

UNIVERSIDAD DON BOSCO  
FACULTAD DE INGENIERÍA



TRABAJO DE GRADUACIÓN:

**SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR MEDIO DE HIDRÓGENO VERDE  
PARA LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN PLANTAS DE ENERGÍAS  
RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL SALVADOR**

PARA OPTAR AL GRADO DE:

**MAESTRO EN GESTIÓN ENERGÉTICA Y DISEÑO AMBIENTAL**

**PRESENTADO POR:**

JARED GODOFREDO RODRÍGUEZ AYALA

JOSÉ ALEXANDER ARGUETA LEMUS

OSCAR DAVID CIVALLERO DÍAZ

**ASESOR:**

JOSÉ LUIS REGALADO MORATAYA

ANTIGUO CUSCATLÁN, LA LIBERTAD, EL SALVADOR C.A.

JUNIO 2024

## CONTENIDO

ABREVIATURAS .....	1
CAPÍTULO 1.....	2
INTRODUCCIÓN .....	2
1.1 OBJETIVOS .....	3
1.1.1 GENERAL .....	3
1.1.2 ESPECÍFICOS .....	3
1.2 ALCANCES.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN .....	4
1.4 METODOLOGÍA .....	5
CAPÍTULO 2.....	7
SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO SALVADOREÑO.....	7
2.1 Situación Actual del Mercado Eléctrico Salvadoreño.....	7
2.2 Hidrógeno.....	8
2.2.1 Propiedades fisicoquímicas .....	8
2.3 Electrolisis.....	9
2.3.1 Proceso a Partir de Agua .....	9
2.3.2 Proceso de Electrolisis del Agua .....	10
2.4 Electrolizadores Alcalinos (AEC) .....	11
2.5 Electrolizadores de Electrolito de Membrana Polimérica (PEM).....	12
2.6 Electrolizadores de Electrolito de Óxido Sólido (SOEC) .....	13
2.7 Clasificación ambiental del Hidrógeno .....	15
2.7.1 El Hidrógeno Gris .....	15
2.7.2 El Hidrógeno Azul.....	15
2.7.3 El Hidrógeno Verde.....	15
2.8 Almacenamiento del Hidrógeno.....	16
2.8.1 Compresión .....	16
2.8.2 Licuación.....	17
2.9 Celdas de combustible.....	17
2.9.1 Principio de Operación de las Celdas de Combustible.....	17
2.10 Tipos de Celdas de Combustible .....	19
2.10.1 Celda de Combustible Alcalina (Alkaline Fuel Cell, AFC) .....	19

2.10.2 Celda de Combustible de Ácido Fosfórico (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC) .....	20
2.10.3 Celda de combustible de óxido sólido (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC) .....	21
2.11 Política Energética en El Salvador .....	22
2.12 Ley General de Electricidad.....	23
2.13 Regulación de Frecuencia .....	26
CAPÍTULO 3. ....	32
VIABILIDAD TÉCNICA Y AMBIENTAL EN EL CONTEXTO SALVADOREÑO .....	32
3.1 Diagrama de la Planta de producción.....	32
3.2 Ubicación de la Planta de Hidrógeno .....	33
3.3 Capacidad de la Planta de Producción de Hidrógeno.....	33
3.3.1 Planta de Generación Solar .....	33
3.3.2 Diseño de la Planta de Electrólisis .....	36
3.3.3 Análisis de Producción de Hidrógeno .....	37
3.4 Diseño de la Planta de Almacenamiento .....	38
3.4.1 Oxígeno .....	40
3.4.2 Almacenamiento de Hidrógeno .....	40
3.5 Celda de Combustible de Hidrógeno .....	41
3.6 Aspectos Ambientales del Hidrógeno Verde .....	43
3.6.1 Beneficios.....	43
3.7 Desafíos Ambientales de la Implementación del Hidrógeno Verde .....	44
3.7.1 Demanda de Agua para la Electrólisis.....	44
3.8 Impactos de la Infraestructura de Producción y Almacenamiento .....	44
3.9 Propuestas de Implementación y Mitigación de Impactos Ambientales .....	45
CAPÍTULO 4. ....	54
ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA PLANTA ESTÁNDAR .....	54
4.1 Análisis Económico.....	54
4.1.1 Consideraciones .....	54
4.1.2 Datos Técnicos Adicionales .....	55
4.2 Costos del Proyecto.....	57
4.2.1 Costos Operativos .....	58
4.2.2 Costo de Producción de Hidrógeno.....	60
CAPÍTULO 5. ....	62
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	62

5.1. CONCLUSIONES .....	62
5.2. LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN RECOMENDADAS .....	64
BIBLIOGRAFÍA.....	65

## ABREVIATURAS

IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
GRNC	Generación Renovable No Convencional
DGEHM	Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas
SIGET	Superintendencia General De Electricidad Y Telecomunicaciones
ANDA	Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados
GEI	Gases de Efecto Invernadero
AEC	<i>Alkaline Electrolysis Cell</i>
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i>
SOEC	<i>Solid Oxide Electrolysis Cells</i>
AFC	<i>Alkaline Fuel Cell</i>
PAFC	<i>Phosphoric Acid Fuel Cells</i>
SOFC	<i>Solid Oxide Fuel Cell</i>
IEA	International Energy Agency
Hz	<i>Hertz</i>
MWH	<i>Mega Watts Hora</i>

# CAPÍTULO 1.

## INTRODUCCIÓN

La expansión de la generación de electricidad renovable para el año 2022 ha experimentado un crecimiento significativo del 9.6 % a nivel mundial; los sistemas de generación basados en plantas solares o eólicas han emergido como alternativas destacadas para satisfacer la demanda energética, al mismo tiempo que abordan los problemas asociados a la emisión de gases a la atmósfera, (IRENA,2023).

En El Salvador, la energía solar fotovoltaica ha entrado en funcionamiento en los últimos años sumando más de 213.90 megavatios (MWe) de capacidad de potencia instalada para el año 2021. La irradiación solar en El Salvador es alta, lo que brinda excelentes rendimientos y condiciones rentables favorables para el desarrollo de plantas solares fotovoltaicas, (DGEHM,2021).

En ese sentido y con el auge de los proyectos de energías renovables específicamente solares es importante contemplar su integración en el sistema de la red nacional que conlleva un impacto considerable en el rendimiento de la frecuencia, así también, una alternativa de almacenamiento de energía limpia, centrándose en sus características dinámicas para ser considerada su uso en las horas pico de demanda para satisfacer a la población.

Por lo que, esta investigación tiene como objetivo la evaluación integral de un sistema de almacenamiento de energía limpia, enfocado específicamente en la utilización de un combustible renovable, en este caso, el hidrógeno verde.

En el primer capítulo se presenta una contextualización detallada del enfoque que adoptará esta investigación. Se definen los objetivos generales y se delinea el alcance y la especificidad de los objetivos particulares. Además, se expone la justificación, destacando la relevancia y el valor del tema a investigar. Finalmente, se describe la metodología que se empleará para alcanzar los objetivos propuestos, proporcionando una base sólida para el desarrollo de la investigación.

El segundo capítulo se analiza el panorama salvadoreño conociendo los principales desafíos y tendencias referente a la intermitencia de la frecuencia y el almacenamiento de energía eléctrica, se analiza las políticas energéticas nacionales en el mercado mayorista referente al tema y leyes o decretos que pueda amparar este tipo de inversión en el país.

El tercer capítulo se enfoca en la revisión bibliográfica sobre los estudios técnicos y ambientales realizados para evaluar la viabilidad de implementación de un sistema de almacenamiento de hidrógeno verde a nivel nacional. Se ofrece una revisión teórica detallada de la tecnología propuesta para la implementación del proyecto.

El cuarto capítulo plantea la viabilidad económica, considerando los aspectos de inversión en el país, los costos, el financiamiento, la operación y mantenimiento, así como, el periodo de retorno de la inversión.

En el quinto y último capítulo, se presentan las recomendaciones y las líneas de trabajo futuras que posibilitan el avance en la investigación. Asimismo, se exponen las conclusiones derivadas del trabajo realizado.

## **1.1 OBJETIVOS**

### **1.1.1 GENERAL**

Desarrollar un estudio de viabilidad de la implementación de un sistema de almacenamiento de energía por medio de hidrógeno verde para la regulación de frecuencia en plantas de energías renovables no convencionales en El Salvador, a través de un enfoque integral que considere aspectos técnicos, ambientales y económicos.

### **1.1.2 ESPECÍFICOS**

- Investigar el estado actual del mercado eléctrico salvadoreño, analizando las tendencias y desafíos específicos en el aporte a la regulación de frecuencia de las tecnologías de generación de energía mediante recurso renovable no convencional, para identificar oportunidades donde la implementación de un sistema de almacenamiento mediante hidrógeno verde pueda mejorar la estabilidad operativa y contribuir a la eficiencia del sistema.
- Evaluar la viabilidad técnica y ambiental del sistema de almacenamiento de hidrógeno verde en el contexto salvadoreño considerando plantas de energía Renovable no Convencional, con enfoque en las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, como fuente de generación eléctrica, así también, la integración con la infraestructura existente, la capacidad de respuesta a fluctuaciones reduciendo la demanda y siendo administrada para inyectar en el momento preciso a la red de transmisión.
- Realizar un análisis económico que incluya los costos de inversión, operación y mantenimiento asociados con la implementación del sistema de almacenamiento de hidrógeno verde, así como la estimación de los beneficios financieros de la planta a escoger mediante los ingresos a recibir por el aporte a la regulación de frecuencia.

## **1.2 ALCANCES**

Realizar un Estado del Arte que examine de manera detallada el mercado eléctrico de El Salvador específicamente en el mercado mayorista, con especial atención en las tecnologías de generación de energía a través de recursos renovables no convencionales (solar), analizando, además, las tendencias actuales y los desafíos que enfrentan en la regulación de frecuencia del sistema eléctrico. Parte fundamental de la investigación será identificar las oportunidades específicas donde la implementación de sistemas de almacenamiento basados en hidrógeno verde pueda contribuir significativamente a la mejora de la estabilidad operativa y eficiencia del sistema eléctrico salvadoreño.

Un componente de este estudio será la revisión y análisis de las regulaciones y leyes vigentes en El Salvador que puedan influir en la implementación y operación de sistemas de almacenamiento de hidrógeno verde.

También se considerará el marco legal internacional y las mejores prácticas en la materia, específicamente en países donde se esté llevando a cabo proyectos de desarrollo de Hidrógeno verde, con el fin de identificar posibles áreas de mejora en la legislación salvadoreña y proponer recomendaciones para facilitar la adopción del Hidrógeno verde.

Realizar una evaluación detallada de la viabilidad técnica y ambiental del almacenamiento de hidrógeno verde en El Salvador, con un enfoque en su aplicación junto a plantas de energías renovables no convencionales (Solar y Eólica). La investigación abordará aspectos técnicos como la integración con la infraestructura existente, la capacidad de respuesta a fluctuaciones reduciendo la demanda y siendo administrada para inyectar en el momento preciso a la red de transmisión. Además, se realizará un análisis ambiental sobre la etapa de preparación del sitio y etapa de funcionamiento sobre el impacto ambiental que puede tener el proyecto en su implementación.

Realizar un análisis económico de la implementación de un sistema de almacenamiento de hidrógeno verde en El Salvador. Este análisis abarcará los costos estándar típicos asociados con la inversión inicial, operación y mantenimiento del sistema.

El estudio incluirá la recopilación y análisis de datos sobre los costos de instalación y operación de sistemas de almacenamiento de hidrógeno verde similares en otros contextos, adaptándolos al escenario salvadoreño.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN**

A nivel global se está llevando a cabo una iniciativa concertada para mitigar las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) mediante la adopción de fuentes de energías renovables no convencionales (Energía Eólica, Solar, entre otras); este esfuerzo ha resultado en el establecimiento de un récord en la instalación de nuevas plantas eólicas y solares en diversas regiones del mundo, lo que evidencia un compromiso concreto con la transición hacia fuentes de energía más sostenibles. Sin embargo, la adopción de este tipo de energía conlleva a tomar medidas de regulación de la frecuencia debido a la intermitencia de la tecnología, por lo que una solución viable es el almacenamiento de energía, en el caso particular de la energía solar fotovoltaica esta presenta picos de generación o excedentes que pueden ser almacenados y usados posteriormente para ser inyectados en la red de transmisión cuando sea requerido por el sistema, además su inyección será fija quitando la posibilidad de intermitencia en la red de transmisión eléctrica mejorando la estabilidad al equilibrar la carga entre regiones y a su vez reduce costos, lo que respalda la importancia de invertir en tecnologías de almacenamiento, (IRENA, 2022).

En las instituciones de educación superior o centros de investigación especializados, están adoptando nuevos y novedosos temas referente al almacenamiento de energía, entre los

cuales el hidrógeno verde se muestra como una solución de almacenamiento innovadora conveniente y significativa.

La producción de hidrógeno a partir de energías renovables, mediante electrólisis, representa un avance importante en la reducción de la huella de carbono. Las propiedades del hidrógeno, con su alto contenido de energía por unidad de masa, resaltan su significativa contribución al sector energético. Dichas instituciones están alineando sus objetivos con el objetivo climático que explora un escenario de 1.5°C en 2050, como se establece en el *World Energy Transitions Outlook*, en el que el 12% de la demanda final de energía sea abastecida por hidrógeno verde (IRENA, 2022); en consecuencia, este tipo de almacenamiento se presenta como una respuesta ventajosa y oportuna para abordar la crisis climática. Los ejemplos de países líderes en proyectos de hidrógeno verde, como Australia, Alemania y Chile, entre otros, resaltan la oportunidad de adoptar estas tecnologías a nivel mundial. La inclusión de estas iniciativas en diferentes regiones demuestra la conveniencia y significado global de la transición hacia soluciones de almacenamiento más sostenibles.

En El Salvador, el almacenamiento de energía por medio de hidrógeno verde aun es un tema reciente; en este sentido, la flexibilidad y adaptabilidad de estas soluciones a las necesidades locales refuerzan su conveniencia y oportunidad en diferentes contextos, donde los centros de investigación juegan un papel fundamental en conseguir una optimización de sus recursos energéticos, así como establecer las medidas y acciones favoreciendo la investigación al crear antecedentes teóricos que permita tener versatilidad de consulta a la hora de implementar un proyecto de esta envergadura, logrando posicionarse a la vanguardia, junto a países que lideran proyectos sostenibles significativos.

## **1.4 METODOLOGÍA**

La metodología propuesta para el cumplimiento de los objetivos se llevará a cabo mediante una revisión bibliográfica que abarcará literatura e información relacionada con el mercado eléctrico, tecnologías renovables y almacenamiento de hidrógeno verde. Se analizará el marco regulatorio vigente para comprender las restricciones y oportunidades que enfrenta la integración de estas tecnologías. Además, se llevará a cabo un análisis detallado de lo que conlleva la regulación de frecuencia en el sistema y se identificarán oportunidades para mejorar la estabilidad operativa del sistema eléctrico salvadoreño mediante la implementación de sistemas de almacenamiento de hidrógeno verde tomando como referencia una planta de Generación Eléctrica Renovable no Convencional. Además, se realizará un análisis para evaluar la viabilidad técnica y económica de estas soluciones.

Se realizará un estudio de la infraestructura existente para evaluar la viabilidad de integrar el sistema de almacenamiento de hidrógeno verde con la red eléctrica actual. Además, se analizará la capacidad de respuesta del sistema ante fluctuaciones en la generación de energía renovable considerando los requisitos específicos del mercado salvadoreño. La metodología incluirá la previsión de escenarios operativos y garantizar la robustez del sistema ante diversas condiciones. De igual manera se evaluará la viabilidad ambiental del sistema de almacenamiento de hidrógeno verde considerando la categoría a la que pertenece por medio

de la etapa de preparación del sitio y etapa de funcionamiento que puede tener el proyecto en su implementación en el país.

Se llevará a cabo un análisis de los costos típicos de inversión, operación y mantenimiento del sistema, abarcando aspectos como la adquisición de equipos, instalación, personal requerido y gastos de mantenimiento a lo largo del tiempo. Se estimarán los beneficios financieros derivados de la mejora de la rentabilidad general de la planta seleccionada, teniendo en cuenta los ingresos generados por el aporte del sistema de almacenamiento a la regulación de frecuencia en el mercado salvadoreño.

## CAPÍTULO 2.

### SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO SALVADOREÑO

Este objetivo aborda el estado actual del mercado, analizando las tendencias y desafíos específicos en el aporte a la regulación de frecuencia, se analizó el estado del arte del hidrógeno en función de almacenamiento de energía, políticas energéticas en El Salvador y la regulación de frecuencia.

#### 2.1 Situación Actual del Mercado Eléctrico Salvadoreño

El mercado eléctrico de El Salvador se caracteriza por su estructura abierta y regulada, diseñada para fomentar la competencia en la generación y comercialización de energía, mientras que la transmisión y distribución están bajo un modelo de monopolio regulado. La Ley General de Electricidad, aprobada en 1996, y su posterior reglamento, establecieron las bases para este mercado, donde la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) desempeña un papel crucial en la supervisión y regulación.

El mercado mayorista permite la participación tanto de agentes privados como públicos, y cuenta con un mercado de corto plazo o spot, además de un mercado de contratos a término. El sistema está diseñado para operar en base a los costos variables de producción, con ajustes de precios y una estructura que facilita el flujo eficiente de electricidad a través de las redes de transmisión y distribución, (Energy Connection, 2024).

El mercado eléctrico salvadoreño ha evolucionado, equilibrando las necesidades de desarrollo económico con las de sostenibilidad y estabilidad en el suministro de energía. Dentro de estos avances, la regulación de frecuencia ha evolucionado para mantener el equilibrio entre la generación y el consumo de energía eléctrica. Los servicios de regulación de frecuencia incluyen la regulación primaria y secundaria, y son esenciales para la estabilidad del sistema eléctrico. Estos servicios ayudan a mantener la frecuencia dentro de los límites aceptables y responden a las fluctuaciones automáticas y a los cambios programados en la generación.

La regulación de frecuencia se presenta como uno de los principales retos en la integración de las energías renovables, que, aunque benefician al medio ambiente y reducen la dependencia de combustibles fósiles, también introducen una variabilidad que puede ser desafiante para la gestión de la frecuencia, (Lima, 2022).

Ante este desafío, surgen las tecnologías de almacenamiento de energía en los sistemas de generación renovable, como respuesta a la necesidad de gestionar la intermitencia propia de fuentes como el Sol y el viento. El almacenamiento de energía permite retener la energía producida durante los picos de generación y liberarla cuando la producción es insuficiente, y se asegura así, un suministro constante y fiable de energía.

Aunque actualmente en El Salvador no existe una legislación que regule la operación y compensaciones por almacenamiento de energía, no deja de ser importante la exploración de los sistemas que provean una fuente de estabilidad para las centrales de generación renovable

no convencional. Dentro de esta búsqueda de las alternativas energéticas que no solo sean eficientes, sino también sostenibles y renovables, el hidrógeno verde se presenta como una propuesta en la transición hacia una matriz energética limpia y sostenible en el tiempo.

## 2.2 Hidrógeno

### 2.2.1 Propiedades fisicoquímicas

El hidrógeno es uno de los elementos químicos más simple y pequeño, este se encuentra formado por un protón y un electrón, es catalogado uno de los elementos más abundantes del universo, presente de forma masiva en las estrellas y los planetas gaseosos (Morante, 2020).

Este elemento químico no se encuentra de forma libre, sino compuesto como el agua o como componente de la mayoría de las moléculas orgánicas.

