya que es pretratada para conseguir la calidad requerida por los electrolizadores y se pierde agua en el proceso. En este sentido, Bolivia cuenta con la disponibilidad de agua necesaria para la producción inicial de H₂V. Sin embargo, el factor de ubicación de los sitios e instalaciones de producción de H₂V jugará un papel fundamental en la explotación y establecimiento de un uso eficiente de los recursos hídricos, ya que, por ejemplo, las zonas más

pobladas de Bolivia se caracterizan por cortes periódicos de escasez para mantener los sistemas de producción agrícola y las necesidades de la población.

Por lo tanto, si bien la mencionada escasez en zonas más pobladas no representa una limitación para la ubicación de posibles instalaciones productivas, es importante tener esto en cuenta en la Gestión Integrada de los Recursos Hídricos (GIRH) y la Gestión Integral de Cuencas (MIC), y en los objetivos del Plan Nacional de Cuencas (PNC) a mediano y largo plazo, el abastecimiento de agua para la futura producción de hidrógeno verde a escala industrial.

(Deloitte, 2023)

Figura 43: Cuencas hidrográficas de Bolivia.



Fuente: (Deloitte, 2023)

4.6 SITUACIÓN ACTUAL EN BOLIVIA: SEQUÍA

En pleno 2023 la falta de agua golpeó a Bolivia. En siete de los nueve departamentos de esta nación hay sequía. Uno de ellos, Oruro, se ha declarado en situación de desastre; mientras que otros dos, Chuquisaca y Cochabamba, están en emergencia, señaló el viceministro de Defensa Civil del Ministerio de Defensa, Juan Carlos Calvimontes, el lunes 2 de octubre, se considera que la falta de agua en Bolivia ha afectado a más de 487 000 familias, según cifras gubernamentales y se espera que la situación se agrave entre enero y mayo de 2024. Por otro lado, se conoce que el nivel del Lago Titicaca se ha reducido en 132 centímetros por debajo del promedio histórico normal lo que ha preocupado a población, este tema no solo es preocupante en Bolivia sino a también a nivel mundial y la principal causa de estos cambios climáticos, como dicen un estudio científico que recoge información de los últimos 70 años, es el aumento de la temperatura. La falta de lluvia tiene consecuencias tanto en el campo como en las ciudades. El ministerio de Defensa, informó que más de 131 000 animales de la ganadería boliviana padecían por la poca agua disponible para beber y que, por lo menos, 10 238 animales de la ganadería ya se han perdido. También informó que 10 000 hectáreas de cultivo estaban afectadas. En las ciudades afectadas por la sequía, el suministro de agua es limitado. (Sierra Praeli, 2023)

En la ciudad de La Paz no hay racionamiento de agua, pero el gobierno ha iniciado una campaña para que la ciudadanía reduzca su consumo. En El Alto, ciudad cercana a La Paz con más de un millón de habitantes, el gobierno municipal también pidió a los vecinos hacer un uso racional del agua, ya que las presas Tuni Condoriri y Alto Milluni, que abastecen de agua a la ciudad, están al 50% y 23% de su capacidad. En la ciudad de Potosí la oferta de estos servicios es limitada e incluso se utilizan camiones cisterna para llevar agua a diversas zonas. La sequía es el resultado de una combinación de factores, incluido el cambio climático y fenómenos naturales como El Niño, que llegó inusualmente temprano este año hace que la creciente incertidumbre obligue a familias y niños a migrar a las ciudades, ejerciendo presión sobre la infraestructura urbana y teniendo un impacto perjudicial en la educación y la estabilidad de niños y adolescentes. (Save the Children, 2023)

4.7 SUMINISTRO DE AGUA PARA PRODUCIR H₂V

Teniendo en cuenta la disponibilidad de agua y factores como la sequía que pueden afectar la producción de hidrógeno verde a partir del proceso de electrólisis, se llega a la

conclusión de que se debe disponer de pozos subterráneos “propios” que deben estar ubicados cerca a la fuente de energía renovable en la región del Altiplano para así no afectar al suministro de agua de localidades cercanas que cuentan con sus propias fuentes de agua.

Sin embargo, se debe tomar en cuenta que, para procesar el agua subterránea mediante electrólisis, primero se debe tratar para eliminar cualquier contaminante. El proceso de tratamiento puede incluir varios métodos de descontaminación, como carbón activado, separación de aire y biorreactores. El método de tratamiento específico utilizado dependerá del tipo y concentración de contaminantes presentes en el agua subterránea. Una vez que el agua alcanza los estándares regulatorios, se puede descargar o reutilizar. Es importante señalar que el tratamiento del agua subterránea es necesario antes de que pueda utilizarse para cualquier fin, incluida la electrólisis. (Orellana, 2009)



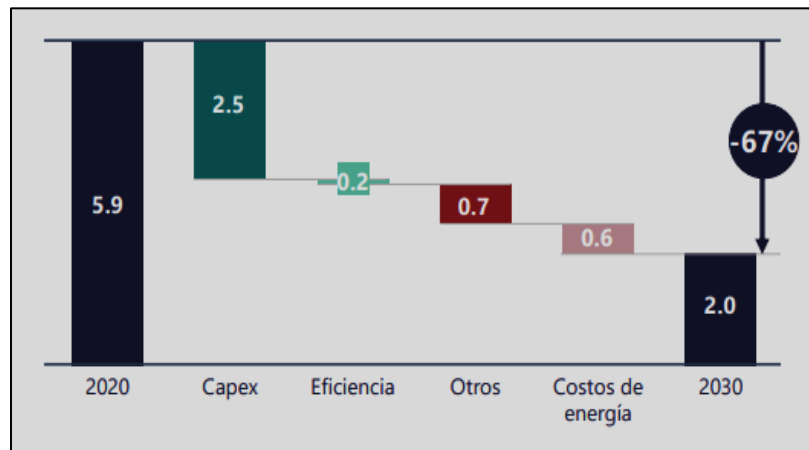
CAPÍTULO V

ESTUDIO ECONÓMICO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE H₂V

5.1 PROYECCIONES GENÉRICAS DEL COSTO DE H₂V

Las proyecciones de costos de H₂V se basan en gran medida en informes y proyectos realizados en Chile, puesto que es el país con la tecnología del hidrogeno verde con un avance abismal comparado a nivel sudamericano. La consultora global McKinsey & Company en coordinación con el gobierno de Chile, predice que los costos de producción de hidrógeno verde caerán un 67% en los próximos 10 años, a partir de 2020. Esta reducción hace que el hidrógeno verde se vuelve totalmente competitivo con el coste del hidrógeno gris. Este optimismo sobre futuras reducciones de costos de H₂V se basa en gran medida en las perspectivas de la reducción de los gastos de capital (CAPEX) que se lograrán mediante la compra de equipos de electrólisis de agua. La Figura 44 presenta la justificación para reducir el costo final del hidrógeno verde. (Vásquez Alarcón, 2021)

Figura 44: Reducción de costos de producción de H₂V.



Fuente: (Ministerio de energía, Chile, 2020)

Se debe considerar las siguientes estimaciones:

- CAPEX decrece 76% para electrolizadores, por escalamiento y mejoras técnicas.
- Se incrementa el tamaño eficiente de 2 MW a 80-90 MW.

- Mejora de eficiencia de 64% a 70% en 2030 resultando en menor consumo eléctrico.
- Costos de operación y mantenimiento se reducen (efecto de aprendizaje).
- Costos de la energía solar fotovoltaica cae de 31 a 19 USD/MWh asumiendo conexión directa a producción de H₂V, sin considerar los costos de transmisión.

Estas estimaciones implican que se proyecta que el costo del hidrógeno verde llegará a caer 2/3 al año 2030 con respecto a 2020. El informe McKinsey & Co (2020) proyecta unos costos nivelados decrecientes hasta el año 2050. Estos resultados, lucen extraordinariamente optimistas, ya que indican que podrían alcanzarse costos incluso tan bajos como 0.8 USD/kg. Cabe mencionar que de acuerdo a proyectos en otros países como en Australia, su hoja de ruta del hidrógeno proyecta reducciones en el costo de las tecnologías de bajas emisiones a un punto en el que sean competitivas con las convencionales. (Vásquez Alarcón, 2021)