En condiciones normales, el hidrógeno se encuentra en forma de molécula de gas diatómico, es decir unido entre sí, H<sub>2</sub>.

Tiene un elevado valor de energía por unidad de masa (densidad energética), mucho más que los combustibles tradicionales. Sin embargo, tiene una densidad de 0,09 kg/m<sup>3</sup>. Si es comprimido a 200 bar, la densidad aumenta a 15,7 kg/m<sup>3</sup> y a 950 bar llega hasta 50,55 kg/m<sup>3</sup>.ver tabla 1, resumen de las propiedades físicas del hidrógeno.

Tabla 1. Propiedades del Hidrógeno.

Parámetro	Valor	Unidad
Peso molecular	2,016*10 <sup>-3</sup>	kg.mol <sup>-1</sup>
Punto de fusión	14,1	K
Punto de ebullición	20,3	K
Densidad-sólido-	89	kg.mol <sup>-3</sup>
Densidad-líquido-	71	kg.mol <sup>-3</sup>
Densidad-gaseoso	8,99*10 <sup>-2</sup>	kg.mol <sup>-3</sup>
Conductividad térmica 25°C	1,842*10 <sup>-1</sup>	W.K <sup>-1</sup> .m <sup>-1</sup>
Calor bruto de combustión	2,650*10 <sup>5</sup>	kJ.kg <sup>-1</sup> .mol <sup>-1</sup>
Calor neto de combustión	2,650*10 <sup>5</sup>	kJ.kg <sup>-1</sup> .mol <sup>-1</sup>
Temperatura de auto-ignición	858	K
Rango de inflamabilidad en oxígeno	4-94	%
Rango de inflamabilidad en aire	4-74	%

Fuente: Elaboración propia con datos (Jiménez, 2020).

Cabe resaltar que el hidrógeno es considerado el combustible con mayor contenido de energía por unidad de masa, siendo su valor calorífico superior (HHV: *Higher Heating Value*) 141,88 MJ/kg y su valor calorífico inferior (LHV: *Lower Heating Value*) 119,96 MJ/kg, al compararlo con la gasolina convencional, corresponde al triple de HHV y LHV, Asimismo, su compresión, licuación o transformación en otros combustibles requiere una energía adicional que debe ser tenida en cuenta en el balance energético, (Araneda, 2022).

Otras de las bondades del hidrógeno es la nula emisión de carbono al ser producida; en la tabla 2 se logra ver los principales combustibles para ejemplificar las ventajas del uso de H<sub>2</sub>, sin embargo, las emisiones del hidrógeno deben considerarse según su ciclo de vida pues si bien no genera emisiones directas en la combustión el resto de los procesos pudiesen generar emisiones, al igual que otras fuentes de energía.

Tabla 2. Principales combustibles y sus emisiones de CO<sub>2</sub>

<b>Combustible (Unidad)</b>	<b>Emisiones (kg CO<sub>2</sub>/ Unidad)</b>
H <sub>2</sub> (kg)	0
Diésel (lt)	3,18
Gas natural (m <sup>3</sup> )	1,97

Fuente: Elaboración propia con datos (Jiménez, 2020).

Si bien el hidrógeno no es un compuesto tóxico, se trata de una molécula muy pequeña que por su naturaleza presenta elevados coeficientes de difusión por lo que, las moléculas se esparcen por la región ocupada por otras moléculas, lo que aumenta el riesgo de fugas, así como de debilitamiento de los materiales usados en sus instalaciones, como tuberías de acero, conectores y sellados.

Es también altamente inflamable debido a sus condiciones de ignición y a la baja temperatura requerida para que ésta se produzca, aunque este hecho se mitiga parcialmente por su alta flotabilidad y difusividad, que facilitan su rápida dispersión en el aire. Su llama, además, es incolora e inodora, lo que dificulta su detección en incendios y fugas.

Debido a la importancia del hidrógeno, este se vuelve un tema de investigación significativo en los planes de descarbonización que han sido presentado en los objetivos de desarrollo sostenible que entraron en vigor en el año 2016, debido a que el hidrógeno no se encuentra de forma pura en la naturaleza se debe aplicar métodos de separación el cual se debe de considerar respecto su producción.

El hidrógeno puede obtenerse de diversas maneras, algunas más eficientes que otras, un factor importante para que el hidrógeno se ajuste a un modelo de energía limpia es que el ciclo completo del mencionado gas sea libre de carbono, para esto es fundamental obtenerlo a través de fuentes energéticas con bajas o nulas emisiones de gases de efecto invernadero. En este sentido la alternativa más obvia es la producción de hidrógeno a partir de energías renovables como la solar o la eólica y este se obtiene aplicando energía para la separación de moléculas a partir de un proceso llamado Electrolisis.

## **2.3 Electrolisis**

### **2.3.1 Proceso a Partir de Agua**

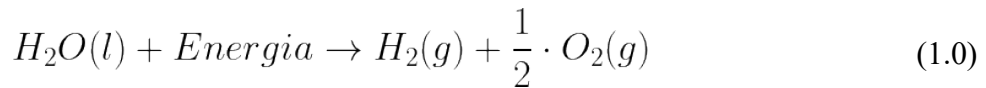
La electrólisis describe un proceso en el que la energía eléctrica constituye la fuente principal para realizar las reacciones químicas participantes, y que dan lugar a la rotura molecular. En el caso de la electrólisis de agua, mediante la aplicación de un voltaje o diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos y una corriente continua al agua, se promueve la

disociación de las moléculas del agua ( $H_2O$ ) en hidrógeno ( $H_2$ ) y oxígeno ( $O_2$ ), que se liberan en estado gaseoso. Por tanto, un electrolizador es un dispositivo electroquímico que convierte la energía eléctrica en energía química, en algunos casos combinada también con energía térmica al no trabajar a temperatura ambiente, (Morante, 2020).

De este modo, en casos de producción excedente de energía eléctrica renovable (cuando la red eléctrica se encuentra saturada; en casos de baja demanda eléctrica; o simplemente con la intencionalidad de producir un combustible renovable), se puede almacenar la energía renovable en forma de hidrógeno, si esta energía proviene de fuentes renovables eólica, solar, marina, etc. Se denomina hidrógeno verde, ya que no se genera ninguna emisión de  $CO_2$  en toda la cadena de producción.

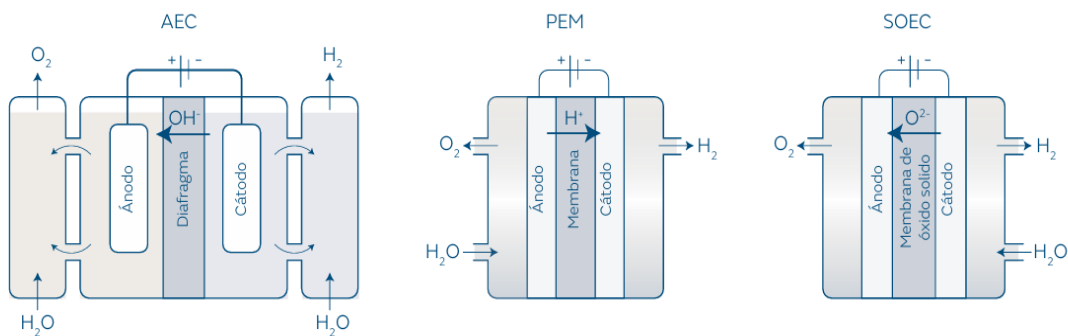
### 2.3.2 Proceso de Electrolisis del Agua

La reacción básica de electrólisis o disociación del agua se representa a través de la siguiente ecuación:



Es notorio que estos procesos no involucran la producción de gases de efecto invernadero ni emisiones contaminantes indeseadas, de hecho, el único subproducto generado es oxígeno gaseoso el cual puede ser aprovechado para distintos usos, como insumo para procesos hasta la optimización de procesos de combustión.

Existen distintas tecnologías de electrolisis las cuales se van desarrollando comercialmente en la última década, por lo que, las principales son tres tipos que difieren en el material de electrolito utilizado y que vale la pena mencionar dichas tecnologías. Las cuales se denominan como: Electrolizadores Alcalinos (AEC); de Membrana de Intercambio de Protones (PEM); y de Estado Sólido o de Alta Temperatura (SOEC), (ver figura 1).



Fuente: Hidrógeno vector energético (Morante, 2020)

Fig. 1 Esquema de funcionamiento de electrolizadores.

Para optimizar sus características, hay varios parámetros, a parte del propio diseño o configuración de celda, que los diferentes fabricantes procuran optimizar, básicamente con el uso de distintos materiales catalíticos en los electrodos como son:

- la eficiencia faradaica, 100 %, para garantizar la utilización de la corriente eléctrica inyectada en producir hidrógeno y no en otras reacciones químicas secundarias,
- la eficiencia energética en condiciones de trabajo de alta productividad, es decir usando una alta densidad de corriente por unidad de área del electrodo para garantizar una alta productividad de hidrógeno, y una mínima polarización de celda,  $V_{cell}$ , que dé una máxima eficiencia energética electroquímica (definida como  $1,23/V_{cell}$ , siendo 1,23 V la diferencia de potencial mínima requerida para separar el hidrógeno del agua).

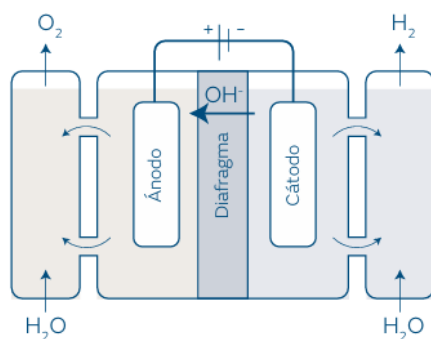
El aumento de temperatura en el rango de operación contribuye a disminuir  $V_{cell}$ , aunque también puede hacer disminuir la eficiencia faradaica, (Morante, 2020).

## 2.4 Electrolizadores Alcalinos (AEC)

Los electrolizadores alcalinos representan la tecnología de electrólisis de agua más desarrollada hasta la fecha, principalmente en aplicaciones industriales a escala MWe.

Una celda AEC está compuesta por dos electrodos completamente inmersos en un electrolito del 20-40 % de hidróxido de potasio (KOH), y con un separador de diafragma micro-poroso.

Se utiliza KOH en vez de hidróxido de sodio (NaOH) debido a su mayor conductividad. El gas producto que sale de la celda se separa del electrolito restante, y posteriormente se bombea de vuelta a la celda. El líquido electrolito no se consume durante la reacción, pero debe reponerse con el tiempo debido a diferentes tipos de pérdidas, (Morante, 2020).



Fuente: Hidrógeno vector energético (Morante, 2020).

Fig. 2 Esquema de funcionamiento de electrolizador alcalino.

La conexión entre las celdas de electrólisis individuales que forman una pila puede hacerse en paralelo (electrolizador unipolar), o puede llevarse a cabo como una conexión en serie de células individuales adyacentes (electrolizador bipolar). Aunque los electrolizadores

bipolares son más complejos y exigen una mayor precisión de fabricación, hoy en día se prefieren sobre los unipolares debido a sus pérdidas óhmicas significativamente más bajas. Esto se debe a que el flujo de electrones durante la electrólisis de una celda a la siguiente es a través de toda la placa bipolar y, por lo tanto, las pérdidas óhmicas son mínimas. En el diseño unipolar en cambio, el flujo de corriente está en la dirección longitudinal en los electrodos y, por tanto, las pérdidas óhmicas son mayores, (M. Lehner, 2014).

Los electrolizadores alcalinos son la tecnología de mayor madurez y de menor coste de inversión la cual representa una ventaja. Sin embargo, debido a las características del electrolito, este responde lentamente a la entrada de energía, lo cual limita su eficiencia y produce bajas densidades de corriente, por lo que, su producción es baja en comparación a otras tecnologías de electrólisis.



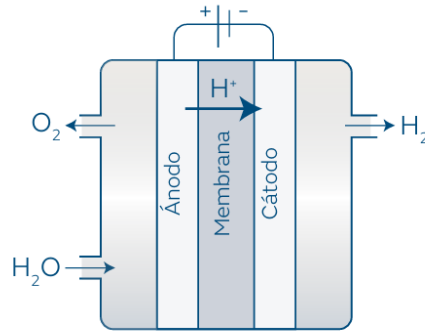
Fuente: (Vilela, 2022).

Fig. 3 Electrolizador alcalino considerado el más grande del mundo.

## 2.5 Electrolizadores de Electrolito de Membrana Polimérica (PEM)

Los electrolizadores PEM representan la segunda tecnología más importante de electrólisis del agua. En general, está menos desarrollado en comparación con los sistemas AEC. La conexión de células individuales, formando una pila, se realiza exclusivamente en serie (electrolizador bipolar) mediante el método de construcción de filtro de prensa, (M. Lehner, 2014).

Debido a la falta de un electrolito líquido y todo el equipo asociado al mismo (bombas, separación de gases, etc.), un electrolizador de electrolitos sólidos generalmente permite un diseño de sistema más compacto y esto se puede presentar como una ventaja.



Fuente: Hidrógeno vector energético (Morante, 2020)

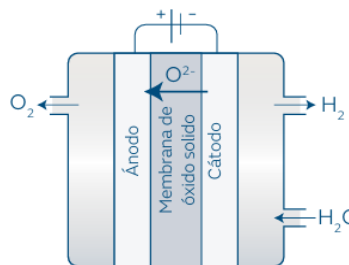
Fig. 4 Esquema de funcionamiento de Electrolizador de Electrolito de Membrana Polimérica.

Las ventajas principales de esta tecnología son sus altas eficiencias de celdas, altas densidades de corriente y la capacidad de proporcionar hidrógeno comprimido. Además, la tecnología PEM permite un modo de operación altamente flexible, junto con un arranque rápido. Sin embargo, los costes de inversión son más altos en comparación con los sistemas AEC, debido a que utilizan componentes más costosos, (O. Schmidt, 2017).

## 2.6 Electrolizadores de Electrolito de Óxido Sólido (SOEC)

Los electrolizadores SOEC representan la tecnología de electrólisis de agua menos madura de los tres principales para este proceso, pero la que presenta mejores eficiencias. Estos electrolizadores utilizan un electrolito compuesto de un material cerámico en forma sólida, lo que permite que el electrolito conduzca selectivamente iones de oxígeno que se hayan cargado negativamente a altas temperaturas.

Los electrolizadores de óxido sólido producen hidrógeno de manera diferente a los electrolizadores convencionales, porque el agua reacciona en el cátodo y se combina con electrones para generar gases de hidrógeno, junto con iones de oxígeno que están cargados negativamente (O. Schmidt, 2017).



Fuente: Hidrógeno vector energético (Morante, 2020).

Fig. 5 Esquema de funcionamiento de Electrolizador de Electrolito de Óxido Sólido.

Los sistemas SOEC generalmente funcionan en un rango de temperatura media a alta, del orden de 650-1.000°C. Las altas temperaturas de operación son beneficiosas en términos termodinámicos (bajo voltaje de electrólisis), por lo que una parte importante de los esfuerzos de investigación actuales apuntan a que los sistemas funcionen a temperaturas más bajas, del orden de 500-700°C. Las principales ventajas de los sistemas SOEC es la alta eficiencia energética, y que pueden funcionar en modo reversible (RSOC), tanto en modo de electrólisis (SOEC) como en modo pila de combustible (SOFC), similar a una batería pero que pueden generar energía utilizando diferentes combustibles como hidrógeno, hidrocarburos, alcoholes, entre otros, (Morante, 2020).

Las principales características de los electrolizadores AEC, PEM y SOEC descritos anteriormente, se representan en la tabla 3, donde se observa que la tecnología AEC, es la que se encuentra con mayor madurez en el mercado, sin embargo, se está viendo el crecimiento de la tecnología PEM, que concuerda en gran manera con la tecnología AEC, aunque cuenta con una mayor flexibilidad para adaptar su operación a fuentes renovables, además del volumen menor comparado con una AEC de la misma capacidad, está siendo una de las tecnologías más probadas en proyectos de demostración, tanto en aplicaciones industriales como de movilidad. Por otra parte, la tecnología SOEC ofrece mejores rendimientos debido a su operación a elevadas temperaturas que le confiere claras ventajas termodinámicas, pero todavía se encuentra en un estado de madurez tecnológicamente inferior y requiere de una inversión inicial mayor, especialmente para aplicaciones que requieran presurización del hidrógeno obtenido, (H. Europe, 2019).

Tabla 3. Principales características de distintos tipos de electrolizadores

<b>STRACK</b>			
Electrolito	Solución KOH	Membrana polimérica	Óxido sólido
Portador de carga	OH <sup>-</sup>	H <sup>+</sup>	O <sub>2</sub> <sup>-</sup>
Densidad de corriente (A/cm <sup>2</sup> )	0,5	2,0	2,0
Voltaje (V)	1,75- 2,4 V	1,6 - 2,0 V	1,2 – 1,3 V
Temperatura de operación (°C)	60 - 80	50 - 80	650 – 1000
Presión de trabajo (bar)	1 - 30	30 - 80	1
Eficiencia energética (kWh/Nm <sub>3</sub> de H <sub>2</sub> producido)	4,3 - 5,5	4,5 - 5,4	3,2 – 3,7
Eficiencia eléctrica (% , PCI)*	63 - 70	56 - 60	74 - 81
<b>SISTEMA GENÉRICO</b>			
Consumo eléctrico a capacidad nominal (kWh/kg)	51	55 - 70	41 – 40
Coste capital (€/kW)	750	1.200 – 2.000	12.000 – 4.500
Costes de O&M (€/(kg/día) /año)	32	58	600 - 225

\*PCI: Poder calorífico inferior

Fuente: Elaboración propia con datos (Jiménez, 2020).

## **2.7 Clasificación ambiental del Hidrógeno**

Se han descrito las diferentes fuentes potenciales de hidrógeno y sus procesos asociados, por lo que, para distinguir los tipos de hidrógeno, éste se clasifica en colores en función de su impacto ambiental. Esta clasificación permite la fácil identificación del tipo de hidrógeno. Además, la definición de cada tipología está perfectamente establecida y cuantificada.

### **2.7.1 El Hidrógeno Gris**

El término hidrógeno gris se usa para definir al hidrógeno generado con recursos fósiles y que libera a la atmósfera el dióxido de carbono producido durante la reacción de reformado, como el generado a partir de gas natural. También, se puede usar el término hidrógeno negro cuando se hace referencia al hidrógeno que se obtiene a partir de carbón, y de hidrógeno marrón cuando se genera a partir de lignito (un tipo de carbón mineral) (IEA, 2019), si bien el término más habitual para englobar todo el hidrógeno fósil es el de hidrógeno gris.

Sin entrar en detalle en las diferentes tecnologías de reformado, se puede considerar que la producción de hidrógeno gris tiene unas emisiones superiores a 10-11 kgCO<sub>2</sub>eq /kgH<sub>2</sub> generado (Morante, 2020). De las emisiones del proceso, 2/3 partes proceden de la propia reacción química de reformado más la reacción de desplazamiento, y 1/3 de la quema de combustible para obtener la temperatura necesaria para el reformado. La emisión de 10-11 kgCO<sub>2</sub>eq /kgH<sub>2</sub> no está para nada alineada con los objetivos climáticos.