5.2 LCOH ALREDEDOR DEL MUNDO

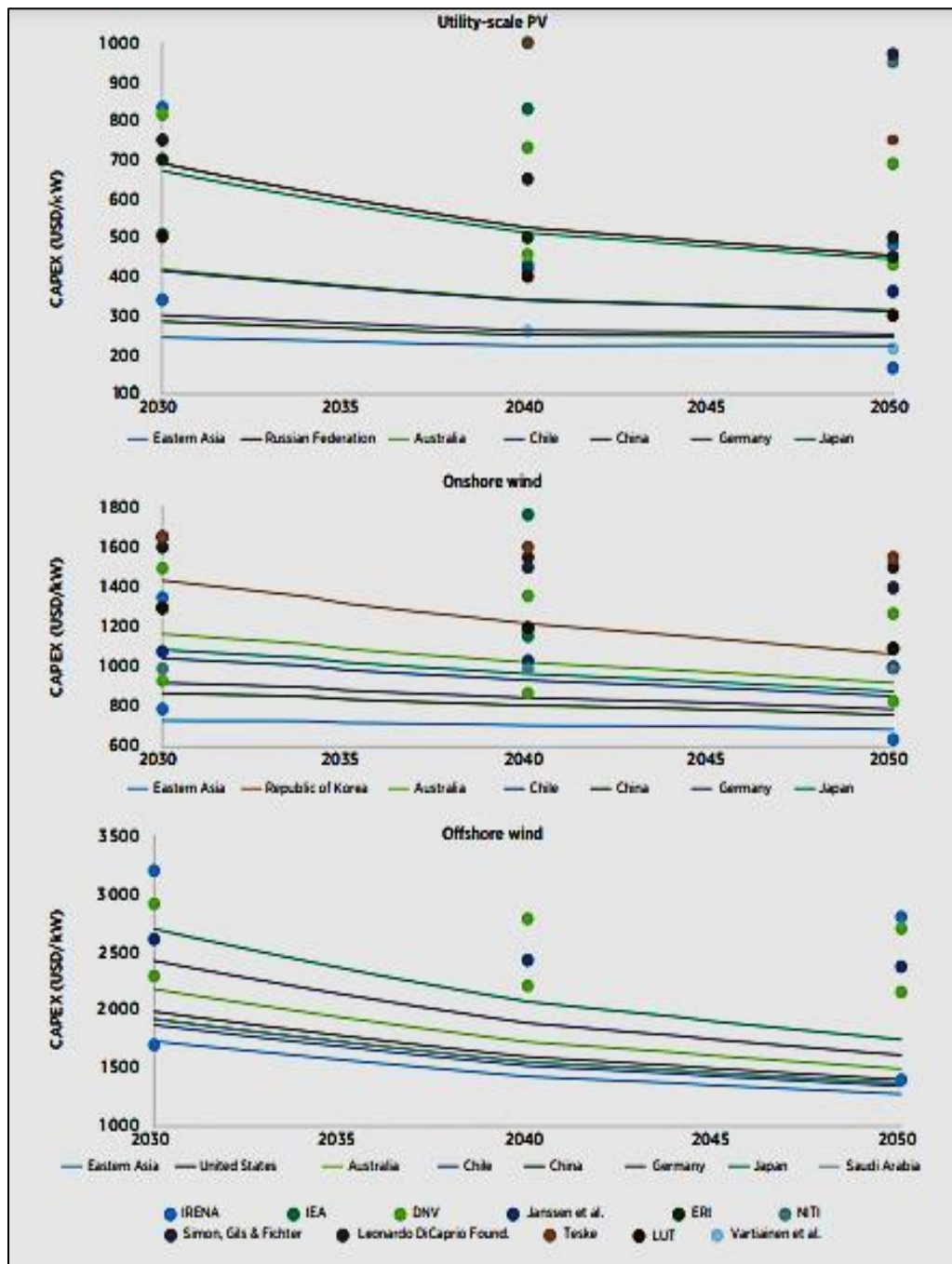
El coste nivelado del Hidrógeno (LCOH, Levelized Cost Of Hydrogen) es una variable que muestra los costos de producción de 1 Kg de Hidrógeno Verde tomando en cuenta los costos de inversión estimados requeridos como costos de operación del activo en temas de producción (Energy & Industrial Energy - Department for Business, 2021). Para el cálculo de LCOH se consideran los siguientes factores:

- CAPEX (Capital Expenditure): son los costes de construcción de la planta y de la adquisición de los equipos necesarios.
- OPEX (Operating Expenditure): son los costes asociados a la operación y mantenimiento de la planta en condiciones de producción eficaz.
- Producción estimada: es la producción estimada durante un periodo de tiempo.

Según un estudio realizado por LAZARD, los costes de electricidad oscilan entre el 40 y el 70% del LCOH para un electrolizador de 20 MW. Por tanto, el LCOH depende en gran medida de las fuentes de electricidad utilizadas. El segundo costo significativo está asociado con la compra y uso de electrolizadores, el cual se estima disminuirá como resultado del desarrollo y crecimiento de las tecnologías de producción de H₂V a escala industrial (Lazard, 2021). En cuanto a la producción de Hidrógeno Verde utilizando energía fotovoltaica presenta un menor

CAPEX en comparación con la energía eólica terrestre y marina, siendo posible llegar a valores de aproximadamente 200 \$/kW para 2050 en Chile (Figura 43). (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2022)

Figura 45: Tendencias de CAPEX para tecnologías renovables hacia 2050 bajo condiciones optimistas.



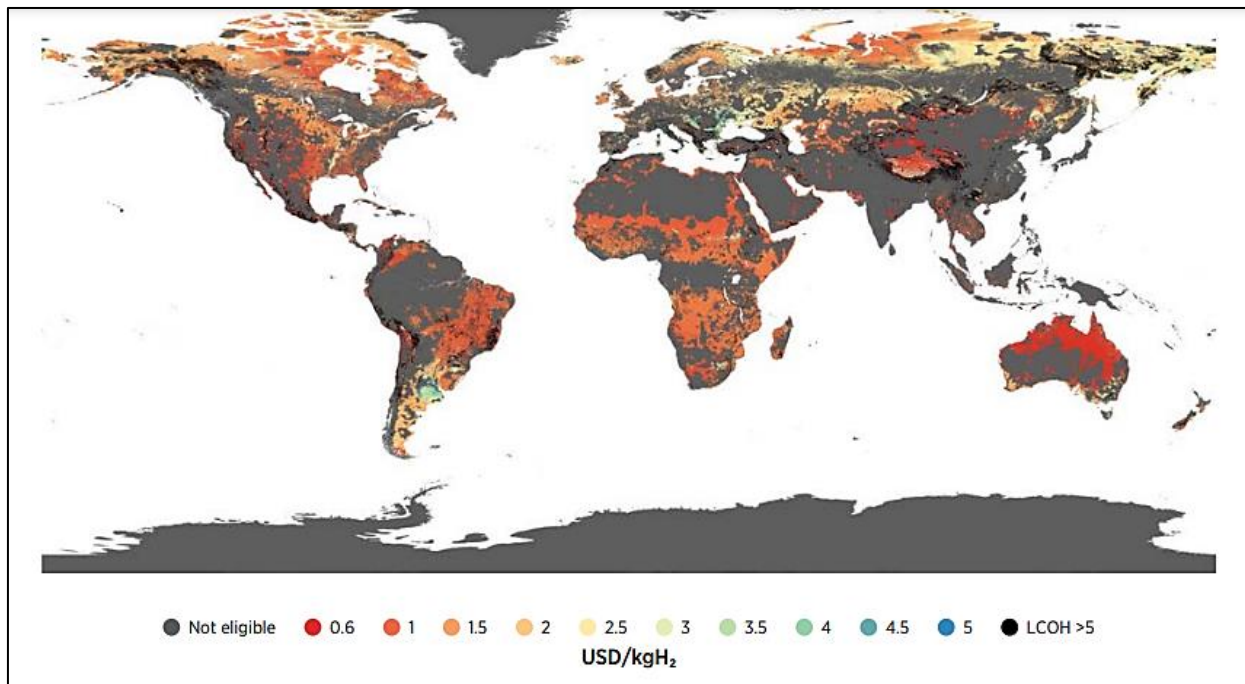
Fuente: (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2022)

Según un informe realizado por IRENA, América Latina es la segunda región con mayor potencial para suministrar Hidrógeno Verde a un precio inferior a 2 dólares/kgH₂ para 2050 (bajo condiciones optimistas). Según estimaciones de LCOH para 2030 (que toma en cuenta la escasez de agua), Bolivia tiene áreas en su territorio que permiten ganancias de LCOH de entre 1,5 y 2,5 \$/kgH₂ y, para 2050 (teniendo también en cuenta la escasez de agua), se estima que se pueden alcanzar valores de LCOH entre 0,6 y 1 \$/kgH₂ (Figura 46), ambos en condiciones optimistas. (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2022)

Es necesario caracterizar esta información genérica de costes de producción de H₂V para Bolivia. Está claro que los costes de generación de H₂V están influenciados fuertemente por el coste de energía eléctrica.

Estos costes son muy variables según cada país y dependen en gran manera de la estrategia nacional para promocionar una economía de H₂V. Es por eso que esta estrategia es fundamental para hacer que la introducción de H₂V sea atractiva para el sector público y privado para que de ese modo puedan acelerar o, en el peor caso, ralentizar la generación de H₂V.

Figura 46: Mapa global del LCOH del hidrógeno verde en 2050 considerando la escasez del agua



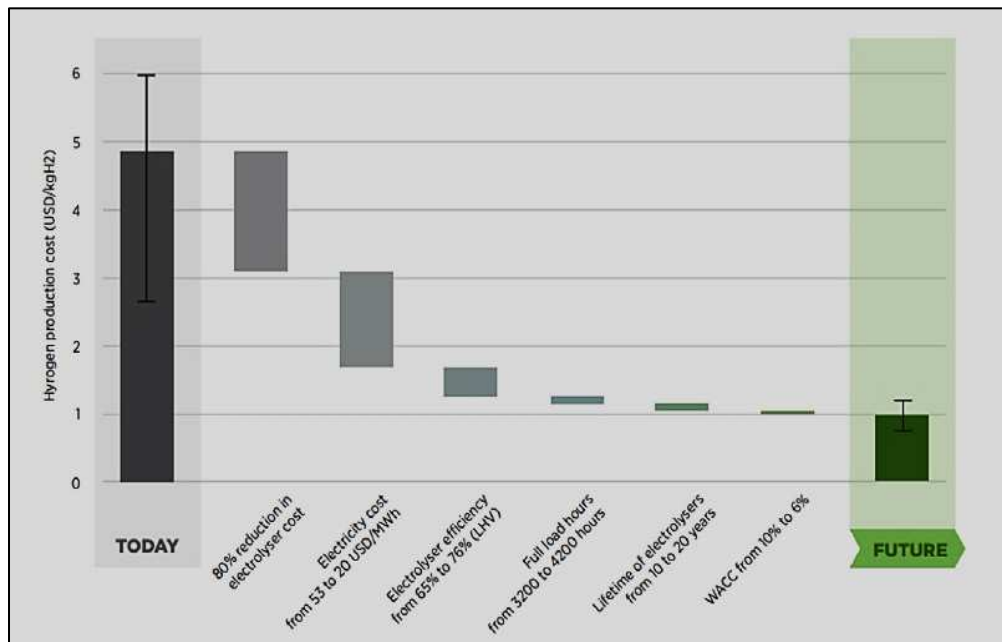
Fuente: (Deloitte, 2023)

5.3 PREDICCIÓN DEL LOCH EN BOLIVIA

5.3.1 PRODUCCIÓN DE H₂V

Como se explicó anteriormente, existen dos parámetros básicos para estimar LCOH: CAPEX y el costo de la electricidad. Actualmente, el rango de producción de H₂V es muy amplio, alcanzando precios entre 5 y 6 \$/kgH₂V en la mayoría de países. Reducir el LCOH a precios inferiores a 1 dólar/kgH₂V aproximadamente equivalente al precio del hidrógeno gris, este representa una reducción del 80% de su coste actual al reducir el coste de la electricidad y los electrolizadores y aumentar su eficiencia y utilidad se puede conseguir durante toda su vida. En la Figura 47 se puede observar que reducir el coste de la electricidad a 20\$/MWh y reducir el coste de los electrolizadores en un 80% son los dos factores principales para conseguir un LCOH inferior a 1\$/kgH₂V (Green Hydrogen Cost Reduction, 2020)

Figura 47: Desglose de la reducción del LCOH para lograr un LCOH inferiores a 1 \$/kgH₂V en 2050.