### **2.7.2 El Hidrógeno Azul**

En el hidrógeno azul gran parte de las emisiones de dióxido de carbono se secuestran. El proceso se denomina captura del dióxido de carbono de precombustión, y se puede incorporar el obtenido a partir de pirolisis de gas natural, (a veces referido individualmente como hidrógeno turqués), el cual no ha sido combustionado como tal. La instalación de unidades de captura en este punto es interesante debido a la alta concentración del compuesto y a la economía de escala. Por el contrario, la captura de un proceso de combustión y distribuido es costosa e ineficiente. En esta dirección, es más eficiente ambientalmente combustionar hidrógeno obtenido a partir de gas natural, cuando se ha capturado el dióxido de carbono en los reformadores, que quemar directamente gas natural de forma distribuida.

El hidrógeno azul se define como: “el hidrógeno generado de fuentes no renovables que emite menos de 4,37 kgCO<sub>2</sub>eq /kgH<sub>2</sub> (36,4 CO<sub>2</sub>eq /MJ)” (Morante, 2020).

### **2.7.3 El Hidrógeno Verde**

El “hidrógeno verde” se define como aquel bajo en carbono que se obtiene a partir de fuentes renovables. Esta definición lleva implícita, al igual que el azul, que el proceso debe tener un impacto ambiental menor que el actual. Por ello, la definición técnica de hidrógeno verde es: “el hidrógeno generado a partir de fuentes renovables que emite menos de 4,37 kgCO<sub>2</sub>eq /kgH<sub>2</sub> (36,4 CO<sub>2</sub>eq /MJ)” (Morante, 2020).

Cabe resaltar que el hidrógeno verde debe cumplir dos condiciones importantes que se debe proceder de fuentes renovables y por lo tanto tener un bajo impacto ambiental.

Ambas formas de obtener hidrógeno son con bajas emisiones de dióxido de carbono, aunque en el caso del hidrógeno azul hay que gestionar el CO<sub>2</sub> capturado, mientras que en el hidrógeno verde esto se evita y además tiene un potencial de reducción de emisiones superior al azul.

El concepto de hidrógeno verde fue creado específicamente para la producción hidrógeno a partir de electrólisis del agua y mediante electricidad renovable, en clara contraposición al proceso actual de producción a partir de recursos fósiles y con alto impacto ambiental.

Este hidrógeno es una forma de transformar la electricidad en un producto almacenable, transportable y con múltiples aplicaciones. No obstante, el concepto es más amplio, ya que existen otras fuentes renovables e inagotables que pueden ser utilizadas en procesos elegibles: electrólisis del agua (electricidad renovable); reformado de biogás (tratamiento aguas, residuos o vertedero); reformado de compuestos orgánicos (renovables); gasificación (biomasa forestal, residuos orgánicos); y producción de cloro (electricidad renovable).

El potencial de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis es muy elevado, ya que se puede obtener en cualquier instalación que disponga de un sistema que genere electricidad renovable (eólica, solar, hidráulica, geotérmica) y disponga de agua. El hidrógeno verde, por tanto, contribuye a un mayor despliegue de dichas fuentes renovables. La electrólisis permite el almacenamiento de la energía eólica y la radiación solar, y no depender de centrales de generación eléctricas contaminantes, (Morante, 2020).

## 2.8 Almacenamiento del Hidrógeno

### 2.8.1 Compresión

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

$$W = \frac{\gamma - 1}{\gamma} \cdot p_o \cdot V_o \cdot \left( \frac{p}{p_o}^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \quad (1.1)$$

Donde:

W [J/kg] trabajo específico de compresión

Po [Pa] presión inicial

Pf [Pa] presión final

Vo [m<sup>3</sup>/kg] volumen específico inicial, 11,11 para el H<sub>2</sub>

$\gamma$  [-] Coeficiente adiabático, 1,41 para el H<sub>2</sub>

De este modo la energía necesaria para comprimir el hidrógeno depende de las presiones iniciales, finales y la masa de hidrógeno a comprimir, típicamente la presión inicial a la que se obtiene el hidrógeno corresponde a 101,3 [Pa], la cual corresponde a la presión ambiental, es decir 1 [atm], (Jiménez, 2020).

## 2.8.2 Licuación

Técnicamente se podría extraer calor de cualquier gas hasta lograr que su temperatura baje del punto de ebullición produciéndose la condensación, es decir un cambio de estado de gas a líquido. Dado que el punto de ebullición del hidrógeno es muy bajo 20,3 [K], (ver tabla 1) y a estas temperaturas es muy difícil retirar calor de cualquier muestra, se utiliza un método conocido como licuefacción, el cual consiste en extraer calor al gas en múltiples etapas acompañadas de etapas de compresión, de este modo se alcanza el estado líquido.

En el caso del hidrógeno se realiza primero una etapa de refrigeración con propano hasta los 170 [K], luego un proceso de expansión multietapa con nitrógeno hasta llegar a los 77 [K] y por último un proceso de compresión-expansión multietapa con helio hasta alcanzar finalmente los 20,3 [K] deseados, punto en el cual el hidrógeno se vuelve líquido y bastante más denso. Si bien esta etapa requiere un alto gasto energético el resultado es hidrógeno en estado líquido el cual posee una densidad bastante alta en comparación a la del gas, por lo tanto, se puede almacenar en el mismo volumen una mayor cantidad de masa. (Jiménez, 2020).

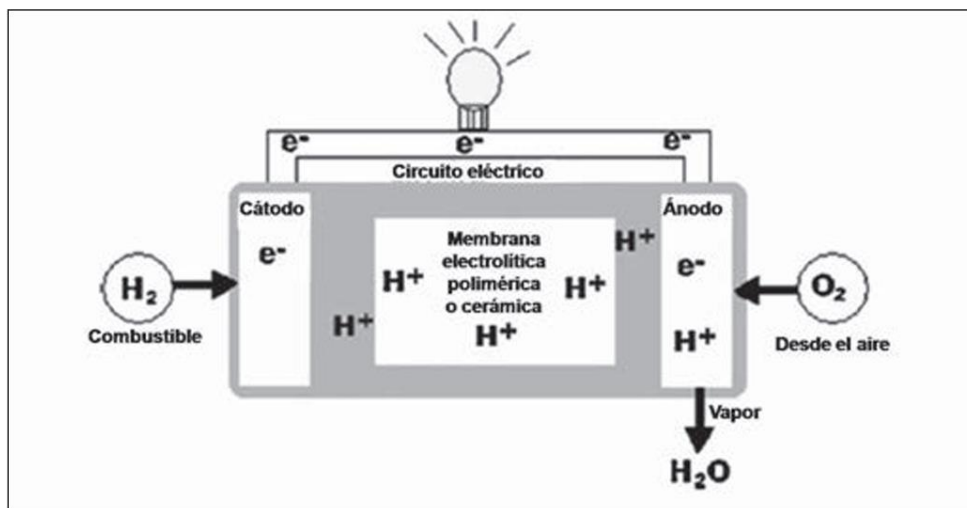
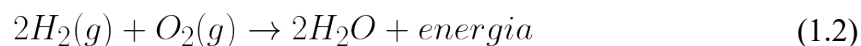
## 2.9 Celdas de combustible

Las celdas de combustible generan electricidad y calor durante la reacción electroquímica que ocurre entre el oxígeno e hidrógeno para formar agua. La tecnología de la celda de combustible es un camino prometedor para proporcionar energía en áreas rurales, donde no hay acceso a la red eléctrica pública, o donde hay un costo enorme en el cableado y transferencia de electricidad. Además, las celdas de combustible pueden emplearse como fuente de energía, para asegurar la energía eléctrica como, por ejemplo, en fuentes de potencia ininterrumpida (*Uninterruptible Power Supplies*, UPS), estaciones de generación de energía y sistemas de distribución, (Alvarado-Flores, 2013).

### 2.9.1 Principio de Operación de las Celdas de Combustible

Las celdas de combustible generan electricidad y calor a través de una reacción electroquímica que en realidad es una reacción de electrólisis invertida. Esto sucede entre el oxígeno e hidrógeno para formar agua. Existe una variedad de diseños disponibles para celdas de combustible, sin embargo, todos ellos operan con los mismos principios básicos. La principal diferencia en el diseño de las celdas se basa en las características químicas del

electrolito utilizado en cada una. La siguiente ecuación, muestra la reacción electroquímica y la figura 6 representa el principio de funcionamiento de una celda de combustible.

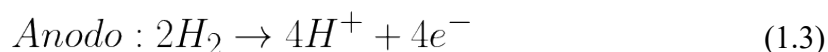


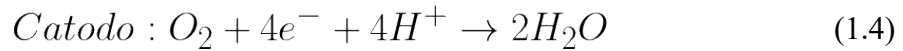
Fuente: Estudio comparativo de las diferentes tecnologías de celdas de combustible (Alvarado-Flores, 2013).

Fig. 6. Principio de funcionamiento de una celda de combustible de intercambio protónico.

Una celda de combustible se compone de cuatro partes principales: ánodo, cátodo, electrolito y el circuito externo. En el ánodo, el hidrógeno se oxida, con lo cual resultan protones y electrones, mientras que en el cátodo se reduce el oxígeno a especies óxido, las cuales reaccionan para formar agua. Dependiendo del electrolito, los protones o bien los iones óxido se transportan a través de un conductor iónico aislante, mientras que los electrones viajan a través de un circuito externo para liberar la energía eléctrica. Sin embargo, generalmente las celdas de combustible producen cantidades muy pequeñas de corriente, debido a la reducida área de contacto entre los electrodos, electrolito y gas. La reacción entre el oxígeno e hidrógeno para generar electricidad es diferente en los distintos tipos de celdas de combustible. En un electrolito ácido, los electrones y protones (H<sup>+</sup>) son liberados a partir del gas de hidrógeno hacia el electrodo catódico. Los electrones generados pasan a través de un circuito externo y viajan hacia el cátodo mientras que los protones pasan a través del electrolito. Este intercambio libera energía eléctrica. Simultáneamente, en el lado del cátodo, el agua se forma como resultado de la reacción entre los electrones del electrodo y los protones del electrolito, (Alvarado-Flores, 2013).

Las reacciones presentes en el ánodo y cátodo se muestran a continuación:





## 2.10 Tipos de Celdas de Combustible

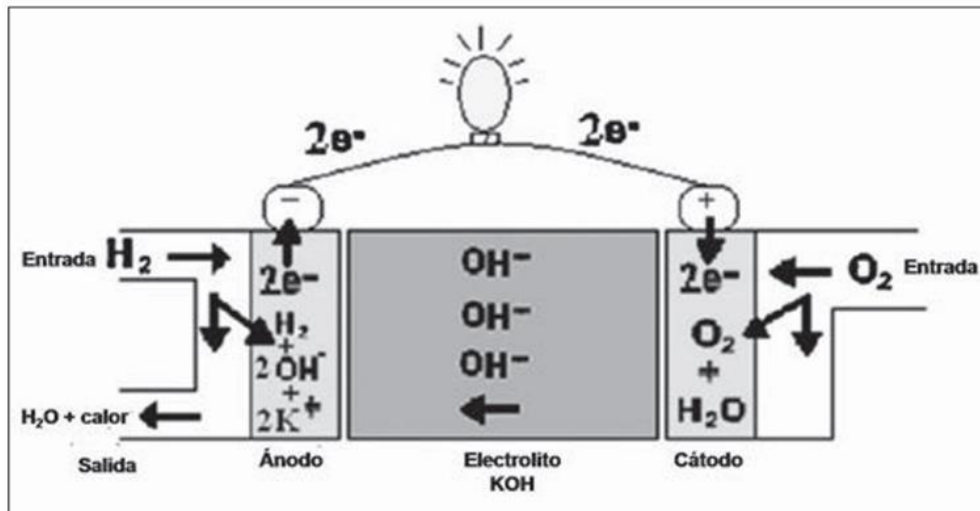
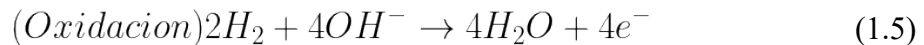
Las celdas de combustible se pueden clasificar de acuerdo con su temperatura de operación, eficiencia, aplicaciones y costo. En relación con el tipo de electrolito utilizado se clasifican en tres grupos principales:

- Celda de combustible alcalina (Alkaline Fuel Cell, AFC)
- Celda de combustible de ácido fosfórico (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC)
- Celda de combustible de óxido sólido (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC)

### 2.10.1 Celda de Combustible Alcalina (Alkaline Fuel Cell, AFC)

La celda de combustible alcalina genera energía eléctrica por medio de un electrolito alcalino de hidróxido de potasio (KOH) en solución base agua. La presencia de los iones hidroxilo que viajan a través del electrolito, permite que exista un circuito eléctrico y así la energía eléctrica puede ser extraída. La figura 7, ilustra el mecanismo de operación de una celda de combustible alcalina. En el ánodo, se combinan dos moléculas de hidrógeno gas con cuatro iones hidroxilo con carga negativa, liberándose cuatro moléculas de agua y cuatro electrones (Alvarado-Flores, 2013).

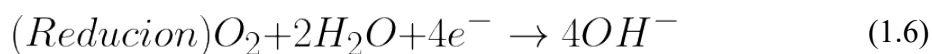
La reacción de oxidación de este proceso se puede considerar como:



Fuente: Estudio comparativo de las diferentes tecnologías de celdas de combustible (Alvarado-Flores, 2013).

Fig. 7. Celda de combustible alcalina (Alkaline Fuel Cell, AFC).

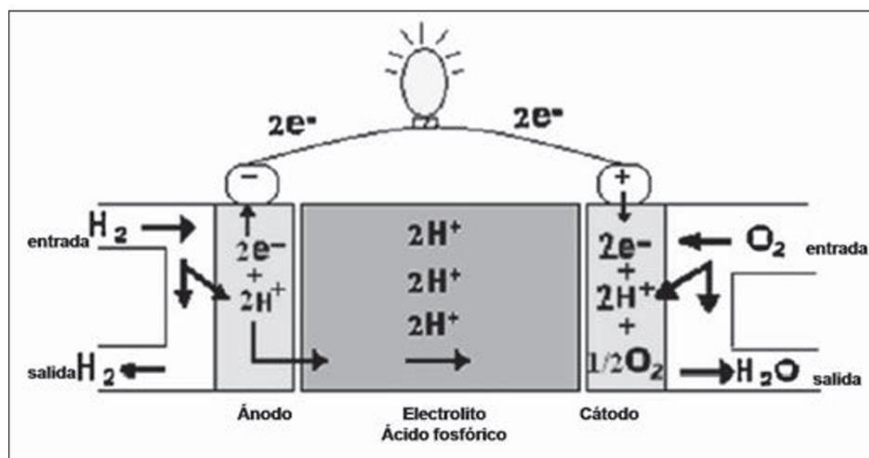
Los electrones liberados, reaccionan con el cátodo a través de un circuito externo y reaccionan con el agua para generar iones ( $\text{OH}^-$ ). En el cátodo, una molécula de oxígeno se combina con dos moléculas de agua y absorben cuatro electrones para formar cuatro iones hidroxilo cargados negativamente. La reacción de reducción que se presenta es:



Generalmente, la temperatura de funcionamiento de las celdas de combustible alcalinas se encuentra en el rango de 60 a 90 °C; sin embargo, en diseños recientes, estas celdas pueden operar a más bajas temperaturas entre 23 y 70 °C. Estas celdas se consideran de baja temperatura con un costo de catálisis relativamente menor. El catalizador más común utilizado para acelerar las reacciones electroquímicas en el cátodo y ánodo en este tipo de celda de combustible es el níquel. La eficiencia eléctrica de la celda de combustible alcalina es de aproximadamente 60 % y de más de 80 % de eficiencia con sistema de cogeneración de calor y potencia combinados (Alvarado-Flores, 2013).

### 2.10.2 Celda de Combustible de Ácido Fosfórico (*Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC*)

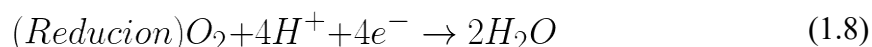
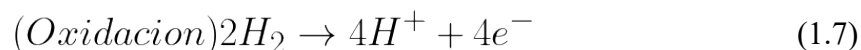
Las celdas de combustible de ácido fosfórico, considerados como unos de los sistemas más prometedores en la generación de electricidad, utilizan electrodos de papel carbón y un electrolito líquido de ácido fosfórico ( $\text{H}_3\text{PO}_4$ ). La solución de  $\text{H}_3\text{PO}_4$  (3.09 % (H), 31.6 % (P) y 65.3 % (O)) es un líquido transparente e incoloro utilizado en fertilizantes, detergentes, saborizantes para alimentos y productos farmacéuticos. En el electrodo catódico, el agua se forma como resultado de la reacción entre los electrones, protones y el oxígeno en presencia de un catalizador de platino para acelerar las reacciones. Cabe resaltar, que la operación continua del sistema a 40 °C es una preocupación constante, debido a la solidificación del ácido fosfórico a esta temperatura.



Fuente: Estudio comparativo de las diferentes tecnologías de celdas de combustible (Alvarado-Flores, 2013).

Fig. 8. Celda de combustible de ácido fosfórico (*Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC*).

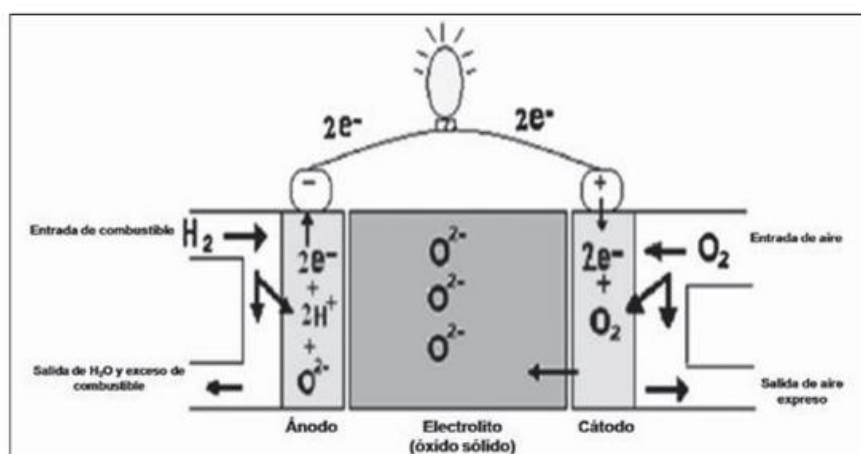
La figura 8, muestra una celda de combustible de ácido fosfórico. Como se observa en la figura, el hidrógeno generado en el ánodo se divide en cuatro protones y cuatro electrones. La reacción redox que tiene lugar en la oxidación del ánodo se muestra en la ecuación 1.8. Mientras que en el cátodo se tiene la reacción de reducción, donde cuatro protones y cuatro electrones se combinan con el oxígeno para forma agua.



Los electrones y protones pasan a través del circuito externo y electrolito respectivamente. Como resultado se tiene la generación de corriente eléctrica y calor.

### 2.10.3 Celda de combustible de óxido sólido (*Solid Oxide Fuel Cell*, SOFC)

Las celdas de combustible de óxido sólido se caracterizan por utilizarse en alta temperatura, conformadas de un electrolito cerámico sólido. En la figura 9, se muestra un ejemplo de esta celda. Generalmente, se utilizan una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono formado internamente por el reformado del hidrocarburo como combustible, además del aire como oxidante. La circonia estabilizada con itria (*Yttria Stabilized Zirconia*, YSZ) es el electrolito más utilizado para este tipo de celdas, debido a su elevada estabilidad química y térmica, además de su alta conductividad iónica (Alvarado-Flores, 2013).