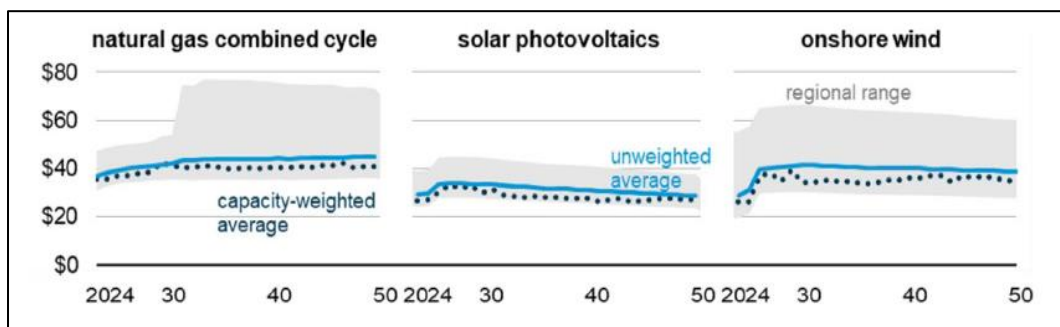


Fuente: (Energy Information Administration (IEA), 2022)

En cuanto al coste de la electricidad para la producción de H₂V, dependerá del LCOE (Levelized Cost Of Energy) que directamente se enfatiza en las fuentes de energía renovables. En Bolivia las fuentes de energía renovables con mayor potencial son la energía fotovoltaica, eólica, hidráulica y biomasa. Para la energía solar y la energía eólica terrestre, varias organizaciones

establecidas estiman que sus respectivos LCOE disminuirán en el futuro, alcanzando valores de aproximadamente 25 dólares/MWh y 30 dólares/MWh para 2050, respectivamente. Parece conveniente suponer que, dado el potencial de estos recursos energéticos en Bolivia, estos objetivos de largo plazo se lograrán dado que la estrategia nacional favorece la economía H₂V. De acuerdo con lo anterior, en la Figura 48, la línea de puntos corresponde a la capacidad instalada estimada LCOE ponderada, la línea azul al LCOE no ponderado y el área gris al rango de valores posibles, logrando así valores inferiores al LCOE del ciclo combinado del gas natural. (Energy Information Administration (IEA), 2022)

Figura 48: Evolución en función del tiempo del LCOE de la energía fotovoltaica y eólica en comparación con el LCOE del ciclo combinado con gas natural en \$/MWh.



Fuente: (Energy Information Administration (IEA), 2022)

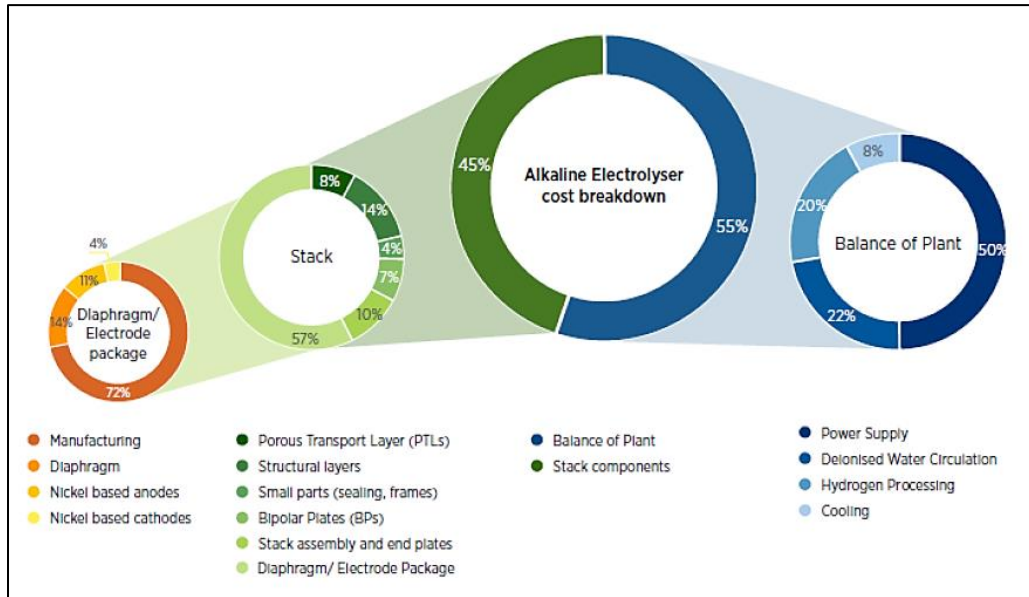
5.3.1.1 PARÁMETROS PARA EL CAPEX DEL ELECTROLIZADOR

En términos de costos de capital, tanto para los electrolizadores alcalinos como para los PEM, se da mayor peso a los costos asociados con los elementos de equilibrio de la planta, como los sistemas auxiliares y los equipos necesarios para operar la planta H₂V. Este costo representa el 55% del costo total del electrolizador (Figura 49 para el electrolizador alcalino y Figura 50 para el electrolizador PEM). El 45% restante está asociado a componentes de electrolizadores (Deloitte, 2023).

Gracias a que la tecnología PEM es en gran medida electrónica, sus costos se han reducido mucho en los últimos años debido a los avances tecnológicos y además estos costos están influenciados por las economías de escala y la producción masiva de electrolizadores. Es por ello que en las últimas décadas se ha producido una reducción de costes similar a la de la tecnología de paneles fotovoltaicos, ya que ambas obtienen los mismos beneficios al ser ambas tecnologías de base electrónica y modulares. La Figura 48 muestra el cambio esperado en los

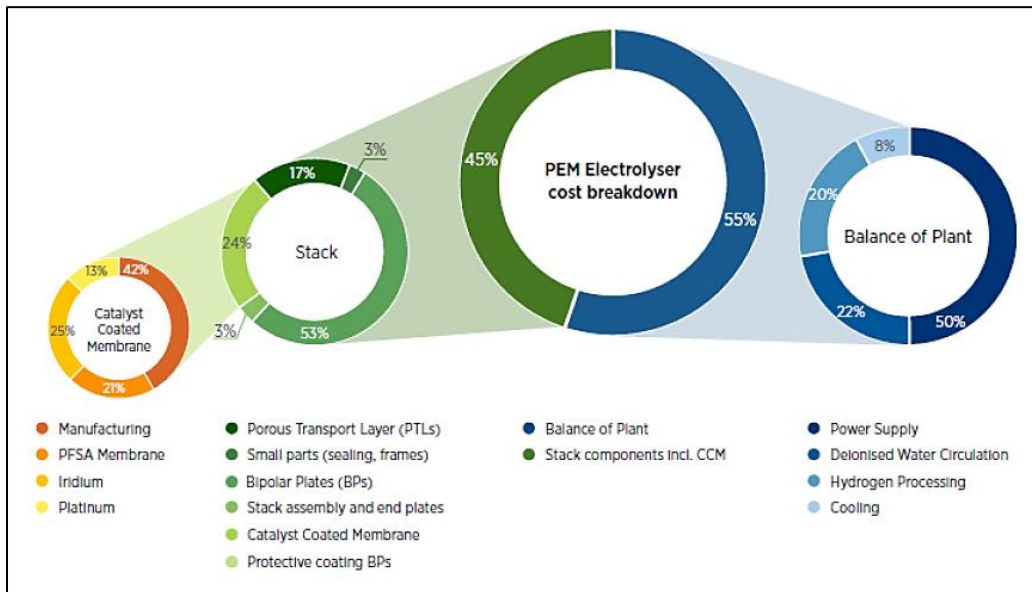
costos de instalación de plantas de electrólisis que utilizan tecnología PEM. Cabe señalar que en 15 años caerán hasta aproximadamente el 20% del valor actual, lo que es una de las razones del fuerte crecimiento que se espera en el mercado del hidrógeno verde (Jiménez Sáez, 2020).

Figura 49: Desglose del CAPEX de un electrolizador alcalino.



Fuente: (Deloitte, 2023)

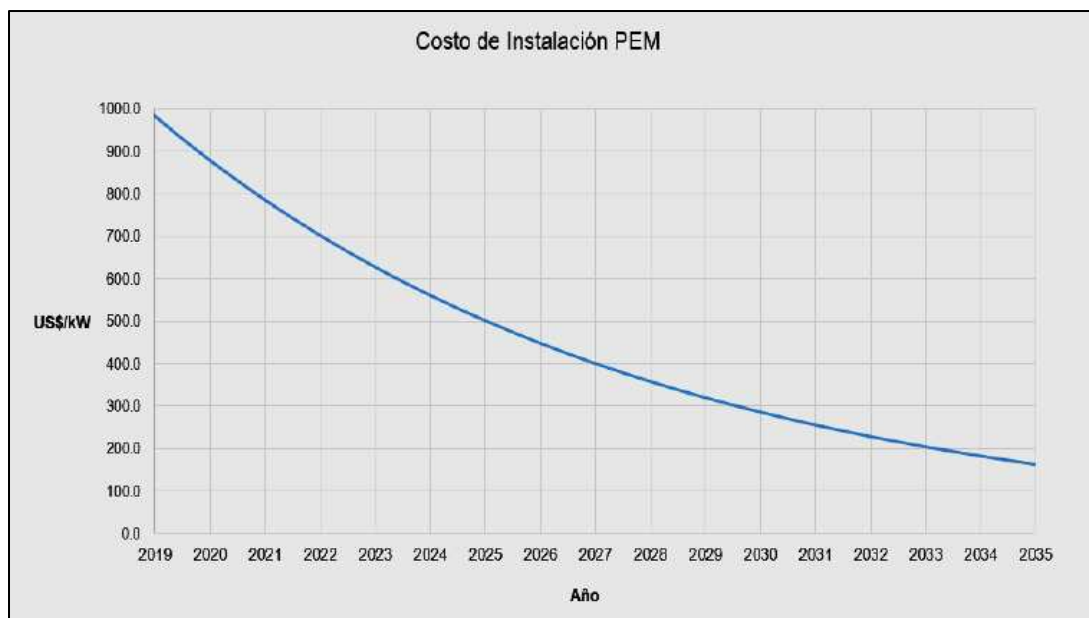
Figura 50: Desglose del CAPEX de un electrolizador PEM.



Fuente: (Deloitte, 2023)

Se conoce por distintos autores que un electrolizador PEM de 50 MW aproximadamente tiene un precio de 50 M€, que, adicionando los costes de instalación, llega a un total de aproximadamente 80 M€, que equivale a un CAPEX de 1,6 M€/MW. Por otro lado, un electrolizador PEM de 1 MW tiene un precio de 2 M€ aproximadamente, que equivale a un CAPEX de 2 M€/MW. De esta forma, es posible apreciar que un electrolizador de 50 MW tiene un menor CAPEX que un electrolizador de 1 MW. Teniendo en cuenta, además, el aumento de la producción con la potencia, la rentabilidad total de producción de hidrógeno con un electrolizador de 50 MW es mucho mayor que la de un electrolizador de 1 MW, pero eso implica mayor inversión. (Deloitte, 2023)

Figura 51: Proyección del costo de instalación de electrolizadores PEM.

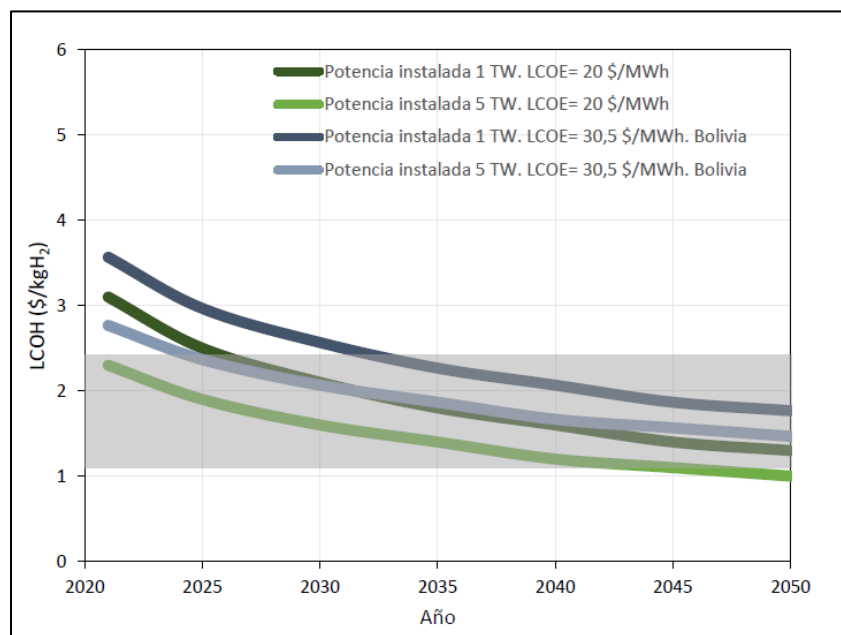


Fuente: (Jiménez Sáez, 2020)

En el caso de Bolivia, el LCOE en 2021 variaba entre US\$ 50 y 30,5 por MWh, considerado un valor competitivo frente a otros países de la región. Si se contempla que el LCOE se mantiene constante, se obtendrán las dos tendencias azules de la figura 52. Al igual que en las otras cuatro curvas anteriores, el tono oscuro corresponde a una potencia de celda de 1 TW, y el tono claro para una potencia de celda de 5 TW. Como se observa en el LCOE de 2021, el H₂V podría ser competitivo con una capacidad de celda instalada de 5 TW a partir de 2025, y en el caso de 1 TW a partir de 2034 aproximadamente. Sin embargo, plantear altas potencias de electrolizadores (TW) llegaría a ser poco realista considerando las limitaciones de producción y

las inversiones requeridas. Por ello, se pretende proponer como objetivo instalar 70MW de electrolizadores para el año 2030 e incrementar este valor hasta 11,5 GW para el año 2050, de forma que cubra toda la posible demanda interna de H₂V. El decrecimiento del LCOH en función del tiempo solo tiene en cuenta el avance tecnológico que plantea una reducción del CAPEX de los electrolizadores. Si al mismo tiempo se adiciona una disminución del LCOE y el incremento de la potencia instalada de electrolizadores se obtendrán menores costes de LCOH. (Deloitte, 2023)

Figura 52: Estimación de la evolución del LCOH con el tiempo en función de la potencia instalada para Bolivia.



Fuente: (Deloitte, 2023)

Una predicción en cuanto a los costos de producción del hidrógeno verde se debe calcular el LCOH (Costo Nivelado de H₂), que representa el costo de producir 1 kg de H₂ en determinadas condiciones. Para el cálculo se realizará un análisis en Excel. todos los costos asociados a la producción de hidrógeno en una ventana de tiempo en la que la instalación de producción está en operación y luego se divide por la cantidad de hidrógeno producido. (Jiménez Sáez, 2020)

5.3.2 COSTOS POSIBLES DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE H₂V

Otras etapas de la cadena de suministro de hidrógeno también tienen varias alternativas viables en etapa de desarrollo, sin embargo, para seleccionar alguna se deben considerar muchos

factores, como el uso que se le dará, la distancia a transportar, la presión requerida, escala de producción, etc. Tomando en cuenta estos factores, el análisis de estas etapas realizado en conjunto, muestra que son factibles para posteriormente seleccionar el proceso más adecuado en función de la aplicación deseada. Sin embargo, en el caso de Chile, la alternativa preferida para la mayoría de las aplicaciones es in situ. Debido a que la demanda generalmente se distribuye entre varias plantas, por ejemplo, en las minas u otro tipo de industrias donde el consumo individual puede ocurrir cerca, de esta manera se podría reducir la inversión requerida en infraestructura de almacenamiento y transporte. (Jiménez Sáez, 2020)

Con relación al almacenamiento, las tecnologías con mayor disponibilidad comercial son la compresión, la licuefacción y el uso de portadores químicos. Mientras tanto, para el transporte existen tuberías, contenedores, barcos, etc. Existe una compensación entre los costos de conversión y transporte del hidrógeno, como se puede ver en las tablas 7 y 8 se percibe a largas distancias con amoníaco y LOHC (portador orgánico de hidrógeno licuado) son más económicos de transportar, por ende, a mayor distancia son opciones más viables, mientras que para distancias menores a 100 [km] la transformación no se justifica. (Jiménez Sáez, 2020)

Tabla 10: Costos de conversión de H₂V para almacenamiento y transporte.

MÉTODO	COSTO (USD/Kg de H ₂)
Síntesis de Amoniaco	1,00
Síntesis de LOHC	0,45
Licuefacción	1,00
compresión	0,30

Fuente: (Jiménez Sáez, 2020)

Tabla 11: Costos de transporte de H₂ en [USD/kgH₂]

SUSTANCIA	CAÑERÍAS			BARCO			Km
	100	1000	3000	100	1000	3000	
Amoniaco	0,1	0,4	1,2	0,1	0,15	0,2	
LOHC	0,1	0,4	1,2	0,11	0,2	0,3	
H ₂	0,15	0,65	2,0	0,9	1,2	1,4	

Fuente: (Jiménez Sáez, 2020)

5.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.4.1 COSTOS DE INVERSIÓN

5.4.1.1 AGUAS SUBTERRÁNEAS COMO MATERIA PRIMA

En el capítulo IV se determinó que, para el abastecimiento de agua, se utilizaría aguas subterráneas provenientes de pozos, el costo de la perforación de los mismos bordea los 30.000 \$ hasta los 50.000 \$. Uno de los factores determinantes para el costo de estos pozos es la profundidad de perforación y el caudal de agua de pozo por lo que se tomará el caso más desfavorable de 50.000\$, dicho valor será tomado en cuenta en la parte del pretratamiento de aguas.

5.4.1.2 DESALINIZACIÓN DEL AGUA

Los costos de generar agua desalinizada actualmente limitan esta opción sólo a aquellas actividades de mayor rentabilidad económica: Industria, consumo humano, agricultura de alta rentabilidad, turismo, entre otras. El costo por volumen de agua tratado es muy variable y el costo energético varía entre 2 - 21,35 KWh/ m³ dependiendo de la tecnología, el tamaño de planta, características del agua entre otros. Plantas desalinizadoras en el país vecino Chile y en España han considerado utilizar la tecnología de osmosis inversa. (Tapia & Cofre, 2021)

Tras la revisión exhaustiva de información sobre el costo de inversión de una planta desalinizadora con la tecnología de Osmosis Inversa se tomará como referencia bibliografía chilena que cuenta con el equipo de pretratamiento de aguas y el equipo de desalinización por osmosis inversa bajo los siguientes parámetros. (Lisboa Campos, 2023)

Para el CAPEX del pretratamiento de aguas (PTAS) y de Pretratamiento por Osmosis Inversa (PTOI) se los hallará con las siguientes ecuaciones:

$$CAPEX_{PTAS} = 48676 * Q_d + 284782 \quad (21)$$

$$CAPEX_{PTOI} = 800 * Q_d[m^3] \quad (22)$$

$$Q_d = 1.2 \frac{l}{s}$$

$$Q_d = 4,8 \frac{l}{s} * \frac{3600s}{1 h} * \frac{1 m^3}{1000 l} * \frac{24 h}{1 día} = 414.72 m^3$$

$$Q_d = 4,8 \frac{l}{s} * \frac{3600s}{1 h} * \frac{1 m^3}{1000 l} * \frac{24 h}{1 día} * 365 = 151372,8 m^3$$