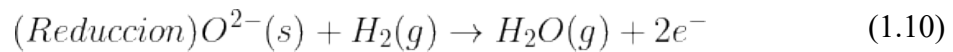
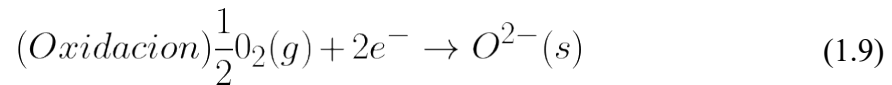


Fuente: Estudio comparativo de las diferentes tecnologías de celdas de combustible (Alvarado-Flores, 2013).

Fig. 9. Celda de combustible de óxido sólido (*Solid Oxide Fuel Cell*, SOFC).

El oxígeno se reduce de acuerdo con la reacción de reducción del cátodo aproximadamente a 1000 °C, para lo cual se requiere que su fabricación/síntesis<sup>40</sup> y su morfología se la óptima.

Mientras que la oxidación del combustible sucede en el ánodo. El ánodo debe ser poroso para conducir combustible y transportar los productos de la oxidación lejos del electrolito y de la interfaz electrodo-combustible. Es importante resaltar el efecto catalítico de algunos elementos como el Ni (en combinación con el metano), el cual se ha utilizado ampliamente como parte del ánodo en este tipo de celdas, (Alvarado-Flores, 2013).



Las celdas de combustible de óxido sólido

son sistemas de generación de potencia de gran escala, con capacidad de cientos de MW. El calor generado como subproducto, generalmente, se utiliza para generar más electricidad, haciendo girar turbinas de gas y por lo tanto, aumenta la eficiencia con sistemas combinados (*Combined Heat and Power*, CHP) entre 70 y 80 %46,47,48. Este tipo de celdas, son fiables, modulares y adaptables a varios combustibles con bajas emisiones de gases nocivos tales como NOx y SOx.

## 2.11 Política Energética en El Salvador

Dentro de la política energética salvadoreña se cita el siguiente párrafo “se pretende contribuir al establecimiento de una nueva configuración de la matriz energética fundamentada en el desarrollo sostenible y en la adecuada integración con otros sectores claves de la vida nacional” (párrafo 2, política energética, 2010-2024).

Por lo que El Salvador está comprometido a dicha configuración de la matriz energética, de hecho, El Salvador es signatario del Protocolo de Kioto el cual fue ratificado por el país el 17 de septiembre de 1998. En este sentido, si bien es cierto que El Salvador es un emisor insignificante de gases de efecto invernadero, esto no le exime de comprometerse a realizar esfuerzos significativos para mitigar y adaptarse a las consecuencias del cambio climático.

Como parte fundamental de contribuir a eliminar los gases de efecto invernadero, dentro de la política energética nacional dos de los objetivos específicos dictan que se deberá reducir la dependencia energética del petróleo y sus productos derivados, fomentando las fuentes de energía renovables, la cultura de uso racional de la energía y la innovación tecnológica. Así también, minimizar los impactos ambientales y sociales de los proyectos energéticos, así como aquellos que propician el cambio climático.

Uno de los objetivos fundamentales de la política energética El salvador 2020-2050 es la investigación, desarrollo e innovación, en el cual el subsector eléctrico, ha realizado activadas que conllevan a la investigación dentro de los cuales se ha planteado el almacenamiento de

hidrógeno que la empresa LAGEO desea implementar en un futuro. Sin embargo, aún falta mucho esfuerzo del gobierno en temas de investigación en el sector energético (capital humano, recursos económicos e infraestructura de investigación).

La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) advierte, en sus publicaciones sobre perspectivas energéticas mundiales, escenarios futuros en los cuales se hace necesario tomar en cuenta retos como los siguientes:

- Cuestiones como el diseño del mercado para el almacenamiento de energía, la interfaz entre los vehículos y la red eléctricos y la privacidad de los datos tendrán el potencial de exponer a los consumidores a nuevos riesgos.
- Según estudios realizados por Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por sus siglas en inglés) identifican que, con las políticas públicas y metas nacionales para la disminución de Gases Efecto Invernadero actuales, no será posible mantener el nivel de temperatura global por debajo de 1.5° C, tal como se plantea en el Acuerdo de París. En ese sentido, queda al descubierto la necesidad de que los países establezcan estrategias para lograr una transformación energética limpia y resiliente basadas en la utilización de recursos renovables, el incremento de la eficiencia energética y la electrificación de los consumos. Lo anterior generará un incremento en las necesidades de inversión en servicios de infraestructura para robustecer los sistemas de transmisión y distribución, aumentar su flexibilidad, incorporar tecnologías de almacenamiento energético, digitalizar y optimizar la gestión de la demanda, mejorar el desempeño energético en los sectores de consumo, aumentar la participación de energías renovables y promover la electrificación de la demanda.

en relación con la participación de la demanda como un agente dentro del mercado eléctrico, aportando reducciones o aumento de sus consumos para el mercado de energía o servicios auxiliares, cabe señalar que no existe normativa que permita desarrollar este mercado. Tal es el caso, por ejemplo, de la regulación de sistemas de almacenamiento, ya que El Salvador no cuenta con normativa que permita a los agentes proyectar cómo responderá ese mercado.

## **2.12 Ley General de Electricidad**

La Ley General de Electricidad de El Salvador, en la cual se constata la carencia de disposiciones específicas que aborden directamente los sistemas de almacenamiento como tal, así como la regulación de la frecuencia mediante estos mecanismos. Aunque la legislación aborda de manera integral aspectos vinculados a la explotación de recursos, con especial énfasis en el recurso hidráulico y geotérmico, no se encuentran referencias precisas en relación con la integración de tecnologías de almacenamiento de energía.

En el contexto contemporáneo, donde la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles es necesario, y ante la creciente importancia de los sistemas de almacenamiento para la estabilidad y eficiencia de la red eléctrica, la ausencia de normas específicas en la legislación existente resalta la necesidad de una evaluación más profunda. El objetivo de este análisis es subrayar la importancia de considerar posibles ajustes o adiciones normativas que

regulen e incentiven la implementación efectiva de soluciones de almacenamiento de energía renovable en el marco energético nacional.

Un proceso de revisión por las autoridades correspondientes a la actual legislación referente a la integración de tecnologías de almacenamiento debería de ser un paso fundamental para orientar futuras propuestas legislativas que busquen fortalecer el marco legal, alineándolo de manera coherente con los avances tecnológicos y las metas específicas de sostenibilidad energética de El Salvador. Un análisis integral podría sentar las bases para una discusión informada y estratégica que favorezca un marco normativo que fomente la innovación y la adopción de tecnologías emergentes en el ámbito energético.

Los artículos de la Ley General de Electricidad que abordan la explotación del recurso hidráulico establecen las bases legales para el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía hidráulica. Estas disposiciones suelen regular la concesión de derechos para la ejecución de proyectos hidroeléctricos, las condiciones para la operación de instalaciones hidroeléctricas y el uso de recursos hídricos con fines energéticos.

La relación entre estos artículos y la implementación de sistemas de almacenamiento de energía mediante hidrógeno verde se establece en la necesidad de agua para la producción de hidrógeno. El hidrógeno verde se obtiene a través de la electrólisis del agua, proceso que implica la descomposición del agua (H<sub>2</sub>O) en oxígeno e hidrógeno mediante la aplicación de corriente eléctrica. En este contexto, la disponibilidad de agua, preferiblemente proveniente de fuentes hídricas naturales, se vuelve muy importante para la producción sostenible de hidrógeno verde.

Así, la implementación de sistemas de almacenamiento de energía basados en hidrógeno verde podría requerir la toma de agua de algún recurso hídrico disponible, lo que puede estar sujeto a las regulaciones y disposiciones establecidas en la Ley General de Electricidad. Es esencial garantizar que la extracción de agua cumpla con las normativas ambientales y de gestión de recursos naturales contempladas en la legislación, evitando impactos negativos en los ecosistemas acuáticos y asegurando una gestión sostenible de los recursos hídricos.

Los artículos que hacen referencia a la explotación del recurso hidráulico en la Ley General de Electricidad son los siguientes:

#### Capítulo I – Disposiciones Generales

Art. 3.- La Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones, en adelante la SIGET, será la responsable del cumplimiento de las disposiciones de la presente ley. Para lo cual se le faculta:

b) Supervisar y vigilar la ejecución y cumplimiento de las condiciones de las concesiones y los permisos para estudio de los proyectos de concesiones para la explotación de los recursos hidráulicos y geotérmicos;

Art. 5.- La generación de energía eléctrica a partir de la explotación de recursos hidráulicos y geotérmicos, requerirán de concesión aprobada por la asamblea legislativa de conformidad con las disposiciones establecidas en la presente ley.

Capítulo II – Régimen para Desarrollar Actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

Sección I – De las Concesiones

Art. 13.- El interesado en obtener concesión para la explotación de recursos hidráulicos o geotérmicos, deberá presentar solicitud por escrito a la SIGET, acompañada de lo siguiente:

- a) Los datos del solicitante, relativos a su existencia y capacidad legal;
- b) El estudio de factibilidad del proyecto, que incluirá memoria descriptiva y los planos correspondientes;
- c) El estudio de impacto ambiental, previamente aprobado por las autoridades competentes en la materia, que deberá permitir la evaluación de manera sistemática de los efectos del proyecto y de sus obras anexas, en sus etapas de construcción, operación y abandono; la comparación de las distintas opciones existentes; la toma de medidas preventivas, y el diseño de las acciones para mitigar los efectos adversos; y,
- d) Cualquier otro dato que se requiera en la presente Ley o en su Reglamento.

Sección II – De los Estudios

Art. 24.- La SIGET, a solicitud de cualquier interesado, podrá otorgarle por una sola vez, permiso temporal para el estudio de proyectos de generación de energía eléctrica usando recursos hidráulicos o geotérmicos.

Art. 25.- El otorgamiento de dicho permiso en ningún momento considerará exclusividad, y facultará al interesado para efectuar los estudios, sondeos y mensuras que sean necesarios en bienes del Estado. Cuando se trate de bienes fiscales, el interesado deberá obtener el permiso de la autoridad que administra los bienes de que se trate.

Art. 26.- El plazo máximo del permiso temporal será de dos años, pudiendo renovarse por una sola vez a solicitud del interesado. La solicitud de permiso, así como la de su renovación, se formulará con los requisitos que establezca la SIGET.

Art. 113.- En el plazo de sesenta días contados a partir de la vigencia de la presente Ley, los titulares de concesiones para explotar recursos geotérmicos o hidráulicos deberán solicitar a la SIGET la correspondiente modificación a las mismas, con la finalidad de adecuarlas a la presente Ley.

La SIGET deberá otorgar concesión para generación de energía eléctrica con recursos hidráulicos, a las entidades que a la fecha de entrada en vigor de la presente Ley realicen dichas actividades sin tener concesión.

### 2.13 Regulación de Frecuencia

El desafío de mantener un equilibrio instantáneo y continuo entre la generación y la carga se ve intensificado por las constantes fluctuaciones de cargas y generadores. La variabilidad en la red se origina en el encendido y apagado de múltiples cargas individuales, creando un entorno dinámico y complejo en el sistema eléctrico. Esta variabilidad a largo plazo surge de factores predecibles, como los patrones diarios y estacionales de carga, así como de eventos más impredecibles, como cambios en los patrones climáticos que afectan la demanda de energía. Los generadores, además, introducen fluctuaciones inesperadas al no seguir exactamente sus programaciones de generación y al desconectarse inesperadamente debido a diversas fallas en el equipo. Es importante destacar que la producción de generadores eólicos también experimenta variaciones en consonancia con las fluctuaciones del viento, añadiendo otro nivel de complejidad a la gestión eficiente de la red eléctrica (Ledesma, 2008).

El sistema eléctrico enfrenta dos necesidades fundamentales en cuanto a la regulación de frecuencia: la necesidad de mantener un equilibrio prácticamente en tiempo real entre la generación y la carga, así como la necesidad de ajustar la generación o carga para gestionar de manera eficiente los flujos de energía a través de las distintas instalaciones de transmisión. Los servicios esenciales para cumplir con estas demandas, en muchos lugares llamados como "servicios complementarios" que abarcan funciones llevadas a cabo por el equipo y el personal involucrado en la generación, control y transmisión de electricidad, todo ello en respaldo a los servicios principales de capacidad de generación, suministro de energía y distribución de energía. Se conceptualizan como aquellas actividades "necesarias para respaldar la transmisión de energía eléctrica del vendedor al comprador, considerando las responsabilidades de las áreas de control y las empresas de transmisión dentro de dichas áreas de control para mantener operaciones confiables del sistema de transmisión interconectado" (Kirby, 2004).

La importancia de mantener la frecuencia de la onda de tensión dentro de límites establecidos para garantizar la calidad del suministro eléctrico se destaca en diversas aplicaciones industriales y domésticas. Estas variaciones de frecuencia, alejadas del valor nominal, no solo afectan el funcionamiento de equipos, sino que también pueden tener impactos significativos en la eficiencia y la durabilidad de los dispositivos conectados a la red eléctrica. En el ámbito industrial, sistemas de control y maquinaria de precisión pueden experimentar fallas operativas, lo que resulta en pérdidas económicas y de productividad. De igual manera en el ámbito doméstico, la variación de frecuencia puede provocar el incorrecto funcionamiento en electrodomésticos y dispositivos electrónicos sensibles, comprometiendo su rendimiento y vida útil. Es fundamental subrayar que estos efectos no solo se limitan a la alteración en la velocidad de funcionamiento de motores, sino que también impactan en sistemas de medición del tiempo, como relojes y automatismos, generando desajustes temporales que pueden afectar la sincronización precisa de actividades diarias (Ledesma, 2008).

La frecuencia en un sistema eléctrico guarda una relación muy cercana con el equilibrio entre la cantidad de electricidad generada y la que se consume. En situaciones de régimen permanente, todos los generadores síncronos de una red eléctrica trabajan en sincronía, es decir, la velocidad de giro de cada uno multiplicada por el número de pares de polos resulta ser precisamente la frecuencia eléctrica del sistema, para el caso de El Salvador es de 60 Hz. Durante este régimen, el impulso de cada turbina sobre cada generador síncrono, descontando las pérdidas, equilibra el impulso electromagnético que tiende a frenar la máquina (Ledesma, 2008).

Cuando se produce un aumento en la carga, es decir, cuando la demanda de energía eléctrica en el sistema aumenta, el impulso electromagnético en los generadores también aumenta. Esto lleva a que los generadores comiencen a frenarse gradualmente, resultando en una disminución progresiva de la frecuencia eléctrica. Este fenómeno resalta la relación entre la frecuencia del sistema eléctrico y los cambios en la demanda, mostrando cómo el equilibrio dinámico entre la generación y la carga es esencial para mantener una frecuencia constante y garantizar un suministro eléctrico estable y confiable, (Ledesma, 2008).

La regulación de frecuencia es considerado componente vital de las reservas operativas en la gestión eficiente de la red eléctrica y desempeña un papel muy importante en la estabilidad y la confiabilidad del sistema. En momentos de cambios súbitos en la carga, la inercia inherente a los generadores entra en acción de forma inmediata, restableciendo el equilibrio entre la generación y la carga. Además, los gobernadores de los generadores intervienen de manera activa, ajustando la carga en respuesta a las variaciones de frecuencia para llevar el sistema a un punto de equilibrio, (Leitermann, 2012).

La regulación de frecuencia no solo tiene como objetivo la restauración de la frecuencia a su valor programado, sino también la preservación de flujos de energía estables entre áreas de control, garantizando así el funcionamiento óptimo del sistema eléctrico. Este proceso implica pequeñas variaciones en la producción de energía por parte de los generadores participantes, una tarea llevada a cabo generalmente por un conjunto específico de plantas de energía térmica o hidráulica dentro del sistema. Estas plantas están vinculadas a la señal de control de generación automática (CAG ó AGC por sus siglas en inglés) generada por el operador del sistema. Esta señal no solo indica la nueva producción de energía solicitada para el generador, sino también, en el caso de plantas más antiguas, si el punto designado de potencia debe ajustarse hacia arriba o hacia abajo. En resumen, la regulación de frecuencia, al involucrar una variedad de mecanismos y tecnologías, asegura la sincronización precisa entre la generación y la demanda, contribuyendo así a la robustez y eficiencia del sistema eléctrico, (Leitermann, 2012).

El control de frecuencia, al considerar aspectos importantes relacionados con la potencia en el sistema eléctrico, se enfrenta al desafío de lograr una variedad de objetivos fundamentales. En primer lugar, debe garantizar el mantenimiento del equilibrio entre la generación y la demanda, asegurando así la estabilidad y confiabilidad del sistema. En segundo lugar, el control de frecuencia busca preservar la frecuencia de referencia en el sistema, una tarea fundamental para la operación coordinada de los distintos componentes de la red eléctrica.

Además de estos objetivos fundamentales, el control de frecuencia se ocupa de cumplir los compromisos de intercambio de energía con áreas vecinas, lo que implica una coordinación eficiente en la gestión de recursos y flujos de energía a través de las interconexiones. Asimismo, se debe mantener una reserva adecuada de energía para hacer frente a posibles variaciones en la demanda o eventos imprevistos que puedan afectar la generación.

Para alcanzar estos objetivos, el control de frecuencia y potencia se organiza en niveles. Cada nivel opera en un intervalo de tiempo específico y abarca un conjunto específico de variables que provienen de diferentes partes del sistema eléctrico, lo que permite una gestión integral y estratégica de la frecuencia. Esta gestión que se lleva a cabo de manera estructurada y de varios niveles contribuye significativamente a la capacidad del sistema eléctrico para adaptarse de manera óptima a las variaciones en la demanda y a los cambios en la generación, asegurando la estabilidad y el rendimiento de manera eficiente en el suministro de energía eléctrica, (Ledesma, 2008).

Para contrarrestar el efecto del descenso en la frecuencia del sistema, los reguladores de varios generadores del sistema intervienen, aumentando su generación para restablecer un equilibrio entre generación y carga y evitar una disminución adicional en la frecuencia. La manera en que se distribuye este aumento de demanda entre los generadores se denomina "Regulación Primaria" y depende de las características específicas de los reguladores de cada generador, (Farin, 2001).

Posteriormente a esta distribución inicial de carga, es necesario realizar una asignación más coherente entre las máquinas preseleccionadas o "participantes" para mantener un control efectivo de la generación del sistema y evitar posibles sobrecargas en máquinas individuales. En intervalos de tiempo más prolongados, esta distribución más precisa se lleva a cabo mediante un proceso conocido como "Despacho Económico". Esto implica un control adicional en los reguladores, ya sea de manera manual o automática, y se le conoce como "Regulación Secundaria". Esta regulación secundaria no solo realiza una redistribución más coherente de los cambios en la demanda entre los generadores, sino que también mantiene la frecuencia en un valor preestablecido, todo dentro de las condiciones normales de operación del sistema eléctrico. En conjunto, estos mecanismos de regulación primaria y secundaria desempeñan un papel crucial para garantizar la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico en momentos de variabilidad en la demanda y cambios en la carga, (Farin, 2001).

El Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción define a la Regulación Primaria de Frecuencia como: Es la regulación automática rápida de frecuencia cuyo objeto es mantener el equilibrio instantáneo entre inyección y retiro ante las variaciones normales entre la generación y la demanda. Se realiza a través de los gobernadores de las unidades generadoras que permiten modificar en forma automática su generación. Esta reserva forma parte de la Reserva Rodante del Sistema.

En cuanto a la regulación secundaria de frecuencia, el reglamento lo define como: Es la regulación automática para compensar el error final de la frecuencia resultante de la regulación primaria para, de ser posible de acuerdo con la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia y llevar nuevamente a las unidades que participan

en la regulación primaria a su generación programada. La Regulación Secundaria de Frecuencia es también conocida como Control Automático de Generación (CAG), y forma parte de la Reserva Rodante del Sistema.