Plasmados en tabla:

Tabla 12: Consumo de agua (H₂O) mensual y anual de acuerdo al caudal presentado

CONSUMO DE H ₂ O	
M ³ DIA	M ³ AÑO
414,72	151372,8

Con la ecuación 21 y 22 determinamos el Capex:

$$CAPEX_{PTAS} = 48676 * 4,8 + 284782$$

$$CAPEX_{PTAS} = 518426,8 [USD]$$

$$CAPEX_{PTOI} = 800 * 414,72 [m^3]$$

$$CAPEX_{PTOI} = 331776 [USD]$$

Para determinar el Opex se tendrá lo siguiente:

$$OPEX_{PTAS} = 0,2 * Q_d [m^3] \quad (23)$$

$$OPEX_{PTAS} = 0,2 * 151372,8 [m^3]$$

$$OPEX_{PTAS} = 30274,56 \left[\frac{USD}{m^3} \right] \quad (24)$$

$$OPEX_{PTOI} = 0,7 * Q_d [m^3] \quad (25)$$

$$OPEX_{PTOI} = 0,7 * 151372,8 [m^3]$$

$$OPEX_{PTOI} = 105960,96 \left[\frac{USD}{m^3} \right] \quad (26)$$

Y para el costo de agua se tiene:

$$\text{Costo agua} \left[\frac{USD}{m^3} \right] = \frac{CAPEX_{PTAS} + CAPEX_{PTOI} + OPEX_{PTAS} + OPEX_{PTOI} + 50000}{\text{cantidad de agua consumida}} \quad (27)$$

Se adiciona la inversión en perforación de pozos (50.000\$) para que se suministre aguas subterráneas. Y es así que con esos datos se hallaron los siguientes valores de la tabla:

Tabla 13: Costo del agua tratada para su posterior uso en el electrolizador

Caudal [l/s]	CAPEX PTAS [USD]	CAPEX PTOI [USD]	OPEX PTAS [USD]	OPEX PTOI [USD]	COSTO AGUA [USD/M3]
4.8	518426,8	331776	30274,16	105960.96	6.84

En cuanto al consumo de Energía en el proceso de pretratamiento de aguas trabajando con los siguientes parámetros (Lisboa Campos, 2023):

Tabla 14: Consumo de energía por volumen de agua

CONSUMO DE ENERGÍA KWh/m³
2

5.4.1.3 ELECTROLIZADOR

En primera instancia se evaluará los costos de capital (CAPEX) para un electrolizador acorde a las necesidades del proyecto, de acuerdo con la información brindada por Siemens Energy, el electrolizador incluye gran parte de los componentes necesarios para la electrólisis.

Para este proyecto se asumen los costos que tendrán estos equipos (tabla 11) mediante los valores presentados en distintas bibliografías que indican que para el año 2025 los CAPEX están en el rango de 700 a 1100 USD/kW y OPEX de 14 a 20 USD/kW/año dependiendo la potencia del electrolizador. (Araneda Orellana, 2022)

Tabla 15: CAPEX y OPEX de electrolizador SILYZER 300

ELECTROLIZADOR PEM	CAPEX	OPEX
Silyzer 300 (Siemens Energy)	\$700 USD/kWe	14 USD/kWe /año

Tabla 16: Parámetros del electrolizador

INPUTS DEL ELECTROLIZADOR		UNIDAD
Potencia nominal	70000	kW
CAPEX Electrolizador	700	\$/KW
Factor de escala Capex	0,9	
Costo del agua	6.76	\$/m3
Requerimiento de agua	10	L/kg
Tiempo de Operación	70000	horas
Proporción del CAPEX total	0,4	
OPEX Electrolizador	14	\$/W/año
Eficiencia de conversión	0,02	kg H2/kWh
Degradación anual	0,007	
Capacidad mínima de operación	0,1	

5.4.1.4 LCOE EN BOLIVIA

Dado que establecer un coste fijo único por MWh para las plantas solares es muy difícil ya que depende de las variables de cada proyecto (principalmente la ubicación, que determinará el factor de instalación, las condiciones de financiación y la tasa de descuento), se realizó un estudio que evaluó escenarios para el desarrollo de plantas de energía solar en Bolivia. Al ya contar con una planta fotovoltaica en el altiplano boliviano (Oruro), no se requiere estimar los ingresos del proyecto de planta fotovoltaica, sin embargo, la tabla a continuación muestra el costo de energía generada por la misma:

Tabla 17 LCOE.

1)Inputs Parámetro	Zona altiplano (3.000-5.000 msnm)		
	Sin financiación		
	Escenario 10	Escenario 11	Escenario 12
Potencia Efectiva	5	60	100
Factor de planta	27	27	27

MW

Inversión	7.966.036	65.857.350	98.237.214	USD			
Costo de administración	51.775	377.386	149.058	USD/año			
Costo fijo de operación	76.986	116.298	149.058	USD/año			
Costo fijo de mantenimiento	93.300	971.053	1.560.756	USD/año			
Costo variable OyM	-	-	-	USD/MWh			
Incremento salarial	3	3	3	%			
Costo CNDC	0,128	0,128	0,128	USD/MWh			
Tasa AETN	0,9	0,9	0,9	% sin IVA			
Peaje de transmisión	3,24	3,24	3,24	USD/MWh			
Impuestos a las Utilidades de Empresa	25	25	25	%			
1)Inputs	Zona altiplano (3.000-5.000 msnm)						
Parámetro	Sin financiación						
	Escenario 10	Escenario 11	Escenario 12				
Tiempo de depreciación	20	20	20	años			
Financiación de la inversión							
Plazo de la deuda							
Tasa de interés							
Tasa de descuento anual	5,52	5,52	5,52				
Precio generación a 20 años	88,85	58,49	55,07	USD/MWh			
Precio generación a 25 años	84,99	55,49	51,96	USD/MWh			
2)Outputs							
Parámetro							
Energía anual	11.817	141.807	236.345	MWh			
VAN	0	0	0	USD			
TIR	5.52%	5.52%	5.52%	%			
Desglose de costos unitarios							
Costo de inversión	56,50	64%	38,93	67%	34,84	63%	USD/MWh
Costo fijo de OM&A	20,58	23%	10,55	18%	9,52	17%	USD/MWh
Costo Variable de OM&A	.	0%	0,00	0%	0,00	0%	USD/MWh
Costos indirectos (Tasas, IUE, etc)	11,77	13%	9,01	15%	10,71	19%	USD/MWh
Total Precio Generación a 20 años	88,85	100%	58,49	100%	55,07	100%	USD/MWh
Total Precio Generación a 25 años	84,99	100%	55,49	100%	51,96	100%	USD/MWh

Fuente: (Ministerio de Energías Bolivia- Brücken Consult Bolivia S.R.L. (GIZ), 2018)

Se hará énfasis en los valores resaltados con el recuadro amarillo debido a que es LCOE (Levelized Cost Of Energy) para la planta fotovoltaica en Oruro de 100MW. Definitivamente, los valores presentados cambian año tras año, pero se contemplarán los mismos para este proyecto.

5.4.1.5 CÁLCULO DEL LCOH EN BOLIVIA

Para el cálculo del LCOH (Levelized Cost of Hydrogen) se utilizó el siguiente modelo en Excel con los parámetros establecidos en los puntos anteriores.

Tabla 18: Inputs para el cálculo del LCOH

INPUTS		
Producción H2V	2.673.475	kg H2/año
Potencia Nominal	70.000	KW
CAPEX Electrolizador	700	\$/KW
O&M (Operación y mantenimiento)	1,50%	% (DEL CAPEX)
LCOE	0,055	\$/KWh
Costo agua	6,84	\$/m3
Energía consumida	216.009	MW
Seguro	0,50%	% (del CAPEX)
Tasa descuento	0,07	
Tiempo	20	años

Tabla 19: Datos adicionales para el cálculo del CAPEX

DATOS ADICIONALES		
Cantidad de agua	37.843	m3/año
Energía para producir 1kg H2V	57	KW
Energía consumida trat. aguas	302,7456	MW

Tabla 20: Proyección de costos a 20 años

PERIODO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	-	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475	2.673.475
	49.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000	735.000
	-	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287	18.287
	-	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615	11.895.615
	-	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000
	-	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901	12.893.901

La cantidad de producción de Hidrógeno Verde, el CAPEX del electrolizador y el LCOE (Levelized cost of Energy) serán factores importantes para determinar el costo del hidrogeno producido. En este caso, se contempla un valor de 9000 toneladas de Hidrógeno producidos con una proyección a 20 años. La cantidad teórica de agua empleada debe pasar por el pretratamiento por lo que se pierde agua en el proceso, es por eso que se trata agua excedente. Así mismo, este proceso consume energía que también se contempla dentro de los cálculos. Es así, que con la herramienta en Excel y los datos, se obtuvo los siguientes resultados:

Tabla 21: Valor Actual Neto (VAN) y Costo nivelado del Hidrógeno (LCOH)

		VALOR ACTUAL NETO (VAN)	
Producción de H2V	2.673.475	28.322.833	\$
CAPEX total	49.000.000	49.000.000	\$
O&M	735.000,00	7.786.600	\$
Costo Agua	18.287	193.728	\$
Costo Energía	11.895.615	126.022.313	\$
Seguro	245.000	2.595.533	\$
TOTAL	61.893.901,41	136.598.175	\$
LCOH	6,55	\$/kg	

Tabla 22: Tasa de interés de Retorno (TIR)

ITEM	TOTAL
CAPEX - TOTAL	- 87.598.175
O&M	7.786.600
Costo Agua	193.728
Costo Energía	126.022.313
Seguro	2.595.533
TIR	17%

El valor de la tasa interna de retorno (TIR) al ser positiva indica que el proyecto llegaría a ser rentable al contemplarse los valores calculados teóricamente.