De manera más detallada, la regulación primaria de frecuencia es un componente esencial para mantener la estabilidad en el sistema eléctrico, respondiendo de manera inmediata a cambios repentinos en la demanda o a desconexiones inesperadas de generadores. Este proceso crítico se lleva a cabo a través de mecanismos automáticos incorporados en los generadores y se basa en la inercia del sistema para restablecer el equilibrio entre la generación y la carga. Se detalla el proceso y los mecanismos involucrados en la regulación primaria de frecuencia:

- **Detección de Desviaciones de Frecuencia:**

El sistema de control supervisa continuamente la frecuencia del sistema eléctrico. Si se detecta una desviación significativa de la frecuencia nominal (por ejemplo, debido a un aumento repentino en la demanda), se activa el mecanismo de regulación primaria.

- **Acción de los Gobernadores Automáticos:**

Cada generador en la red eléctrica está equipado con un gobernador automático. Este dispositivo responde automáticamente a las variaciones de frecuencia ajustando la cantidad de potencia generada.

Cuando la frecuencia disminuye, los gobernadores incrementan la potencia generada, y viceversa. Este ajuste se realiza mediante cambios en la apertura de las válvulas de vapor en generadores térmicos o ajustando la velocidad de los generadores síncronos.

- **Contribución de la Inercia del Sistema:**

La inercia del sistema eléctrico, derivada de la masa y velocidad de rotación de los generadores, actúa como un estabilizador natural. Durante los primeros segundos de una perturbación, la inercia permite que los generadores respondan de manera rápida antes de que intervengan mecanismos más lentos.

- **Restablecimiento del Equilibrio Generación-Carga:**

La acción coordinada de los gobernadores automáticos y la inercia del sistema tiene como objetivo restablecer rápidamente el equilibrio entre la generación y la carga. Esta acción evita que la frecuencia continúe desviándose de su valor nominal.

- **Duración de la Regulación Primaria:**

La regulación primaria opera en una escala de tiempo muy corta, generalmente en el orden de segundos. Su función principal es prevenir desviaciones sostenidas en la frecuencia mientras se activan mecanismos de regulación secundaria más lentos y precisos.

- Coordinación entre Generadores:

La coordinación efectiva entre los gobernadores automáticos de diferentes generadores es esencial para evitar oscilaciones indeseadas en la frecuencia. Los sistemas de control supervisan constantemente la respuesta de cada generador para garantizar una acción conjunta y coordinada.

- Supervisión Continua y Ajuste:

Después de la intervención de la regulación primaria, los sistemas de control supervisan continuamente la frecuencia para realizar ajustes y garantizar que la estabilidad se mantenga en el sistema eléctrico.

La regulación primaria de frecuencia, mediante la acción rápida y automática de los gobernadores automáticos y la inercia del sistema, representa la primera línea de defensa ante perturbaciones en el equilibrio generación-carga. Su desarrollo sirve como base para la operación estable y confiable del sistema eléctrico, asegurando que la frecuencia permanezca dentro de límites aceptables y proporcionando el tiempo necesario para que mecanismos de regulación secundaria más complejos entren en acción.

Como se mencionó previamente, la regulación secundaria de frecuencia es también un componente fundamental del sistema eléctrico, diseñado para corregir desviaciones persistentes en la frecuencia que no pueden ser abordadas eficientemente por la regulación primaria. Este proceso implica ajustes más precisos en la generación y la carga para restablecer la frecuencia al valor nominal. De igual manera se presenta una descripción detallada de las acciones involucradas en la regulación secundaria:

- Detección de Desviaciones Continuas:

Después de la intervención de la regulación primaria, se realizan mediciones continuas de la frecuencia para identificar desviaciones persistentes que requieren ajustes adicionales.

Los sistemas de control supervisan la frecuencia en tiempo real y calculan la potencia necesaria para restablecer la frecuencia al valor nominal.

- Participación de Recursos Específicos:

La regulación secundaria involucra recursos específicamente designados para esta tarea, como unidades de control automático de generación (AGC, por sus siglas en inglés) y sistemas de almacenamiento de energía.

Los AGC ajustan la generación de grupos específicos de generadores de acuerdo con señales de control enviadas por el operador del sistema.

- Acción de los Sistemas de Almacenamiento de Energía:

Los sistemas de almacenamiento, como baterías, tecnologías de almacenamiento térmico o sistemas de almacenamiento no convencionales como el hidrógeno verde, pueden participar activamente en la regulación secundaria. Estos sistemas pueden inyectar o absorber energía de manera rápida y precisa para estabilizar la frecuencia.

- Coordinación entre Recursos:

La coordinación efectiva entre los recursos designados para la regulación secundaria es importante. Esto implica la comunicación constante entre los AGC, los sistemas de almacenamiento y otros dispositivos de control.

Los algoritmos de control supervisan la respuesta de cada recurso y ajustan sus contribuciones para evitar oscilaciones no deseadas en la frecuencia.

- Establecimiento de Señales de Referencia:

Señales de referencia precisas, basadas en la medición continua de la frecuencia y en los requisitos operativos, son enviadas a los AGC y sistemas de almacenamiento para guiar sus acciones.

Estas señales indican la cantidad de potencia que debe inyectarse o extraerse para restablecer y mantener la frecuencia en el valor nominal.

- Algoritmos de Control Avanzado:

Se utilizan algoritmos de control avanzado para ajustar la potencia de manera óptima, considerando las limitaciones operativas de cada recurso y minimizando los efectos secundarios, como cambios bruscos en la generación.

- Supervisión y Evaluación Continua:

La regulación secundaria se lleva a cabo de manera continua, con sistemas de supervisión que evalúan constantemente la eficacia de los ajustes realizados.

Se realizan ajustes adicionales según sea necesario para garantizar que la frecuencia permanezca dentro de los límites aceptables.

La regulación secundaria de frecuencia, con la participación coordinada de recursos específicos y la aplicación de algoritmos de control, garantiza un ajuste preciso y eficiente de la generación y la carga para mantener la frecuencia en niveles óptimos. Este proceso es también esencial para la estabilidad del sistema eléctrico, demuestra la capacidad del sector eléctrico para adaptarse y responder a las variaciones continuas en la demanda y la generación.

## CAPÍTULO 3.

### VIABILIDAD TÉCNICA Y AMBIENTAL EN EL CONTEXTO SALVADOREÑO

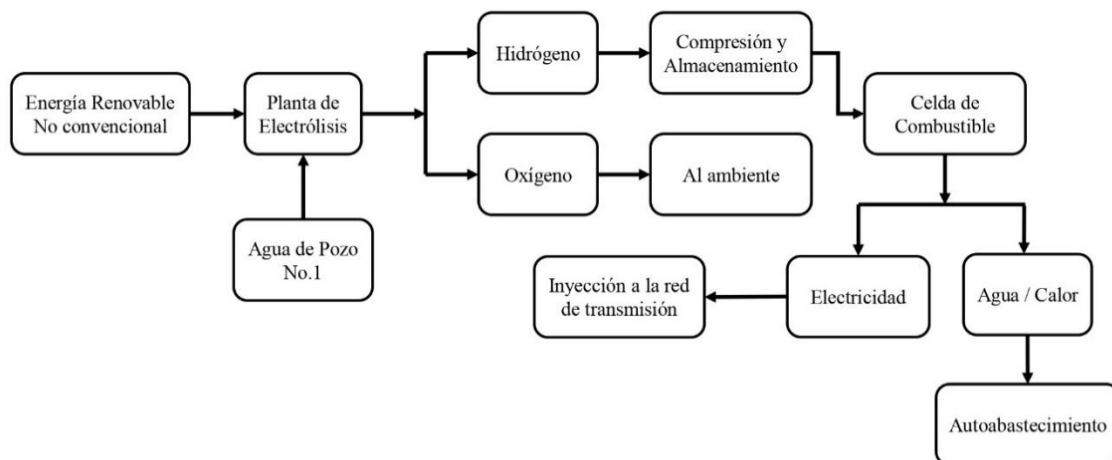
Este objetivo aborda el almacenamiento de energía eléctrica por medio de hidrógeno verde en la parte técnica y ambiental estableciendo los equipos a utilizar, analizando la energía entregada al sistema, además, aborda los beneficios ambientales, de igual manera, los desafíos ambientales asociados con la implementación de un sistema de almacenamiento de hidrógeno verde. A través de un análisis ajustado a los componentes tomados en cuenta para el desarrollo del proyecto, se identificarán las barreras que deben superarse para garantizar una adopción sostenible y eficiente de esta tecnología.

#### 3.1 Diagrama de la Planta de producción

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

- Se capta agua de un pozo mediante una bomba proyectado a una distancia considerable de la planta de Hidrógeno en el terreno elegido.
- Luego el agua, captada del pozo previamente obtenido, se inyecta a la planta de electrolisis para ser utilizada para el proceso de separación de moléculas por medio de electrolisis, obteniendo energía eléctrica de una planta de energía renovable no convencional particularmente energía solar.
- Para este caso particular se almacenará el hidrógeno verde por medio de compresión en tanques a presión de 350 bar, el cual posteriormente por medio de una Celda de Combustible será convertido nuevamente en energía eléctrica para ser inyectado a la red de transmisión eléctrica.

A continuación, se presenta un esquema de producción de energía eléctrica y almacenamiento:



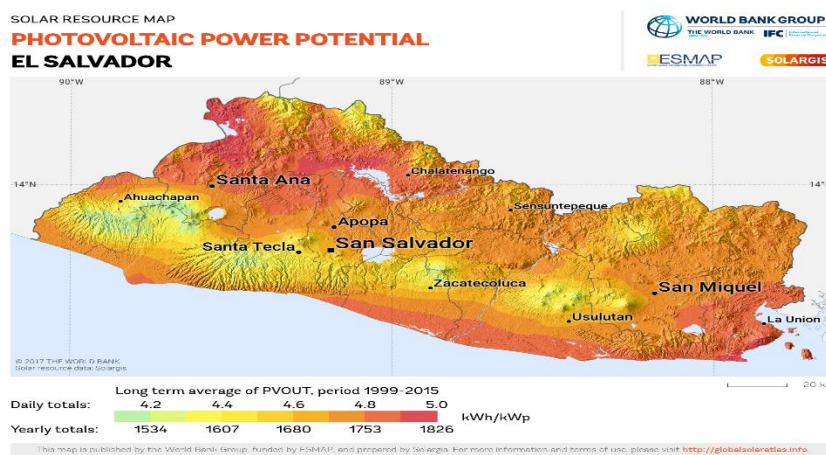
Fuente: Elaboración propia.

Fig. 10 Esquema de producción de hidrógeno y su almacenamiento e inyección a la red de transmisión.

### 3.2 Ubicación de la Planta de Hidrógeno

Para definir la ubicación de la planta de hidrógeno se realizó un análisis sobre que tecnología de generación renovable no convencional presenta un mayor índice de adopción de almacenamiento por medio de hidrógeno, se optó por la energía Solar ya que en el país es una tecnología madura, eficiente y poco costosa.

Según un análisis de irradiación solar en El Salvador este presenta valores de irradiación solar desde 4.2 kWh/kWp a los 5.0 kWh/ kWp diariamente, por lo que podemos tomar en consideración dicho estudio para cualquier planta solar en el país ya que su variación no es muy significativa.



Fuente: World Bank Group (Mapas de Recursos Solares de el Salvador, s.f.)

Fig. 11. Mapa de irradiación Solar en El Salvador

### 3.3 Capacidad de la Planta de Producción de Hidrógeno

La definición de la capacidad de la planta de producción de hidrógeno verde se realiza bajo la premisa de poder mejorar la estabilidad de la frecuencia al reducir la inyección directa e inyectar un porcentaje de energía generada por medio de almacenamiento en hidrógeno verde en las horas pico donde el beneficio económico sea mayor y oportuno en la red.

#### 3.3.1 Planta de Generación Solar

Se plantea el presente estudio técnico de producción de hidrógeno verde con inyección de energía eléctrica generada por medio de Energía Renovable no Convencional específicamente una Planta Solar de 10 MWe de potencia.

Para fines educativos se obtuvieron datos de generación reales de un año calendario de una planta solar de dicha capacidad en El Salvador para conocer la energía producida con el fin de segmentar la capacidad de generación a un 40 % que será almacenada en hidrógeno verde y el otro 60 % inyectada directamente a la red de transmisión obteniendo un mejor desempeño de inyección y a la vez estabilizando la frecuencia de generación.

A continuación, se presenta una lista de algunas Plantas Solares en El Salvador con capacidad de 10 MW que se puede utilizar como referencia para los datos de generación obtenidos:

Tabla 4. Principales Plantas de Energía Solar en El Salvador de 10MW de potencia

<b>Planta Solar</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Capacidad</b>
Bósforo	Pasaquina	10 MW
	El Carmen	10 MW
	La Unión	10 MW
	Santa Ana I	10 MW
	Santa Ana II	10 MW
	Sonsonate	10 MW
	Jiquilisco	10 MW
	Nejapa	10 MW
	Gazapa	10 MW
	Apopa	10 MW
Grupo Ortiz La independencia	La Libertad	10 MW
Planta solar Sonsonate REAL Infrastructure Capital Partners	Sonsonate	10 MW

Fuente: Elaboración propia.

Se presentan datos de generación de una Planta Solar con capacidad de 10 MW de potencia:

Tabla 5. Datos Técnicos de una planta Solar de 10 MW en El Salvador

<b>Datos de Planta</b>	
Potencia eléctrica nominal	10 MW
Potencia eléctrica pico	13.985 MW
Temperatura promedio en la superficie del panel	32.5 °C
Disponibilidad de energía	100%
Factor de Planta	27%

Fuente: Elaboración propia.

Se presentan datos de generación eléctrica reales de la planta solar de 10 MW de enero a diciembre del año 2023:

Tabla 6. Datos de Generación de la planta Solar

<b>Datos de Generación de Planta</b>		
<b>Fecha</b>	<b>Generación Real</b>	<b>Pronostico</b>
	<b>MWh</b>	<b>MWh</b>
enero	2,157	2,190
febrero	2,060	2,063
marzo	2,154	2,324
abril	2,016	2,131
mayo	1,951	1,931
junio	1,934	1,828
julio	1,956	2,015
Agosto	1,880	2,010
septiembre	2,104	1,839

octubre	1,698	1,944
noviembre	1,664	2,011
diciembre	2,021	2,119

Fuente: Elaboración propia.

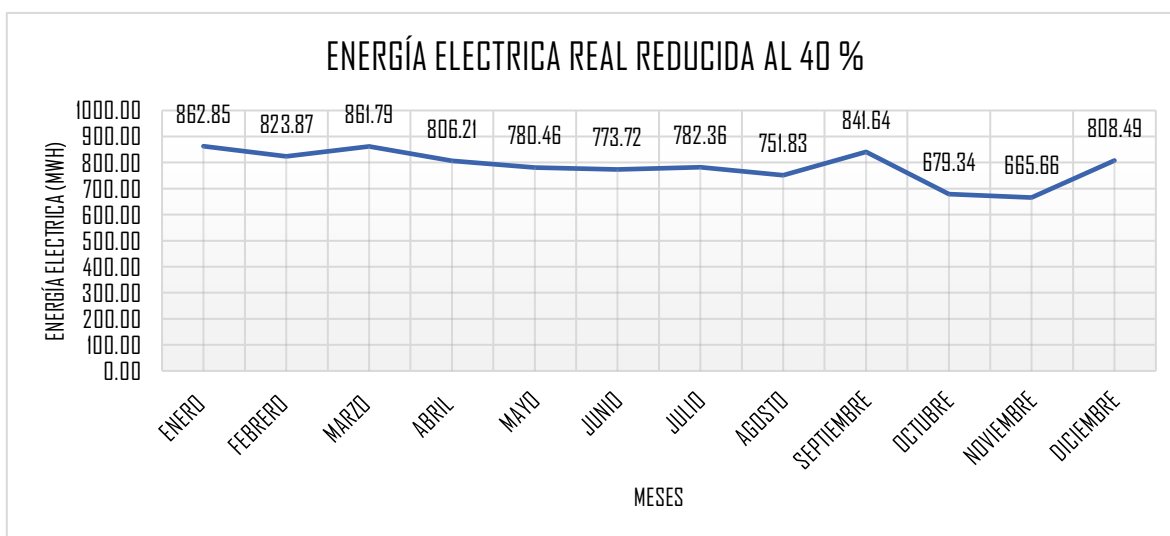
A partir de estos datos obtenidos de generación real se identifica que los meses de octubre y noviembre la generación cae un aproximado de 22% respecto al mes de enero y marzo que son los meses de mayor generación eléctrica. Sin embargo, para el uso específico de la planta de electrolisis se utilizará el 40 % de esta generación anual que es un total neto para usar en la planta electrolizadora de **9,438.22 MWh**.

Tabla 7. Datos de Generación de la planta Solar a un 40%

Datos de Generación de Planta	
Fecha	Generación Real
	MWh
enero	862.85
febrero	823.87
marzo	861.79
abril	806.21
mayo	780.46
junio	773.72
julio	782.36
Agosto	751.83
septiembre	841.64
octubre	679.34
noviembre	665.66
diciembre	808.49

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestra de forma gráfica la generación representada del 40 % utilizada para almacenar:

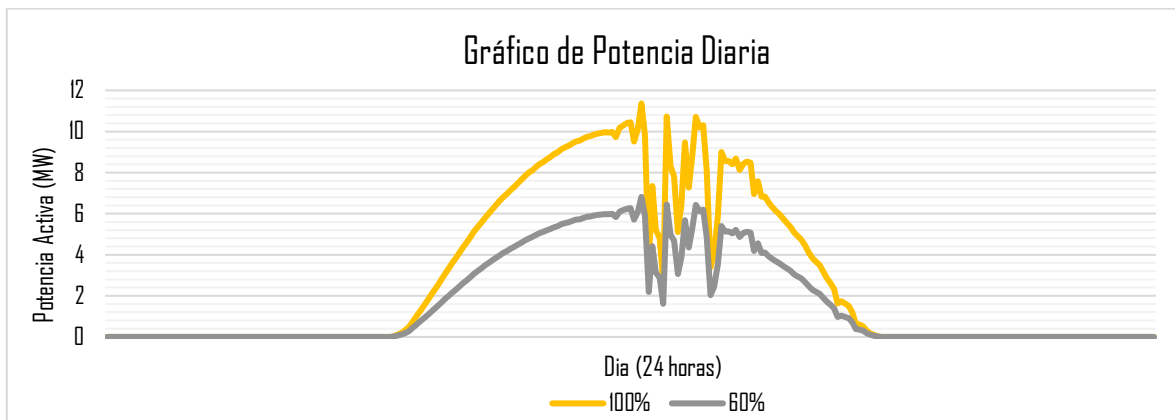


Fuente: elaboración propia.

Fig. 12. Energía eléctrica real reducida al 40%

Además, se ha tomado una muestra de los valores de potencia diarios por cada 5 minutos y representados de forma semanal para ver la variación en la generación eléctrica y como al reducir al 40 % la potencia la variación también se reduce.

Cabe resaltar que uno de los objetivos principales es regular la frecuencia a la hora de inyectar energía a red de transmisión y que la energía almacenada a través del hidrógeno sea inyectada de forma directa en el momento más significativo del día por lo que por medio del almacenamiento esto es posible solo con reducir la cantidad que se inyecta directamente.



Fuente: elaboración propia.

Fig. 13. Gráfico de Potencia de Planta Solar Diaria

### 3.3.2 Diseño de la Planta de Electrólisis

Para diseñar la planta de electrólisis es importante resaltar que en el capítulo dos (2) se determinaron tres (3) tecnologías electrolizadoras:

- Alcalina
- Membrana de protones o PEM
- Membrana de estado sólido o SOE

Por lo que para este proyecto se considerará la tecnología PEM debido a que este equipo tiene la particularidad de que permite una operación intermitente, lo que es de vital importancia en el caso de proyectos con generación renovable no convencional que se está formulando en este trabajo, además, la tecnología PEM, es más eficiente, más segura y se obtiene una relación de reducción más alta que con un electrolizador alcalino. El electrolizador SOE no se considera, debido a que se encuentra en etapa de investigación y desarrollo.

Se investigó el mercado de tecnologías PEM, donde las marcas más destacadas son Siemens, Plug Power y Nel, entre otros; sin embargo, para este caso se utilizará el modelo Silyzer 300 de la marca Siemens debido a la facilidad informativa encontrada, además, de tener representante de la marca en el país, por lo que se utilizará dicho electrolizador que sea adaptable a lo que se requiere en este estudio.

Este electrolizador está distribuido en módulos. Un conjunto de modelos completos es de 24 módulos y produce 330 kg/h de hidrógeno, sin embargo, para la potencia que se derivará para el almacenamiento que es de un 40 % de la planta, se considerará un arreglo de 6 módulos que produce 82 kg/h, y que requiere de 4.38 MW para funcionar.

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

Tabla 8. Datos Generales de Planta Electrolizadora

Marca	Siemens
Modelo	Silyzer 300
Producción electrolizador $M_{teo}$	82 kg/h
Potencia requerida $P_{teo}$	4,38 MW
Eficiencia de la planta	>75%
Dimensión de un arreglo	15 x 7,5 x 3,7 m
Puesta en marcha	< 1 minuto
Presión de salida	20 bar
Carga mínima	20% de un módulo
Vida útil del sistema	>20 años
Consumo de agua	10 l/kg- $H_2$
Calidad del gas seco	99,999%

Fuente: elaboración propia con datos de (Green Hydrogen Production, s.f.)

### 3.3.3 Análisis de Producción de Hidrógeno

Conforme a los datos presentados previamente se realiza el cálculo de producción de hidrógeno verde que se obtendrá para almacenaje, partiendo de la premisa que solo se obtendrá un 40 % de la producción mensual de la Planta solar. Para ello la figura 8 indica la cantidad de energía mensual que se obtendrá, por lo que se divide esa energía en los días generados que tiene cada mes, luego se considera que la generación tiene un lapso de 10 horas diarias aprovechables obteniendo la siguiente información de MWh.

Tabla 9. Datos de Generación por hora, según la generación del mes.

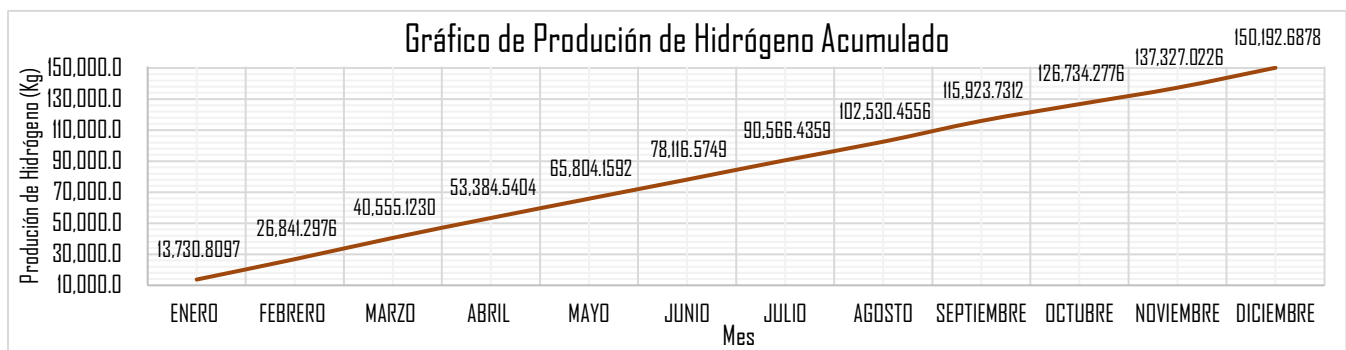
Generación por hora	
Mes	MWh
enero	2.78
febrero	2.94
marzo	2.78
abril	2.69
mayo	2.52
junio	2.58
julio	2.52
agosto	2.43

septiembre	2.81
octubre	2.19
noviembre	2.22
diciembre	2.61

Fuente: elaboración propia.

La planta electrolizadora tiene una eficiencia mayor al 75% por lo que para el cálculo se tomará en cuenta una eficiencia del 80% se entiende que por cada 4.38 MWh se obtiene 82 kg/h por lo que por cada 1 MWh se tiene una producción de 18.72 kg/h, esto se multiplica por las horas de potencia en mega watt obtenidas de la planta Solar y se obtiene la producción de kilogramo de hidrógeno gaseoso por hora eso lo multiplicamos por las horas de trabajo y obtenemos la producción diarias y así sucesivamente hasta tener la producción mensual.

A continuación, se muestra la producción de Hidrógeno acumulado anualmente.



Fuente: Elaboración propia.

Fig. 14. Gráfico de producción de hidrógeno

Se obtiene un valor acumulado de **150,192.6878 kg/añual**.

Algunas consideraciones de diseño de la planta de electrólisis que cabe destacar:

- Para poder aportar la cantidad de 10 L/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> se asume que se tendrá un pozo el cual previamente se tuvo que haber hecho los estudios de factibilidad, estudio de suelo, entre otros, así como, la bomba a instalar el cual suministrará de forma seguro la cantidad de agua requerida para el electrolizador.
- Siemens Energy incluye el servicio de diseño de la planta de electrólisis, es decir, dimensionar los componentes que pertenecen a la planta de electrólisis mencionados anteriormente.
- La energía eléctrica para la planta de electrólisis proviene del campo solar de 10 MW considerado con anterioridad. Esta energía es intermitente debido a la irradiación solar, por lo que, no es constante a lo largo del día.

### 3.4 Diseño de la Planta de Almacenamiento

Debido a la cantidad de hidrógeno producido se necesita una planta de almacenamiento la cual consiste en comprimir el hidrógeno para utilizar menos espacio y luego ser inyectada a la red en el momento que se considere mucho más ventajoso. Para la compresión de los gases

se requiere una cantidad considerable de energía eléctrica, la cual será extraída de la red de distribución eléctrica local.

En el capítulo dos (2) se mencionan las formas de almacenar el hidrógeno sea por compresión o por licuación; para este caso el hidrógeno será comprimido, por lo que se ha seleccionado un sistema de compresión bastante robusto de la empresa española Hiperbaric.

El modelo Hiperbaric 1 KS 50 se compone de elementos diseñados para la compresión de hidrógeno, lo que lo convierten en una tecnología segura, escalable y eficiente (Hiperbaric, 2022b).

Este compresor enumera 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



Fuente: (Hiperbaric, 2022b)

Fig. 15. Compresor Hiperbaric 1 KS 50

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

Tabla 10. Datos Técnicos de Hiperbaric 1 KS 50

Modelo	Hiperbaric 1 KS 50
Presión de admisión	20 bar
Presión de salida	350 bar
Caudal	32 kg/h
Nº de etapas	2
Temperatura de salida	<40°C
Superficie ocupada	6m <sup>2</sup> por unidad

Fuente: elaboración propia con datos de (Hiperbaric, 2022b)

Como cada módulo compresor tiene un caudal máximo de 32 kg/h, se requieren 2 módulos conectados en paralelo para suplir la demanda por lo que tendríamos una producción de 64 kg/h de hidrógeno.

### 3.4.1 Oxígeno

El oxígeno es un subproducto derivado del electrolizador, sin embargo, para esta investigación no se contemplará el almacenamiento del oxígeno, ya que el enfoque es netamente el aprovechamiento del hidrógeno para la generación de energía eléctrica.

### 3.4.2 Almacenamiento de Hidrógeno

Luego que el hidrógeno así sido comprimido a 350 bar para su almacenaje es importante conocer la densidad del hidrógeno respecto a su precisión y temperatura para saber la cantidad de volumen obtenido por producción en este caso semanal.

Se realizará una estimación teórica de la densidad del hidrógeno partiendo de la ecuación del gas ideal.

$$\rho_{H_2} = \frac{P \cdot M_{molar}}{R \cdot T} \quad (1.11)$$

Donde:

P = Precisión en atm

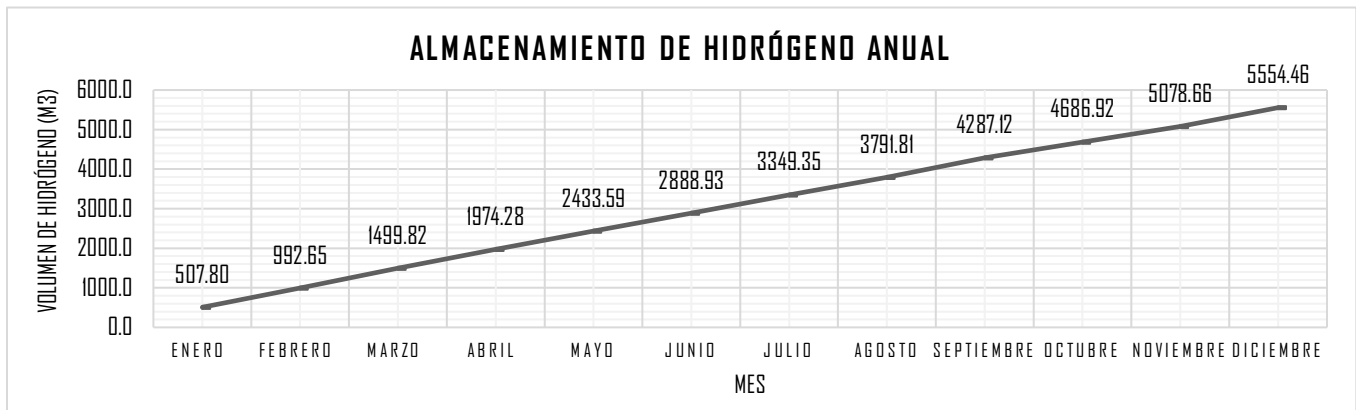
M<sub>molar</sub> = Masa molar equivalente a 2.01588 g/mol

R = Constante de Gas equivalente a 0.0821 atm L/mol. K

T = Temperatura en grados Kelvin

Por lo que, considerando una temperatura de 40 °C, y una presión a 350 bar, la densidad del hidrógeno es de  $\rho = 27.04 \text{ g/l}$  si se convierte en  $\text{kg/m}^3$  da un total de **27.04 kg/m<sup>3</sup>**.

Este valor indica cuanto hidrógeno podemos almacenar de forma mensual obteniendo el volumen.



Fuente: Elaboración Propia

Fig. 16. Almacenamiento de hidrógeno Anual

Se obtiene un valor acumulado de **5,554.46 m<sup>3</sup>/año**.

Se asume que la inyección a la red de transmisión se hará de forma semanal, por lo que el promedio de almacenaje semanal es de **115.72 m<sup>3</sup>**.

Se considera un tanque de capacidad volumétrica de máximo 300 m<sup>3</sup> con las siguientes características ya que una (1) unidad es suficiente para el almacenaje semanal.

El tanque por considerar es marca *STRENGTH* el cual tiene las siguientes especificaciones técnicas:

Tabla 11. Datos Técnicos de tanque de 300 m<sup>3</sup> *STRENGTH*

<b>Especificaciones del tanque de almacenamiento</b>	
Volumen	1m <sup>3</sup> ~ 300m <sup>3</sup>
Presión laboral	0,2 MPa ~ 100 MPa
Medio	Aire comprimido, CO2, N2, H2, etc.
Material	SA516GR70, 16Mn, acero inoxidable, Q345R
Tipo	verticales u horizontales
Temperatura de diseño	Normal o personalizado
Tratamiento de superficies	Pintura o chorro de arena
Estándar de fabricación	ASME, PED(CE), NB o estándar de China

Fuente: Elaboración Propia con datos de (STRENGTH, 2022).

### 3.5 Celda de Combustible de Hidrógeno

Se investigó el mercado de celdas de combustible, y se decide usar la marca *BloomEnergy* debido a la accesibilidad de la información técnica donde se optó por el modelo Bloom Energy Server ES5-300, el cual es una celda de combustible de óxido sólido (SOFC) que proporciona una vía sin combustión para convertir combustibles directamente en electricidad.

El Energy Server es flexible en cuanto a combustible y puede generar energía utilizando gas natural, hidrógeno mezclado, biogás e hidrógeno. Sin consumo de agua durante el funcionamiento normal y con una alta eficiencia operativa, Bloom Energy Server reduce significativamente las emisiones de carbono (Bloom Energy, 2024).

Tabla 12. Datos Técnicos Bloom Energy Server ES5-300

<b>Especificaciones Técnicas</b>	
<b>Salida</b>	
Potencia de salida nominal	330 kW
Conexión eléctrica	480 V, trifásico, 50/60 Hz
<b>Entrada</b>	
Combustible	Gas natural, hidrógeno mezclado, hidrógeno
Presión de combustible de entrada	0.82 -1.24 bar (1 bar nominal)
Eficiencia eléctrica	65-53%
Tasa de calor	5.811-7.127 Btu/kWh

Peso	15.8 Toneladas
Dimensiones	18'11" x 8'8" x 6'9"
Rango de temperatura	20°C - 45°C

Fuente: Elaboración Propia con datos de (Bloom Energy, 2024)

Es necesario aclarar que las celdas de combustible SOFC generan electricidad en corriente continua (CC), y los sistemas de Bloom Energy integran convertidores que convierten esta CC en CA utilizable para su distribución y uso en instalaciones comerciales o industriales. Estos convertidores cumplen la función de los inversores en sistemas fotovoltaicos, el sistema está diseñado y optimizado para esta conversión como parte de su arquitectura general.

Considerando la eficiencia de la celda de combustible que es de 65% máximo y tomando en cuenta que el poder calorífico del hidrógeno de forma teórica se sitúa alrededor de 120–122 MJ/kg se calcula la cantidad de energía eléctrica que se tendrá a partir del hidrógeno almacenado en los tanques STRENGTH.

Para obtener la energía total se tiene la siguiente expresión:

$$E_{tot} = M_{totH_2} \cdot PCH_2 \quad (1.12)$$

Donde se obtiene en términos de Mega-Joules, si a esto se le aplica el porcentaje de eficiencia de la Bloom Energy Server ES5-300 que es de un 65 % y se convierte de MJ a MWh se obtienen los siguientes datos de generación:

Tabla 13. Datos de Inyección a la red eléctrica

<b>Energía Eléctrica Inyectada A La Red</b>	
<b>Mes</b>	<b>MWh</b>
Enero	359.51
Febrero	343.27
Marzo	359.06
Abril	335.91
Mayo	325.18
Junio	322.37
Julio	325.97
Agosto	313.25
Septiembre	350.67
Octubre	283.05
Noviembre	277.35
Diciembre	336.86

Fuente: Elaboración propia.

Cabe resaltar que el Bloom Energy Server ES5-300 entrega máximo 300 kWh por lo que la cantidad de celdas de combustible depende de cuanta energía se debe de entregar por hora.

Si la energía comprometida a entregar es de 1.5 MWh se necesitará cinco (5) Celdas de combustible y se desea inyectar en la hora pico cada día que en El Salvador es 18:00 – 23:00 horas (5 horas) la cantidad de energía se estaría inyectando a la red eléctrica en aproximadamente 6 semanas.

### **3.6 Aspectos Ambientales del Hidrógeno Verde**

#### **3.6.1 Beneficios**

Uno de los beneficios más significativos del hidrógeno verde es su capacidad para mitigar el cambio climático al reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero. A diferencia de los combustibles fósiles y el hidrógeno producido a partir de fuentes no renovables, el hidrógeno verde se produce mediante electrólisis utilizando electricidad, en este caso, de fuentes renovables como la solar. Este proceso es libre de carbono, eliminando las emisiones de dióxido de carbono y otros contaminantes asociados con la generación de energía eléctrica.

Además, el uso de hidrógeno verde en sectores como el transporte y la industria puede sustituir el uso de combustibles fósiles, reduciendo significativamente las emisiones de GEI a nivel global. Por ejemplo, en el sector del transporte, los vehículos de hidrógeno emiten únicamente vapor de agua, lo que contrasta fuertemente con los vehículos de combustión interna que emiten CO<sub>2</sub> y otros contaminantes. De esta manera, el hidrógeno verde puede desempeñar un papel crucial en la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, contribuyendo a los objetivos globales de reducción de emisiones y mitigación del cambio climático, (Villagrasa, 2022).

El hidrógeno verde no solo tiene el potencial de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también puede mejorar significativamente la calidad del aire. El uso de hidrógeno verde en aplicaciones de almacenamiento de energía, transporte y procesos industriales puede reducir la emisión de contaminantes locales, como óxidos de nitrógeno y partículas, que son perjudiciales para la salud humana y el medio ambiente. La sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno verde en estos sectores contribuye a una mejora importante en la calidad del aire, especialmente en áreas urbanas densamente pobladas, (Corroto, 2022).

El hidrógeno verde, al ser producido a partir de recursos renovables, no agota los recursos naturales no renovables como el petróleo, el gas natural y el carbón. Esto contribuye a la sostenibilidad a largo plazo del sistema energético y a la conservación de estos recursos para el futuro. La transición a una economía basada en hidrógeno verde puede reducir la dependencia de los combustibles fósiles, disminuyendo los impactos ambientales asociados con su extracción, transporte y uso.

Además, el uso de hidrógeno verde puede fomentar una economía circular, donde los materiales y recursos se reutilizan y reciclan en lugar de ser desechados. Por ejemplo, el agua utilizada en el proceso de electrólisis puede ser reciclada y reutilizada, minimizando el desperdicio y optimizando el uso de recursos. La implementación de prácticas de economía

circular en la producción y uso de hidrógeno verde puede aumentar la eficiencia y reducir el impacto ambiental global (Villagrasa, 2022).

### **3.7 Desafíos Ambientales de la Implementación del Hidrógeno Verde**

#### **3.7.1 Demanda de Agua para la Electrólisis**

La producción de hidrógeno verde mediante electrólisis requiere una cantidad significativa de agua. Para producir 1 kg de hidrógeno se necesitan aproximadamente 9 litros de agua. En regiones con escasez de agua, como ciertas áreas de El Salvador, esto puede representar un desafío considerable. Es esencial desarrollar estrategias para optimizar el uso del agua y asegurar que la producción de hidrógeno no compita con otros usos críticos del recurso hídrico, como el consumo humano y la agricultura, (Corroto, 2022).

El aumento en la demanda de agua para la producción de hidrógeno verde puede aumentar los problemas de escasez de agua existentes, especialmente en regiones que ya enfrentan desafíos significativos en la gestión de sus recursos hídricos. Para abordar este desafío, es importante investigar y desarrollar tecnologías de electrólisis más eficientes en el uso del agua, así como explorar fuentes de agua alternativas, como aguas residuales tratadas y agua de mar desalinizada, (Heredía, 2023).