5.5 BOLIVIA: ¿PRODUCTOR SOSTENIBLE DE HIDRÓGENO?

Teniendo en cuenta lo anterior, es claro que los costos de capital y los costos de operación son parámetros fundamentales para determinar el LCOH que determinará la competitividad de Bolivia para convertirse en productor de hidrógeno, por lo que estrategias para reducir los costos de electricidad y electrolizadores son fundamentales para posicionar a Bolivia como un posible exportador de dicho elemento. En cuanto al factor tecnológico, es importante señalar que Bolivia, con el fin de promover el desarrollo social del país de acuerdo con los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y conservación del medio ambiente, adoptó el Decreto no. 4477 el cual introduce la regulación de la generación distribuida la cual viabiliza la producción de electricidad mediante sistemas que aprovechan fuentes renovables. Es claro que el gobierno boliviano está introduciendo leyes que le permitan impulsar el desarrollo de energías renovables, lo que podría llevar a que los costos de producción de hidrógeno verde se vuelvan competitivos con los de otras regiones. (Deloitte, 2023)

En línea con lo anterior, el potencial energético renovable que posee Bolivia podría significar que, junto con una adecuada estrategia nacional para expandir estas fuentes de energía (principalmente solar), será posible mantener y reducir su LCOE por debajo de \$30,5/año. MWh, convirtiendo a Bolivia en un país muy competitivo en producción de H₂V, cubriendo la demanda

interna y los objetivos de exportación. De manera similar, el informe de IRENA estima que bajo un escenario optimista, Bolivia tiene condiciones técnicas favorables tales que el LCOH en 2030 estará entre \$1,5 y \$2,5/kg H₂, y para 2050, el LCOH estará entre 0,6 y 1 \$/kgH₂, lo que, comparado con el LCOH de otras regiones como Chile, China, India, Medio Oriente y Norte de África, indica que la producción de hidrógeno en Bolivia podría ser competitiva y sus costos Incluso podría acercarse al LCOH del hidrógeno producido con energía fósil. (IRENA, 2021)

Además de los costos de producción, Bolivia debe considerar los costos de almacenamiento, transporte y distribución del hidrógeno, los cuales juegan un papel importante en la competitividad del hidrógeno, ya que dependiendo de la infraestructura y las distancias a las que se debe transportar, su costo puede variar significativamente. Por ejemplo, si el hidrógeno se puede utilizar cerca de donde se produce, estos costos podrían ser casi nulos, pero si el hidrógeno tiene que recorrer un largo camino antes de ser utilizado, los costos de transporte y distribución podrían triplicar el costo del hidrógeno. La logística de transporte para las exportaciones de hidrógeno en Bolivia jugará un papel importante ya que no tiene salida al mar. Por lo tanto, para determinar la competitividad de Bolivia en las exportaciones de hidrógeno, es útil analizar el transporte de H₂V por vía terrestre para la demanda interna o a través de ductos hidráulicos de corta distancia entre plantas de producción y centros de consumo. (Deloitte, 2023)

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

El hidrógeno renovable contribuirá a la descarbonización climática en 2050 como parte de una economía verde e innovadora a nivel global. A través de este proyecto se pudo apreciar una descripción general del hidrógeno como fuente de energía, de las tecnologías de producción, transporte, almacenamiento así como las características de las energías renovables tales como la energía eólica y fotovoltaica, además de las características técnicas de cada tipo de electrolizador y las razones por las que son tecnologías que ayudarán en la lucha contra el cambio climático tanto en el sector industrial y del transporte como en el sector energético.

En cuanto a la energía renovable, se concluye que, para producir hidrógeno verde en el altiplano boliviano, la opción más viable es la electrólisis (mayor eficiencia (70%) y es una tecnología de hidrógeno 100% limpia y con cero emisiones de CO₂) del agua procedente de fuentes de energía renovables como la solar, debido a que ya se cuenta con la Planta Solar Fotovoltaica de Oruro a quien se tomó como referente. Estas energías son fáciles de producir en nuestro país debido a la radiación solar que tiene el altiplano, adicionalmente el Gobierno boliviano están comprometido con la hoja de ruta para la lucha contra el cambio climático. La energía proveniente de combustibles fósiles poco a poco va perdiendo sostenibilidad ambiental a nivel mundial, en el caso de Bolivia, no solo se contempla el tema ambiental sino también la poca producción de gas natural y la poca exploración de nuevos pozos gasíferos. Siendo así, la producción de hidrógeno verde una alternativa razonable para cubrir la demanda energética en unas décadas. La producción de hidrógeno verde en los siguientes años tendrá el potencial de desplazar el uso del gas natural y petróleo como principal fuente de energía a nivel mundial.

El impacto ambiental que puede tener la producción de Hidrógeno verde respecto al consumo de aguas subterráneas estará ligado al pretratamiento que se realice y a la perforación de pozos de agua cercanas a la región, para que de ese modo no se afecte el abastecimiento de este elemento vital para las comunidades cercanas.

En cuanto a las estadísticas económicas, la producción del hidrógeno mediante energías renovables es un método no rentable económicamente en la actualidad. Se han revisado proyectos realizados en la región por lo que se concluye que se necesitan avances tecnológicos para igualar estos costos con los utilizados por otras fuentes de energía como el gas natural. Sin embargo, estos combustibles, junto con la electricidad, tienen el mayor potencial para descarbonizar el planeta, por lo que es interesante invertir en el desarrollo de estas técnicas porque existe la posibilidad de que se implementen a gran escala en un futuro próximo. Además, el principal componente del coste de obtención de hidrógeno es su consumo energético, por lo que también es importante invertir en el desarrollo de tecnologías renovables para reducir estos costes.

Las proyecciones realizadas permiten deducir una importante tendencia a la baja en los costes de instalación de equipos en los próximos años, lo que supone un impulso importante para las inversiones en términos de generación de H₂ respetuosa con el medio ambiente. Por ello, sumado a toda la investigación y desarrollo que se lleva a cabo en materia de almacenamiento y transporte, se prevé que en el mediano-largo plazo se construirán diversas plantas de producción y se desarrollarán infraestructuras relacionadas para utilizar el hidrógeno en diversas aplicaciones.

El diseño planteado en este proyecto ubicado en la región del Altiplano, por la cercanía con la planta solar Fotovoltaica de Oruro, supone que la generación energética total de la planta sea utilizada para la producción de hidrógeno verde, teniendo así datos más acertados para hacer esta proyección, sin embargo, se espera que, con el paso de los años, los costos vayan disminuyendo para hacer este nuevo vector energético competente.

En cuanto al almacenamiento del Hidrógeno producido se opta por la compresión de este gas para reducir su densidad y pueda ser transportado en esas condiciones a los diversos puntos donde se requiera. El Blending pretende ser una buena alternativa para el transporte de hidrogeno mediante la red de gasoductos con el que ya se cuenta, sin embargo, presenta limitaciones técnicas que se deben considerar. El transporte y almacenamiento del Hidrógeno sigue siendo uno de los principales desafíos para que la producción de hidrógeno emerja en el mundo energético. No obstante, las continuas investigaciones avanzan día a día para brindar un mejor soporte a este nuevo vector energético.

RECOMENDACIONES

Es un hecho que muchos países en Europa ya cuentan con proyectos sobre el hidrógeno verde y plantas pilotos de producción, en Sudamérica, Chile es pionero en temas de hidrógeno verde, es por esa razón que todavía se debe promover la investigación y el desarrollo de tecnologías futuras que prometen ser más eficientes y duraderas para la producción y almacenamiento de nuevos vectores energéticos como el hidrógeno verde.

Es necesario apoyar la implementación de políticas y regulaciones que incentiven la producción y el uso de hidrógeno verde como una fuente de energía limpia y sostenible, si bien Bolivia ya cuenta con una hoja de ruta, se debe socializar con la población al respecto de las ventajas del hidrógeno verde.

Es crucial fomentar la colaboración entre la industria, el gobierno e instituciones académicas para promover la investigación y el desarrollo de tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno verde en la región y de esa forma continuar realizando estudios de viabilidad para la implementación de proyectos de producción y almacenamiento de hidrógeno verde en Sudamérica, considerando los factores de costo, eficiencia y durabilidad que son los principales desafíos hoy en día.

BIBLIOGRAFÍA

- Gallardo, F. I., Monforti Ferrario, A., Lamagna, M., Bocci, E., Astiaso Garcia, D., & Baeza-Jeria, T. (2020). "A TechnoEconomic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and Atacama Desert to Japan". Roma, Italia.
- Muñoz Fernández, J., Andrés Beleño, W., & Díaz Consuegra, H. (2022). *Análisis del potencial del uso de hidrógeno verde para reducción de emisiones de carbono en Colombia*. Colombia: Fuentes - El reventon energético.
- PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento. (2021). *PERTE España*.
- Abdul, A., Lau, K., Low, S., & Azeem. (2021). Multicomponent Spiral Wound Membrane Separation Model for CO₂ Removal from Natural Gas. *Membranes*.
- Alexey Mikhaylov, N. M. (2020). GLOBAL CLIMATE CHANGE AND GREENHOUSE EFFECT. *ENTREPRENEURSHIP AND SUSTAINABILITY ISSUES*, 4, 5.
- Alvarado Portilla, S. A., & Nasipucha Cazco, A. G. (2022). *Diseño de un sistema integrado de desalinización y producción de hidrógeno basado en energía solar*. Ecuador.
- Araneda Orellana, R. A. (2022). *Estudio Técnico Y Económico De Una Planta De Producción De Hidrógeno Verde Para Exportación A Países Industrializados*. Santiago de Chile.
- Asensio, P. (2007). Vehículos y pila de combustible. *ENERGÍAS RENOVABLES*.
- ATERSA. (2021). Obtenido de <https://atersa.shop/como-funciona-una-celula-fotovoltaica/>
- Bayona Leal, M. A., & Martínez Rodríguez, J. P. (2021). *PROPUESTA DEL DISEÑO CONCEPTUAL DE UN PROCESO PARA LA PIRÓLISIS DE BIOMASA POR MEDIO DE SIMULACIÓN*. Bogotá.
- Bazilian, M., Rogner, H., Hermann, S., Arent, D., Gielen, D., Steduto, P., . . . Yumkella, K. K. (2011). Considering the energy, water and food nexus: Towards an integrated modelling approach. *Elsevier: Energy policy*, 12.

- Bednarczyk, J. L., Brzozowska-Rup, K., & Luscinski, S. (2022). Opportunities and Limitations of Hydrogen Energy in Poland against the Background of the European Union Energy Policy. *Energies*.
- Benjumea Llorente, F. (2022). *El marco de la Economía del Hidrógeno a cierre de 2020*.
- Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B., & Standen, E. (2014). *Study on development of water electrolysis in the EU. In: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*.
- Bretas, F., Casanova, G., Crisman, T. L., Embid, A., & Martin, L. (2020). Agua Para el Futuro: Estrategia de Seguridad Hídrica para América Latina y el Caribe. *Digital Commons* , 10.
- Buendía, M., De La Cruz, J., Gallardo, J., & Huamani, M. (2022). *Análisis de viabilidad de generación de hidrógeno verde en la región sur del Perú para determinar su competitividad en la matriz energética*. Perú.
- Calise, F. (2022). Recent Advances in Green Hydrogen Technology. *Energies*, 15.
- Calise, F., D'Accadia, M. D., Santarelli, M., Lanzini, A., & Ferrero, D. (2019). "Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies".
- Calizaya Terceros, A., Mendoza, J., & Copa, M. (2020). Bases hidrológicas para la conservación de los recursos naturales en la cuenca del lago Moa, Bolivia. *Scielo*.
- Cancino Silva, R. B. (2021). *Producción Y Almacenamiento De Hidrógeno Verde Para Aplicaciones Energéticas En Chile*. Santiago - Chile.
- Candil Parra, L. M. (2023). *Análisis del uso del Hidrógeno verde en el sistema nacional de gas natural colombiano*. Bogotá.
- Carmilema Severino, A. D., & Padilla Asunción, V. O. (2022). *Diseño de un sistema para la producción de hidrógeno verde*. Guayaquil - Colombia.
- Carreño, R. (2023). Disponibilidad del recurso hídrico en el desarrollo del Hidrógeno Verde y sus derivados en Chile. *International PtX Hub*.
- Carvajal, M. D. (17 de marzo de 2021). Producción nacional de diésel cubre el 43% de la demanda interna. *EL DEBER, Economía*.

- CDC. (2023). *Choosing Home Water Filters & Other Water Treatment Systems*.
- Chaves Gamboa, J. C. (2023). *Análisis del uso del Hidrógeno verde en el sistema nacional de gas natural*. Bogota.
- Chi, J., & Yu, H. (2018). Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production. *Chinese Journal of Catalysis*.
- Contreras et al. (2022). Factibilidad de producción de Hidrógeno verde en el Ecuador. *Revista de Investigación y Desarrollo - Universidad Técnica de Ambato*.
- Córdova Quispe, E. R. (2018). *Diseño De Un Sistema Eólico Para La Generación De Energía Eléctrica En El Municipio De Patacamaya*. La Paz.
- Cuberos, Lucía. (22 de noviembre de 2022). *Dialogo Chino "Clima y Energía"*. Obtenido de <https://dialogochino.net/es/clima-y-energia-es/360893-60802-america-latina-avanza-hacia-el-desarrollo-de-proyectos-de-hidrogeno-verde/>
- D. Olmo, Guillermo . (16 de marzo de 2023). *BBC News Mundo*. Obtenido de <https://www.bbc.com/mundo/noticias-america-latina-64920615>
- Datosmacro*. (2022).
- de Bariloche, San Carlos. (19 de Mayo de 2023). *El País*. Obtenido de <https://elpais.com/america-futura/2023-05-19/sudamerica-un-continente-con-gran-potencial-para-producir-hidrogeno-verde.html>
- Deago, H., Santos, J., & Barría, N. (2022). Investment Opportunities That Can Be Generated by the Production and Distribution of Green Hydrogen for Panama. *EasyChair Preprint*.
- Deloitte. (2023). *Desarrollo de una hoja de ruta y la estrategia nacional para la producción y uso de hidrógeno verde en Bolivia - Producto 2. Fase Diagnóstico – Versión Inicial*.
- Domínguez Navarro, Á. (2021). *Estudio De Viabilidad Técnica Y Económica De Una Planta Para La Producción Diaria De 20 Kilogramos De Hidrógeno Verde Con Energía Solar Fotovoltaica*.
- EIA. (s.f.). *Bolivia data explorer*. Obtenido de <https://www.iea.org/countries/bolivia>

- Energy & Industrial Energy - Department for Business. (2021). *Hydrogen Production Costs 2021*.
- Energy Information Administration (IEA). (2022). *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook*.
- Energy, G. (16 de julio de 2021). Reconoce IEA que la creciente demanda de electricidad a nivel mundial prioriza el uso de combustibles fósiles. México.
- Energypedia. (agosto de 2023). *Renewable Energies in Bolivia*. Obtenido de https://energypedia.info/wiki/Renewable_Energies_in_Bolivia#:~:text=En%20la%20actualidad%20Bolivia%20tiene,fuentes%20de%20energ%C3%ADas%20de%202028.8%25.
- Enrique, N. B. (2016). *Efectos Generados Por La Subvención De Gasolina Y Diesel En El Mercado Interno Para El Crecimiento Económico En Bolivia*. La Paz-Bolivia.
- Espinoza, S. (20 de mayo de 2022). *Diálogo Chino*. Obtenido de <https://dialogochino.net/es/clima-y-energia-es/54166-a-pesar-de-su-gran-potencial-bolivia-tiene-dificultades-para-aumentar-su-energia-solar/>
- European Commission*. (2019). Obtenido de Climate and Energy Framework.
- F. Xaudaró, C. (2011). *Inyección de Hidrógeno Como Potencial Mejora de los Motores Actuales*. Barcelona.
- Ferragut et al. (2023). Hidrógeno Verde y el potencial para Uruguay. *BID- mejorando vidas*.
- Gimenez Zuriaga, I. (2021). *Retos Del Hidrógeno Verde*. ECONOMÍA ARAGONESA.
- Giménez, J. C. (2022). La Hora Del Hidrógeno. *Especial Hidrógeno*.
- GMG. (2022). *GMG: Gente motivando gente*. Obtenido de <https://www.gentemotivandogente.com/index.php/en/rse-blog/5054-bolivia-contara-con-una-planta-de-produccion-de-hidrogeno-y-amoniaco-verde-en-oruro>
- Green Hydrogen Cost Reduction*. (2020).

- Grigor'ev, S. A., Khaliullin, M. M., & Kuleshov, N. V. (2001). *Electrolysis of Water in a System with a Solid Polymer Electrolyte at Elevated Pressure*. Russian Journal of Electrochemistry.
- Guillet, N., & Millet, P. (2015). Alkaline Water Electrolysis. *Hydrogen Production*.
- Henao, J. D. (2018). La nueva economía verde y la vieja mercantilización de la naturaleza. *Alternativas Económicas*.
- Hernandez Fernandez, A. (2023). *Hidrógeno Verde Y Almacenamiento Energético*.
- Hritsyshyna, M., & Hutarevych, N. (2021). Legal Regulation of Hydrogen in Germany and Ukraine as a Precondition for Energy Partnership and Energy Transition. *Energies*, 8.
- Hydrogen-based energy conversion. (2014). *A.T Kearney - Energy Transition Institute*.
- IEA, Paris, *The Future of Hydrogen*, . (2019).
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2022). *Global Hydrogen Trade To Meet The 1.5°C Climate Goal Part III Green Hydrogen Cost And Potential*.
- International Renewable Energy Agency, *Hydrogen from renewable power, Abu Dhabi*. (2018).
Obtenido de https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2018/sep/irena_hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf
- IRENA. (2021). Green hydrogen supply: A guide to policy making. *ELSEVIER*.
- Jiménez Sáez, F. L. (2020). *Evaluación Técnica Y Económica Del Uso De Hidrógeno Verde En Aplicaciones Para La Industria Y Desplazamiento De Combustible Fossil*. Santiago - Chile.
- Kucera, J. (2010). Reverse Osmosis: Design, Processes, and Applications for Engineers. . *Hoboken: Wiley-Scrivener*.
- Lazard. (2021). *Lazard'S Levelized Cost Of Hydrogen Analysis—Version 2.0*.

- Lisboa Campos, T. A. (2023). *Análisis Técnico Económico De La Generación De Hidrógeno Verde Solar A Partir de Aguas Residuales En Coquimbo*. Proyecto de Grado, Concepción, Chile.
- López, J., Alcalá, E., Martín, Á., Flores, M. N., & del Pozo, V. (2022). *Vehículos con Pila de Combustible*.
- Martínez Hiraes, A. A., & Sánchez Sánchez, E. (2023). Participación china en proyectos de infraestructura para la generación de energías renovables en Bolivia: el caso de la Hidroeléctrica Rositas. *RECURSOS NATURALES Y MEDIO AMBIENTE*, 115.
- Md Mamoon, R., Mohammed, K. A., & Hamid Naseem, M. D. (2022). Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Review of Alkaline Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis. *CiteSeerX*.
- Medinaceli, M. (2021). Breve análisis y prospectiva de la industria del gas natural boliviano: 1980-2021. *Revista Latinoamericana de Desarrollo Económico*.
- Melgarejo et al. (2023). Seguridad Hídrica. *Universitat d'Alacant*, 18.
- Ministerio de energía, Chile. (23 de junio de 2020). *Estrategia Nacional Hidrógeno Verde*. Obtenido de https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/mini-sitio/estrategia-nacional_hidrogeno-verde_vdef.pdf
- Ministerio de Energías Bolivia- Brücken Consult Bolivia S.R.L. (GIZ). (2018). *Estudio de determinación de Costos de Operación, Mantenimiento y Administración Fijos de Generación con base en Energías Alternativas TOMO I: GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA*.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energías - Bolivia. (2021). *Atlas Eólico y Solar de Bolivia*.
- Ministerio de Medio Ambiente y Agua - Bolivia. (2023). *Ministerio de Medio Ambiente y Agua - Bolivia*. Obtenido de <https://datos.siarh.gob.bo/>
- Ministerio de Medio Ambiente y Agua; SENAMHI. (2018). Balance Hídrico Superficial de Bolivia (1980-2016).