Para mitigar el impacto del consumo de agua, se pueden implementar diversas soluciones:

- **Reciclaje de Agua:** Utilizar sistemas de reciclaje para reutilizar el agua en el proceso de electrólisis puede reducir significativamente la demanda total de agua. Estos sistemas pueden ser diseñados para capturar y tratar el agua utilizada, permitiendo su reutilización varios ciclos.
- **Uso de Aguas Residuales Tratadas:** Emplear aguas residuales tratadas en lugar de agua potable puede reducir la presión sobre los recursos hídricos. Las plantas de tratamiento de aguas residuales pueden ser integradas con plantas de producción de hidrógeno para suministrar agua tratada de alta calidad para el proceso de electrólisis (Godoy, 2023).
- **Desalinización:** En áreas costeras, la desalinización puede proporcionar una fuente alternativa de agua para la producción de hidrógeno verde. La desalinización de agua de mar puede ser una solución viable, especialmente si se utiliza energía renovable para alimentar los procesos de desalinización, minimizando así el impacto ambiental (Heredía, 2023).

### **3.8 Impactos de la Infraestructura de Producción y Almacenamiento**

La construcción y operación de plantas de producción y almacenamiento de hidrógeno verde pueden tener impactos ambientales significativos. Estos incluyen la alteración de ecosistemas locales, el uso de materiales de construcción y la generación de residuos. La construcción de

nuevas infraestructuras puede requerir la deforestación, el desplazamiento de fauna y flora, y la alteración de hábitats naturales, todo esto depende del lugar que se elija para el proyecto.

Es crucial llevar a cabo evaluaciones de impacto ambiental detalladas y desarrollar planes de mitigación para minimizar estos impactos. Las evaluaciones de impacto ambiental deben considerar todos los aspectos del ciclo de vida de las plantas de hidrógeno, desde la construcción hasta la operación y el desmantelamiento, además, los planes de mitigación deben incluir medidas específicas para proteger la biodiversidad, restaurar los hábitats afectados y gestionar los residuos de manera sostenible (Hernández, D. S. 2023).

Viéndolo desde un nivel macro, el almacenamiento de hidrógeno puede requerir materiales especializados, como aceros de alta resistencia y materiales compuestos que pueden tener impactos ambientales significativos en su producción. La extracción y procesamiento de estos materiales implican costos ambientales elevados, incluyendo la emisión de gases de efecto invernadero, la contaminación del agua y un gran uso de energía.

La integración de la producción de hidrógeno verde con fuentes de energía renovable es fundamental para maximizar sus beneficios ambientales, pero existen desafíos técnicos, económicos y ambientales que deben superarse para lograr la integración entre el hidrógeno verde y las fuentes de energía renovables, estos incluyen la variabilidad en la generación de energía, la necesidad de infraestructura de almacenamiento y la coordinación con la red eléctrica.

La eficiencia del proceso de electrólisis es un factor de mucha importancia en la viabilidad ambiental del hidrógeno verde. La electrólisis convencional tiene una eficiencia del 60-80%, lo que significa que una parte significativa de la energía se pierde como calor. Mejorar la eficiencia de la electrólisis mediante el desarrollo de nuevas tecnologías y métodos puede reducir la demanda de electricidad y, por lo tanto, el impacto ambiental asociado. El desarrollo en nuevas tecnologías de electrólisis puede aumentar significativamente la eficiencia del proceso; además, el desarrollo de catalizadores más eficientes puede reducir los costos y mejorar la viabilidad económica del hidrógeno verde y puede hacer que la producción de hidrógeno sea más eficiente y sostenible, reduciendo su impacto ambiental, (López, L. N. 2024).

### **3.9 Propuestas de Implementación y Mitigación de Impactos Ambientales**

El desarrollo de marcos regulatorios específicos para la producción y uso del hidrógeno verde es esencial para asegurar que se sigan las mejores prácticas ambientales. Esto incluye regulaciones sobre el uso del agua, la gestión de residuos y la eficiencia energética. Las políticas deben promover la sostenibilidad y la reducción de impactos ambientales en todas las etapas del ciclo de vida del hidrógeno.

Los marcos regulatorios también deben incluir incentivos para la adopción de tecnologías limpias y sostenibles. Esto puede incluir la implementación de estándares de eficiencia y emisiones, así como la promoción de prácticas de economía circular en la producción y el uso de hidrógeno.

Los incentivos financieros, como subsidios o programas de financiación, pueden fomentar la inversión en tecnologías de hidrógeno verde y la adopción de prácticas sostenibles. Estos incentivos deben estar diseñados para apoyar proyectos que demuestren un compromiso con la sostenibilidad ambiental. Los incentivos pueden incluir apoyo para la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías de hidrógeno en el país, así como la creación de infraestructuras necesarias para su producción, (Díaz, R. C. 2023).

El desarrollo de programas de formación y educación en tecnologías de hidrógeno verde es importante para asegurar una implementación exitosa y sostenible. Estos programas deben incluir formación técnica para operadores y técnicos, así como educación ambiental para concienciar sobre los beneficios y desafíos del hidrógeno verde. La formación técnica debe cubrir todos los aspectos del ciclo de vida del hidrógeno, desde la producción hasta el almacenamiento y el uso final, (Díaz, R. C. 2023).

Además, la educación ambiental puede ayudar a sensibilizar a la población sobre la importancia del hidrógeno verde para la sostenibilidad y la lucha contra el cambio climático. Los programas educativos pueden incluir talleres, seminarios y cursos en línea para diferentes grupos de interés, desde estudiantes y profesionales hasta responsables políticos y ciudadanos en general.

En el contexto de este proyecto, la realización de un análisis de impacto ambiental es de suma importancia. Este análisis permite evaluar y gestionar los efectos potenciales de las actividades del proyecto sobre los elementos del medio ambiente, garantizando que se tomen las medidas necesarias para minimizar los impactos negativos y maximizar los beneficios positivos.

El primer paso es el análisis detallado de las actividades del proyecto en relación con el estado actual de los factores ambientales. Esta caracterización implica identificar, priorizar y cuantificar los impactos que la ejecución de las actividades podría tener sobre el medio ambiente. Al establecer una línea base del estado actual de los factores ambientales, se puede evaluar con precisión cómo las actividades del proyecto, como la construcción de infraestructuras, la operación de sistemas de electrólisis y el almacenamiento de hidrógeno, afectarán estos factores.

El análisis de impacto ambiental evalúa el conjunto de procedimientos y sistemas técnicos que se aplicarán a los factores ambientales en relación con las actividades del proyecto. Esto, a manera más detallada, debería de incluir la revisión de tecnologías de electrólisis, sistemas de almacenamiento y transporte de hidrógeno, y prácticas de gestión de recursos hídricos. Al estimar los riesgos potenciales asociados con estas actividades, el análisis permite identificar las áreas de mayor preocupación y las oportunidades para mitigar impactos negativos.

La Ley del Medio Ambiente define "Impacto Ambiental" como cualquier alteración significativa, positiva o negativa, de uno o más de los componentes del ambiente, provocados por acción humana o fenómenos naturales en un área de influencia definida (Capítulo Único, Conceptos y definiciones básicas, Artículo 5). Esta definición subraya la necesidad de evaluar tanto los impactos directos como los indirectos del proyecto. En el contexto de un sistema de

almacenamiento de hidrógeno verde, esto podría incluir la evaluación de las emisiones de gases de efecto invernadero, la calidad del agua, la biodiversidad y la salud humana.

A continuación, se presentan los diferentes cuadros especificando algunas de las actividades principales a realizar en las etapas de preparación de sitio, construcción y funcionamiento del proyecto respectivamente, dichas actividades generan impactos, que permiten identificar los factores ambientales afectados.

Tabla 14. Cuadro de etapa de preparación de sitio y construcción

<b>ETAPA DE PREPARACIÓN DE SITIO Y CONSTRUCCIÓN</b>		
<b>ACTIVIDAD</b>	<b>FACTOR AMBIENTAL</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL IMPACTO</b>
<b>Preparación del Sitio</b>	Suelos	Desmante y limpieza del terreno, lo que puede causar pérdida de vegetación y hábitats y los movimientos de tierra y excavaciones, que pueden provocar erosión y sedimentación en cuerpos de agua cercanos.
<b>Construcción de Infraestructura</b>		Construcción de estructuras de almacenamiento, generando residuos de construcción y emisiones de polvo y el uso de maquinaria pesada, causando contaminación acústica y emisiones de gases contaminantes.
<b>Instalación de Equipos</b>	Salud y Seguridad	Instalación de sistemas de electrólisis y almacenamiento, lo que puede implicar el manejo de materiales peligrosos y la generación de residuos peligrosos.
<b>Construcción de Pozos de Agua</b>		Perforación y establecimiento de pozos, afectando acuíferos y el balance hídrico local y la contaminación potencial del agua subterránea por el uso de fluidos de perforación.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 15. Cuadro de etapa de funcionamiento

<b>ETAPA DE FUNCIONAMIENTO</b>		
<b>ACTIVIDAD</b>	<b>FACTOR AMBIENTAL</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL IMPACTO</b>
<b>Uso de recurso hídrico</b>	Agua	Uso continuo de grandes volúmenes de agua para la electrólisis, afectando la disponibilidad de agua para otros usos y el nivel de los acuíferos.
<b>Operación de Sistemas de Electrólisis</b>	Salud y seguridad	Consumo de electricidad de fuentes renovables, lo que puede tener impactos indirectos relacionados con la producción y transporte de esta electricidad y generación de calor y residuos de la electrólisis, que deben ser gestionados adecuadamente.
<b>Almacenamiento de Hidrógeno</b>	Salud y seguridad	Riesgo de fugas de hidrógeno, lo que puede tener implicaciones de seguridad y ambientales y el uso de materiales para tanques de almacenamiento que pueden degradarse y generar residuos.
<b>Mantenimiento de Infraestructuras</b>	Suelo y agua	Actividades de mantenimiento regular que pueden generar residuos y emisiones y el uso de productos químicos y materiales que pueden tener impactos negativos si no se manejan correctamente.
<b>Gestión de Residuos</b>	Suelo y agua	Manejo y disposición de residuos generados durante el funcionamiento, incluidos residuos peligrosos y no peligrosos. El impacto potencial en la calidad del suelo y del agua si los residuos no se gestionan adecuadamente.

Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente se asigna una calificación a cada impacto con base a los siguientes indicadores integrados:

**Riesgo:** Es la probabilidad de que el impacto se produzca durante la vida del proyecto. Se expresan en términos de alto, medio, bajo y nulo. Lógicamente, cuando el riesgo es nulo no se debe continuar con el proceso de evaluación porque esa calificación indica que el impacto no se va a presentar.

**Intensidad:** Expresa la cuantificación de la fuerza, peso o vigor con que se presenta el impacto. Generalmente es el indicador que muestra el valor del cambio.

**Extensión:** Es la medida del ámbito espacial (superficie, longitud, tamaño, etc.) en que ocurre la afectación.

**Duración:** Es el tiempo de persistencia de las consecuencias del impacto ambiental en el sitio del proyecto. Se mide por el número de años que dura la acción que genera el impacto. Se utilizan los siguientes intervalos: Permanentes (dura toda la vida del proyecto; más de 10 años, de 5 a 10 años, de 2 a 5 años, menos de 2 años e instantánea.

**Reversibilidad:** Es la expresión de la capacidad del medio para retornar a una condición similar a la original. Se expresa también en términos de tiempo (años) que dura esta recuperación.

Los puntajes asignados a estos criterios son los siguientes:

Tabla 16. Cuadro de puntajes asignados

INDICADORES	PUNTAJES ASIGNADOS				
Probabilidad	Alta (>60%)	Medianamente alta (40 a 60%)	Media (20 a 40%)	Baja (1 a 20%)	Nula (0%)
Intensidad	Fuerte	Medianamente fuerte	Media	Baja	-
Extensión	General	Extensiva	Local	Puntual	-
Duración	Larga (> 10 años)	Medianamente Larga (5a10años)	Medianamente corta (2a5años)	Instantánea	-
Reversibilidad	Irreversible	Reversible a largo plazo (5 a 20 años)	Reversible a corto plazo (< a 5 años)	Totalmente reversible	-
<b>PUNTAJE</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>-</b>

Fuente: Categorización de actividades, obras o proyectos, MARN, 2017).

De acuerdo con un análisis existente de ponderación de indicadores la formula integradora es la siguiente:

$$\text{Valoración de Impacto Ambiental (VIA)} = (\text{Px}0.2) + (\text{Ix}0.3) + (\text{Ex}0.2) + (\text{Dx}0.1) + (\text{Rx}0.2)$$

Tabla 17. Cuadro de análisis de ponderación

RELEVANCIA	VIA
Muy alta	$\geq 8$
Alta	6 – 7.9
Media	4.0 – 5.9
Baja	$\leq 3.9$

Fuente: Categorización de actividades, obras o proyectos, MARN, 2017).

Con base a los puntos que aparecen en la tabla se puede indicar que un impacto con más de 8 puntos es un impacto altamente significativo al cual se le debe poner toda la atención, en cambio un impacto con un puntaje menor a 3.9 presenta una baja significancia; por lo tanto, requiere mínima atención.

Tabla 18. Cuadro de preparación del sitio y construcción

<b>ETAPA</b>	<b>ACTIVIDAD</b>	<b>FACTOR AMBIENTAL</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL IMPACTO</b>	<b>POSITIVO NEGATIVO</b>	<b>PROBABILIDAD</b>	<b>INTENSIDAD</b>	<b>EXTENSIÓN</b>	<b>DURACIÓN</b>	<b>REVERSIBILIDAD</b>	<b>VIA</b>
<b>PREPARACIÓN DEL SITIO Y CONSTRUCCIÓN</b>	Preparación del Sitio	Suelos	Desmante y limpieza del terreno, lo que puede causar pérdida de vegetación y hábitats y los movimientos de tierra y excavaciones, que pueden provocar erosión y sedimentación en cuerpos de agua cercanos.	N	5	5	2	5	5	4.4
	Construcción de Infraestructura	Salud y Seguridad	Construcción de estructuras de almacenamiento, generando residuos de construcción y emisiones de polvo y el uso de maquinaria pesada, causando contaminación acústica y emisiones de gases contaminantes.	N	10	5	2	2	2	4.5
	Instalación de Equipos	Salud y Seguridad	Instalación de sistemas de electrólisis y almacenamiento, lo que puede implicar el manejo de materiales peligrosos y la generación de residuos peligrosos.	N	7	5	2	5	5	4.8
	Construcción de Pozos de Agua	Agua	Perforación y establecimiento de pozos, afectando acuíferos y el balance hídrico local y la contaminación potencial del agua subterránea por el uso de fluidos de perforación.	N	7	7	5	7	7	6.6

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 19. Cuadro de funcionamiento

<b>ETAPA</b>	<b>ACTIVIDAD</b>	<b>FACTOR AMBIENTAL</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL IMPACTO</b>	<b>POSITIVO NEGATIVO</b>	<b>PROBABILIDAD</b>	<b>INTENSIDAD</b>	<b>EXTENSIÓN</b>	<b>DURACIÓN</b>	<b>REVERSIBILIDAD</b>	<b>VIA</b>
<b>FUNCIONAMIENTO</b>	Uso de recurso hídrico	Agua	Uso continuo de grandes volúmenes de agua para la electrólisis, afectando la disponibilidad de agua para otros usos y el nivel de los acuíferos.	N	10	7	5	10	7	7.5
	Operación de Sistemas de Electrólisis	Salud y seguridad	Consumo de electricidad de fuentes renovables, lo que puede tener impactos indirectos relacionados con la producción y transporte de esta electricidad y generación de calor y residuos de la electrólisis, que deben ser gestionados adecuadamente.	N	2	2	2	10	2	2.8
	Almacenamiento de Hidrógeno	Salud y seguridad	Riesgo de fugas de hidrógeno, lo que puede tener implicaciones de seguridad y ambientales y el uso de materiales para tanques de almacenamiento que pueden degradarse y generar residuos.	N	5	2	5	5	5	4.1
	Mantenimiento de Infraestructuras	Suelo y agua	Actividades de mantenimiento regular que pueden generar residuos y emisiones y el uso de productos químicos y materiales que pueden tener impactos negativos si no se manejan correctamente.	N	5	2	5	5	5	4.1
	Gestión de Residuos	Suelo y agua	Manejo y disposición de residuos generados durante el funcionamiento, incluidos residuos peligrosos y no peligrosos. El impacto potencial en la calidad del suelo y del agua si los residuos no se gestionan adecuadamente.	N	7	5	5	5	5	5.4

Fuente: Elaboración propia.

En el siguiente cuadro se presentan los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología de evaluación de impacto ambiental para la etapa de Preparación de Sitio y Construcción y Etapa de Funcionamiento del proyecto.

Tabla 20. Cuadro de preparación de sitio y construcción

<b>ETAPA</b>	<b>ACTIVIDAD</b>	<b>FACTOR AMBIENTAL</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL IMPACTO</b>	<b>P = POSITIVO N = NEGATIVO</b>	<b>VIA</b>	<b>RELEVANCIA DEL IMPACTO</b>
<b>PREPARACIÓN DE SITIO Y CONSTRUCCIÓN</b>	Preparación del Sitio	Suelo	Desmante y limpieza del terreno, lo que puede causar pérdida de vegetación y hábitats y los movimientos de tierra y excavaciones, que pueden provocar erosión y sedimentación en cuerpos de agua cercanos.	N	4.4	Media
	Construcción de Infraestructura	Salud y Seguridad	Construcción de estructuras de almacenamiento, generando residuos de construcción y emisiones de polvo y el uso de maquinaria pesada, causando contaminación acústica y emisiones de gases contaminantes.	N	4.5	Media
	Instalación de Equipos	Salud y Seguridad	Instalación de sistemas de electrólisis y almacenamiento, lo que puede implicar el manejo de materiales peligrosos y la generación de residuos peligrosos.	N	4.8	Media
	Construcción de Pozos de Agua	Agua	Perforación y establecimiento de pozos, afectando acuíferos y el balance hídrico local y la contaminación potencial del agua subterránea por el uso de fluidos de perforación.	N	6.6	Alta

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 21. Cuadro de funcionamiento

ETAPA	ACTIVIDAD	FACTOR AMBIENTAL	DESCRIPCIÓN DEL IMPACTO	P = POSITIVO N = NEGATIVO	VIA	RELEVANCIA DEL IMPACTO
<b>FUNCIONAMIENTO</b>	Uso de recurso hídrico	Agua	Uso continuo de grandes volúmenes de agua para la electrólisis, afectando la disponibilidad de agua para otros usos y el nivel de los acuíferos.	N	7.5	Alta
	Operación de Sistemas de Electrólisis	Salud y Seguridad	Consumo de electricidad de fuentes renovables, lo que puede tener impactos indirectos relacionados con la producción y transporte de esta electricidad y generación de calor y residuos de la electrólisis, que deben ser gestionados adecuadamente.	N	2.8	Baja
	Almacenamiento de Hidrógeno	Salud y Seguridad	Riesgo de fugas de hidrógeno, lo que puede tener implicaciones de seguridad y ambientales y el uso de materiales para tanques de almacenamiento que pueden degradarse y generar residuos.	N	4.1	Media
	Mantenimiento de Infraestructuras	Suelo y agua	Actividades de mantenimiento regular que pueden generar residuos y emisiones y el uso de productos químicos y materiales que pueden tener impactos negativos si no se manejan correctamente.	N	4.1	Media
	Gestión de Residuos	Suelo y agua	Manejo y disposición de residuos generados durante el funcionamiento, incluidos residuos peligrosos y no peligrosos. El impacto potencial en la calidad del suelo y del agua si los residuos no se gestionan adecuadamente.	N	5.4	Media

Fuente: Elaboración propia.

Los impactos ambientales negativos identificados de las actividades que se realizan durante la Etapa de Preparación de Sitio y Construcción y Etapa de Funcionamiento del proyecto corresponden principalmente a la afectación al suelo, agua y salud y seguridad.