- Montes de Oca, Gabriela . (30 de Septiembre de 2022). *BID "Mejorando vidas"*. Obtenido de <https://blogs.iadb.org/energia/es/el-futuro-del-hidrogeno-verde-una-tremenda-oportunidad-para-america-latina-y-el-caribe/>
- Nicita, A., Maggio, G., Andaloro, A., & Squadrito, G. (2020). *Green hydrogen as feedstock: Financial analysis of a photovoltaic-powered electrolysis plant*. Messina, Italy: ELSEVIER.
- Nikolaidis, P., & Poullikkas, A. (2017). A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Núñez, V., Fonseca, J., Uribe, I., Serna, A., Peña, D. Y., & Machuca-Martinez, F. (2023). Preparando los gasoductos para el transporte de mezclas de gas natural – Hidrógeno en Colombia. *Ingeniería y Competitividad*.
- Octtinger, C. (2023). *HIDRÓGENO DE MULTICOLORES Y AMONÍACO VERDE ¿UNA SOLUCIÓN PARA MITIGAR EL CALENTAMIENTO GLOBAL? SEDICI, Universidad Nacional de la Plata, 11.*
- Oliveira, A., Beswick, R., & Yan, Y. (2021). A green hydrogen economy for a renewable energy society. *Elsevier, 2.*
- Oliver Rios, H. I. (2022). *análisis de factibilidad técnico- económica para la implementación de sistemas fotovoltaicos domiciliarios conectados a la red de distribución de energía eléctrica*. La Paz.
- Orellana, J. A. (2009). *TRATAMIENTO DE LAS AGUAS*.
- Oriols, J. (2023). *Diseño De Una Planta Fotovoltaica Para Generación De Electricidad Y Producción De Hidrógeno Verde*.
- Párraga Mora, A. (2021). *INTEGRACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN LA REPOTENCIACIÓN DE PARQUES EÓLICOS. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO Y AMBIENTAL*. Madrid.

- Pino Bustamante, J. F. (2023). *Diseño de una planta de producción de hidrógeno verde alimentada por energía eléctrica proveniente de una central solar fotovoltaica para reducir las emisiones de GEI en operaciones mineras del sur del Perú*. Arequipa - Perú.
- Porto Mato, P. (2021). *Descarbonización Del Sector Del Transporte En España Con El Hidrógeno Verde*. España.
- Prieto Quiroga, M. Á. (2023). *Nuevos Combustibles Gaseosos: Tecnologías De Producción De Hidrógeno*.
- Qadrdan, M., Abeysekera, M., Chaudry, M., Wu, J., & Jenkins, N. (2015). Role of power-to-gas in an integrated gas and electricity system in Great Britain. *Elsevier*.
- Rasul, M., Hazrat, M., Sattar, M., Jahirul, M., & Shearer, M. (2022). The future of hydrogen: Challenges on production, storage and applications. *Elsevier*.
- Rios et al. (2022). *STUDY OF THE POTENTIAL FOR ELECTRICITY GENERATION THROUGH RENEWABLE SOURCES IN THE DEPARTMENT OF LA PAZ, BOLIVIA*. La Paz.
- Rodríguez Carrasco, E. (2022). *Electrolizadores: Análisis, Perspectivas de Mercado y Comparación*. Sevilla.
- Rodríguez Ramírez, A. (2021). *Análisis Técnico-Económico-Normativo Acerca De La Producción De Hidrógeno A Partir De Energía Solar Fotovoltaico Y Su Inyección En Gasoducto De Gas Natural*. Sevilla.
- Rodríguez, R. M., Da Silva, G., & Urbina, L. (2022). Estudio del Proceso de Electrólisis para la Producción de Hidrógeno Verde, a Partir del Agua de Mar. *TEKHNE*, 14.
- Rubio, L. M. (Diciembre de 2008). *Producción biológica de hidrógeno*.
- Saez, F. J. (2020). *Evaluación Técnica Y Económica Del Uso De Hidrógeno Verde En Aplicaciones Para La Industria Y Desplazamiento Del Combustible Fossil*. Santiago de Chile.
- Sáez, F. L. (2020). *Evaluación Técnica Y Económica Del Uso De Hidrógeno Verde En Aplicaciones Para La Industria Y Desplazamiento De Combustible Fossil*. Chile.

- Salamanca Borrero, S. F. (2021). *Rompiendo Las Barreras Del Arenero: Presentación Y Sustentación De Una Propuesta De Sandbox Regulatorio Teórico Para La Hibridación De Gas Natural Con Hidrógeno En Colombia*. COLOMBIA.
- Save the Children. (28 de septiembre de 2023). *Save the Children - BOLIVIA: EL INVIERNO MÁS CALUROSO REGISTRADO TERMINA EN SEQUÍA PARA MÁS DE LA MITAD DEL PAÍS*. Obtenido de <https://lac.savethechildren.net/es/bolivia-el-invierno-m%C3%A1s-caluroso-registrado-termina-en-sequ%C3%ADa-para-m%C3%A1s-de-la-mitad-del-pa%C3%ADs#:~:text=Septiembre%202023%20%2D%20Noticias-,BOLIVIA%3A%20El%20invierno%20m%C3%A1s%20caluroso%20registrado%20>
- Shiva Kumar, S., Ramakrishna, S., Bhagawan, D., & Himabindu, V. (2018). *Preparation of RuxPd1-xO2 electrocatalysts for the oxygen evolution reaction (OER) in PEM water electrolysis*.
- Shiva, K., & Hankwon, L. (2022). An Overview Of Water Electrolysis Technologies For Green Hydrogen Production. *ELSEVIER*, 3-4.
- Shiva, K., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *KeAi - Chinese Roots Global Impact*.
- Siemens Energy, A. (2023). *Siemens Energy*. Obtenido de <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/hydrogen-compressors.html>
- Sierra Praeli, Y. (4 de octubre de 2023). *Bolivia: 105 municipios de siete departamentos se han declarado en desastre por la sequía*. Obtenido de <https://es.mongabay.com/2023/10/bolivia-municipios-se-han-declarado-en-desastre-por-sequia/#:~:text=La%20Paz%2C%20Cochabamba%2C%20Santa%20Cruz,sido%20declarados%20en%20desastre%20municipal>.
- Slama, R. B. (2013). Production of Hydrogen by Electrolysis of Water: Effects of the Electrolyte Type on the Electrolysis Performances. *Computational Water, Energy, and Environmental Engineering*.
- Smink, V. (2021). *BBC News Mundo*. Obtenido de <https://www.bbc.com/mundo/noticias-56531777>

- Smink, Veronica. (31 de marzo de 2021). *BBC News Mundo*. Obtenido de <https://www.bbc.com/mundo/noticias-56531777>
- Tapia, M. J., & Cofre, V. (21 de agosto de 2021). *La Tercera*. Obtenido de <https://www.latercera.com/pulso/noticia/la-desalacion-toma-fuerza-en-el-norte-aunque-aun-es-costosa-para-la-rm/2BRLR2B5IVEAVF4T5VSFFQLQZA/>
- Taquichiri, A., Henriquez, M., Soto, C., Portillo, C., Cortes, M., & Mendoza, M. (2020). Análisis técnico-económico de sistemas fotovoltaicos de gran potencia integrados con baterías de litio de para condiciones de gran altitud. *Ingeniería - Revista de ciencia y tecnología*, 34.
- The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities - Report prepared for the G20. (2019). *International Energy Agency*.
- Thomason, E. B.-D. (2023). Hidrógeno Verde en Bolivia. *Diálogo Reino Unido - Bolivia sobre Hidrógeno Verde y Bajo en Carbono*. La Paz.
- Tisalema Til, F., & Torrez Jumbo, J. G. (2022). *Diseño De Un Sistema De Producción De Hidrógeno Verde Utilizando Energía Fotovoltaica*.
- Vásquez Alarcón, A. A. (2021). *Viabilidad técnico-económica para la exportación de Hidrógeno Verde desde Chile*. Talca, Chile.
- Woznicki, M., Le Sollic, G., & Loisel, R. (2020). Far off-shore wind energy-based hydrogen production: Technological assessment and market valuation designs.
- Zabaloy, M., Guzowski, C., & Didriksen, L. (2021). Hidrógeno verde en Argentina: desarrollo actual perspectivas a futuro. *Researchgate*.

NOMBRE: SILVANA MILENKA QUISPE PACAJES

CELULAR: 72540178

CORREO ELECTRÓNICO: silvanamilenkaqp@gmail.com



**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS**
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-1977/2024
La Paz, 28 de junio de 2024

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **20 de junio de 2024**, por **SILVANA MILENKA QUISPE PACAJES** con **C.I. N° 9199360 LP**, con número de trámite **DA 1150/2024**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"ESTUDIO Y ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO - AMBIENTAL ACERCA DE LA PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE HIDRÓGENO VERDE EN EL ALTIPLANO BOLIVIANO"**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO:

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el "Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración".

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece "Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión". En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: "la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: "...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: "... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena



fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los ciudadanos ...", por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO:

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas.

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: "**ESTUDIO Y ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO - AMBIENTAL ACERCA DE LA PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE HIDRÓGENO VERDE EN EL ALTIPLANO BOLIVIANO**" a favor de la autora y titular: **SILVANA MILENKA QUISPE PACAJES** con C.I. N° **9199360 LP** bajo el seudónimo **SMQP**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.

CASA/lm

Firmado Digitalmente por:
Servicio Nacional de Propiedad Intelectual - SENAPI
CARLOS ALBERTO SORUCO ARROYO
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR Y DERECHOS CONEXOS
LA PAZ - BOLIVIA



Firma:



fHxm1Ss3Ln52F

PARA LA VALIDACIÓN DEL PRESENTE DOCUMENTO INGRESAR A LA PÁGINA WEB www.senapi.gob.bo/verificacion Y COLOCAR CÓDIGO DE VERIFICACIÓN O ESCANEAR CÓDIGO QR.