La relevancia de los impactos ambientales negativos cuantificados mediante el Valor de Impacto Ambiental (VIA), determinó que dichos impactos oscilan entre un VIA de 4.1 y 7.5 con una Relevancia Promedio Media, razón por la cual se han considerado todos los valores obtenidos como impactos ambientales significativos.

## CAPÍTULO 4.

### ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA PLANTA ESTÁNDAR

Este objetivo aborda el análisis financiero que incluye los costos de inversión asociados con el almacenamiento de hidrógeno, una estimación de los beneficios financieros que la planta pueda tener mediante los ingresos a percibir por el aporte de la energía eléctrica en los momentos oportunos.

#### 4.1 Análisis Económico

##### 4.1.1 Consideraciones

Para realizar el análisis económico del presente estudio, se consideran como punto de origen las siguientes suposiciones:

- Se considera una planta electrolizadora que incluye:
  - ✓ Electrolizador de tecnología PEM de 5 MW.
  - ✓ Sistema de purificación de hidrógeno.
  - ✓ Sistema de refrigeración.
  - ✓ Sistema de aire para control de válvulas neumáticas.
  - ✓ Sistema de protección con Nitrógeno durante paradas y arranques.
  - ✓ Sistema de purificación de agua.
- Se considera la instalación de soportes y tuberías dentro del equipo electrolizador.
- Los sistemas auxiliares del electrolizador se incluyen en el precio del equipo.
- La capacidad de almacenamiento se ha dimensionado considerando la relación entre la demanda y el consumo de hidrógeno. Se considera el almacenamiento a 350 bar con un costo aproximado de USD \$475/kg H<sub>2</sub>, valor que puede variar en función del proveedor del equipo.
- El tiempo de vida útil de las instalaciones se ha establecido en 20 años, sin embargo, el caso se analizará con una amortización para 15 años.
- Se plantea la financiación del proyecto con un 60% por medio de préstamo bancario y un 40% con capital propio. La tasa de interés esperada es del 5% para el costeo de fondos propios, y el 5% para el costo de la deuda.
- La inflación no será considerada en este análisis para una evaluación simplificada del proyecto.
- El aprovechamiento del agua se realizará mediante la extracción por medio de un pozo, al que se le sumará el costo del m<sup>3</sup> de agua por explotación establecido en el pliego tarifario de ANDA.
- Debido a que la tecnología PEM necesita de agua ultrapura para alimentar el stack, se requiere una purificación intensiva que no permita la liberación de impurezas al agua. Es en el proceso de purificación que se considera un primer rechazo que ronda 3-4 litros por litro de agua tratada, y el segundo punto donde se produce rechazo es en el stack de electrolisis, donde el flujo de agua no convertida se recircula junto con oxígeno hacia un separador de agua/oxígeno para ser utilizada en otros procesos. A

partir de lo anterior, se establece un factor de rechazo de 5, por lo que, por cada litro de agua purificada se necesitan 5 litros de agua de entrada y se rechazarán 4 litros. Lo anterior establece un caudal de 50 litros para producir 1 kg de hidrógeno.

- Para el análisis económico, se asume un precio de venta de la energía producida por medio de hidrogeno de \$165.00 por MWh, basado en el precio alcanzado el 6 de mayo de 2024, según el Informe Estadístico del mes de mayo de 2024 emitido por la Unidad de Transacciones. Es importante notar que este precio podría ser poco optimista y no necesariamente representativo de las condiciones del mercado a largo plazo.
- Para simplificar el análisis financiero del proyecto, se ha decidido no incluir los cálculos de los impuestos. Se asume que estos deben ser pagados en base al total de beneficios o perdidas derivados de la actividad de la empresa. Por lo tanto, los resultados presentados no consideran las obligaciones fiscales.

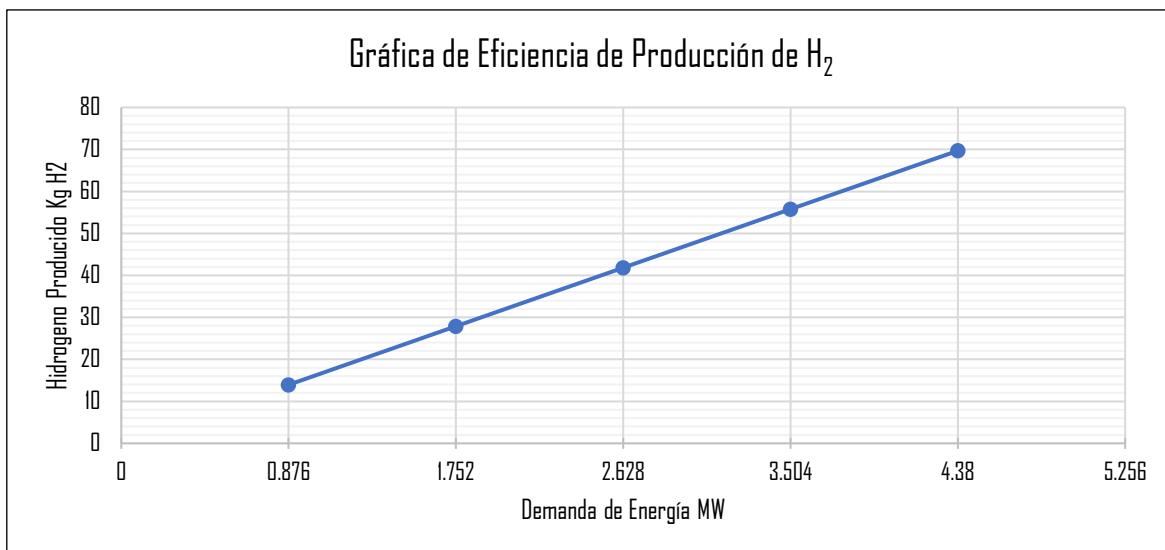
#### 4.1.2 Datos Técnicos Adicionales

Tal como se describe en el Capítulo 3, se calcula el hidrógeno producido por el electrolizador, siendo este directamente dependiente de la energía generada por la planta fotovoltaica, y dado que el electrolizador brinda la oportunidad de iniciar la producción de hidrógeno con el 20% de su capacidad, se hace necesario evaluar el comportamiento de este mismo dependiendo del porcentaje de demanda del sistema como se evidencia en la Tabla 22 y se representa en la Figura 17.

Tabla 22. Eficiencia de Producción de Hidrógeno

<b>Producción de Hidrógeno</b>	
<b>Demanda de energía (MW)</b>	<b>Hidrógeno producido (kg/H2)</b>
0.876	13.94
1.752	27.88
2.628	41.82
3.504	55.76
4.38	69.7

Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración Propia

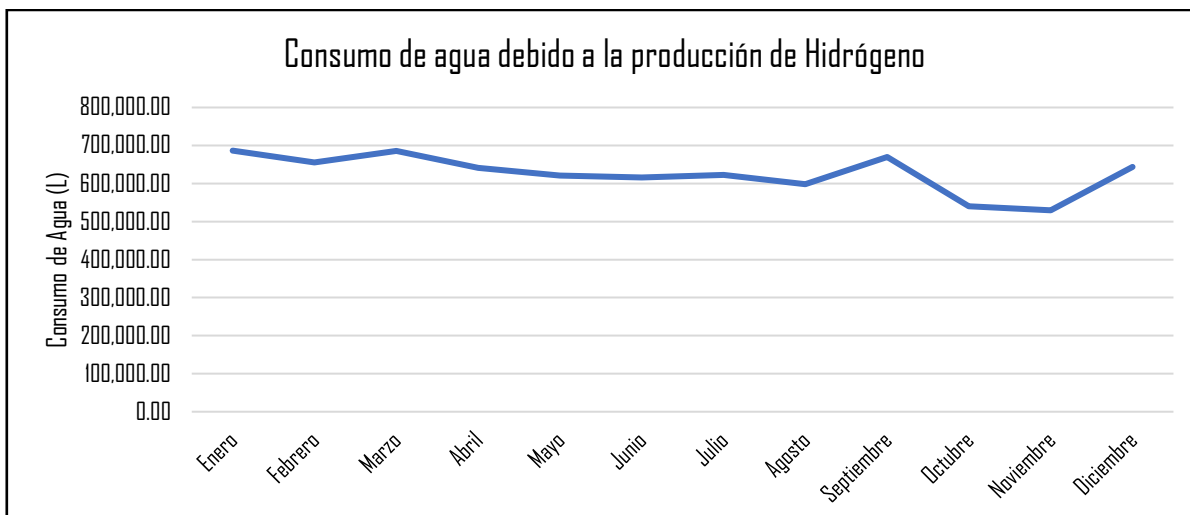
Fig. 17. Gráfico de Eficiencia de Generación de Hidrógeno

Como indica el fabricante del electrolizador, se necesitan aproximadamente 10 litros de agua por cada kilogramo de hidrógeno, por lo tanto, para calcular el consumo de agua necesario por el electrolizador se relaciona la dependencia a la generación de la planta fotovoltaica.

Tabla 23. Cálculo de consumo de agua

Mes	Energía Generada Promedio Mensual (MWh)	Hidrógeno Producido al mes (kg)	Consumo de agua (L/mes)
Enero	862.85	13,730.81	686,540.50
Febrero	823.87	13,110.49	655,524.50
Marzo	861.78	13,713.83	685,691.50
Abril	806.21	12,829.42	641,471.00
Mayo	780.46	12,419.62	620,981.00
Junio	773.72	12,312.42	615,621.00
Julio	782.36	12,449.86	622,493.00
Agosto	751.83	11,964.02	598,201.00
Septiembre	841.64	13,393.28	669,664.00
Octubre	679.34	10,810.55	540,527.50
Noviembre	665.66	10,592.75	529,637.50
Diciembre	808.49	12,865.67	643,283.50
Generación/Consumo Anual	9438.21	150,192.72	7,509,636.00

Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración Propia

Fig. 18. Gráfico de consumo de Agua

#### 4.2 Costos del Proyecto

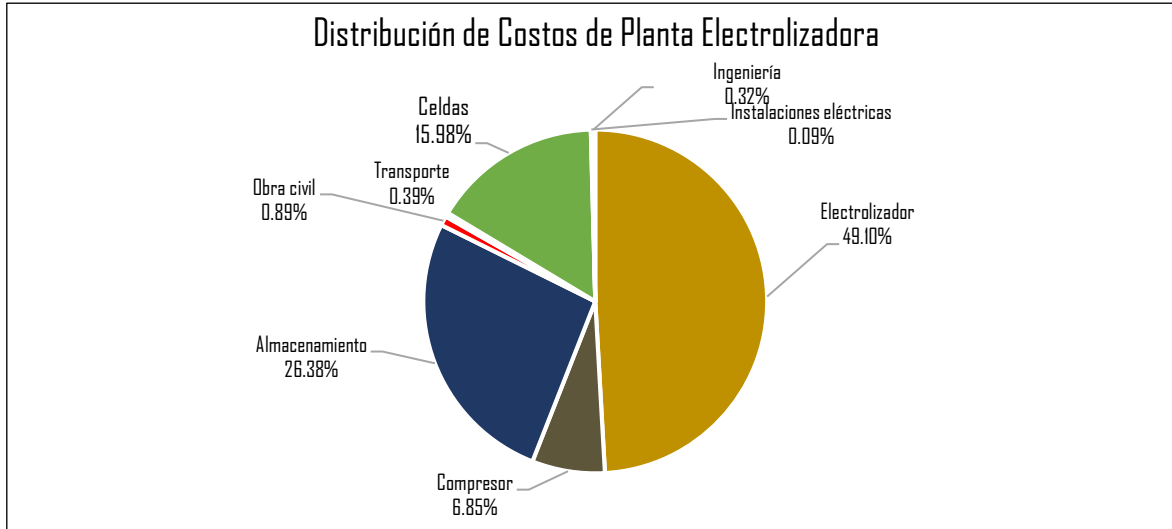
A continuación, se presenta el desglose de los costos asociados al proyecto a partir de la información proporcionada por el fabricante de los equipos seleccionados.

Para el proceso se ha identificado la necesidad de construcción de un pozo para la explotación del agua, costo que se incluye en la partida de Obra Civil, además en esta partida se considera la construcción de losas, bases, excavaciones, construcción de estructura de resguardo de los equipos y oficinas administrativas. En este mismo proceso de producción se han considerado la adquisición de un compresor y un tanque de almacenamiento tipo III ya que el hidrógeno debe permanecer a alta presión y bajas temperaturas para lograr con efectividad el proceso de compresión, cabe mencionar que el sistema de compresión cotizado incorpora el sistema de enfriamiento.

Tabla 24. Cuadro de Costos asociados al proyecto

Sistema Instalado	Costo Unitario (US\$)	Cantidad	Total (US\$)
Electrolizador	5,378,041.57	1	\$5,378,041.57
Purificador de agua	Incluido	1	
Sistema de refrigeración	Incluido	1	
Sistema de control	Incluido	1	
Cableado de potencia	Incluido	1	
Celda de combustible	350,000.00	5	\$1,750,000.00
Compresor	750,487.50	1	\$750,487.50
Almacenamiento	2,888,800.00	1	\$2,888,800
Obra civil	97,500.00	1	\$97,500.00
Transporte	32,500.00	1	\$42,500.00
Instalaciones eléctricas	20,250.00	1	\$10,250.00
Ingeniería	35,000.00	1	\$35,000.00
			<b>\$9,202,579.07</b>

Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración Propia

Fig. 19. Distribución de Costos de Planta Electrolizadora

Ya que este proyecto implica almacenamiento para suministrar hidrógeno en cualquier momento del año, el costo de esta partida es el segundo más alto de la instalación de la planta, las celdas de combustible también indica un costo representativo. A pesar de ser una planta conectada a la red de distribución, se propone el almacenamiento de excedentes para un mejor aprovechamiento económico.

La financiación del proyecto se realiza en dos casos, el primero por medio de un crédito bancario del 60% del costo del proyecto, el segundo caso por medio de una subvención. En ambos tipos de financiamiento se ha estimado un costo de deuda del 5% y el 5% para el costo de financiación a partir de fondos propios.

Tabla 25. Propuestas de Financiamiento del Proyecto

Fuente de Financiamiento	Caso 1	Caso 2	Tasa del costo de financiación
Crédito Bancario	60%	30%	5%
Fondos propios	40%	40%	5%
Subvención	0%	30%	0%

Fuente: Elaboración propia

#### 4.2.1 Costos Operativos

En el análisis de costos operativos se incluyen los gastos que se incurren en la alimentación de energía de la planta, costo del suministro de agua, operación y mantenimientos, entre otros. A continuación, se presentan los supuestos realizados para este estudio:

- Operación y Mantenimiento: Presentan una ventaja debido al tipo de instalación de la planta de hidrógeno verde ya que no existen partes móviles. Dentro de los costos de mantenimiento de la planta fotovoltaica se pueden incluir la sustitución de

protecciones, cambio de inversores, y la limpieza de paneles fotovoltaicos, por lo que se establece esta subpartida en 0.8% del costo total de la planta. En el particular del Electrolizador se incluyen reparaciones menores en el sistema de potencia. El sistema de almacenamiento se considera un costo de mantenimiento aproximadamente del 3.2% del costo del compresor.

- Costo de explotación de agua: Como se planteó en los supuestos de este análisis económico, el suministro de agua se realizará por medio de la explotación del recurso a través de un pozo. Para este suministro se ha establecido un consumo de 50 litros por cada kilogramo de hidrógeno, ya que se supone un rechazo de 4 litros por cada litro de agua efectiva para ser utilizada en el electrolizador. También se solicita agua para el sistema de refrigeración.
- Seguros: Como se planteó en las suposiciones para el análisis económico, se presenta una partida de Seguros y Fianzas que se estima para el estudio en alrededor de 0.75% del costo de la planta.
- Dentro de los Costos Operativos se incluyen los salarios del Personal de Planta.

Tabla 26. Costo de personal

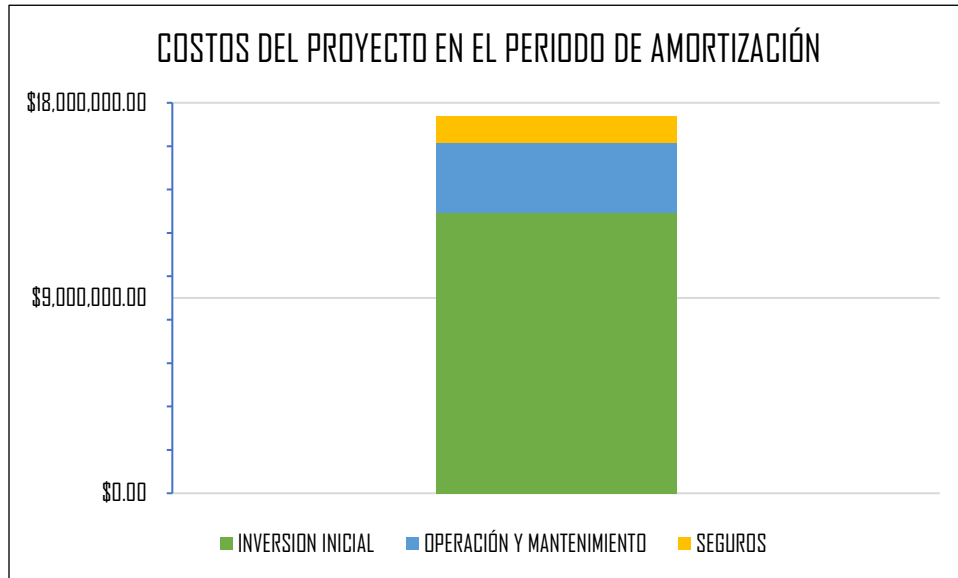
<b>Costos de Personal</b>			
<b>Tipo de personal</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Salario</b>	<b>Total</b>
Guardia de seguridad	3	500	\$ 1,500.00
Personal de Mantenimiento	4	800	\$ 3,200.00
Administrativos	2	600	\$ 1,200.00
Ingenieros	5	1200	\$ 6,000.00
Total			\$ 11,900.00

Fuente: Elaboración propia

Tabla 27. Costo de mantenimiento de Electrolizador

<b>Costo de Mantenimiento de Electrolizador</b>	
Compresor	\$ 14,409.36
Almacenamiento	\$ 9,606.24
Cambio de Stack (Año 10)	\$ 1,980,000.00
Total	\$ 2,004,015.60

Fuente: Elaboración propia



Fuente: Elaboración Propia

Fig. 20. Costos del proyecto en el periodo de amortización

En la figura 20 se presenta el dominio del costo de la inversión inicial en comparación a los costos de operación y mantenimiento en el que ya se consideran los costos del mantenimiento de la planta fotovoltaica como el de la planta de electrolisis. En el costo operativo se ha omitido el costo de la energía eléctrica, lo que representa la disminución de estos costos ya que este se ve implicado en la producción de electricidad a partir de la planta fotovoltaica. También se destaca un aumento en los costos de inversión ya que se incluye un cambio del *stack*, que se considera un costo fijo ya que puede requerir amortización.

#### 4.2.2 Costo de Producción de Hidrógeno

El Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH, por sus siglas en ingles), es una medida utilizada para evaluar el costo promedio de hidrógeno producido a lo largo de la vida útil de una planta de producción. El cálculo se realiza utilizando la siguiente formula:

$$LCOH \left( \frac{\$}{kg} \right) = \frac{\Sigma(\text{Costo de Capital} + \text{Costos de Operación} + \text{Costos de Mantenimiento} + \text{Costos de Financiamiento})}{\Sigma(\text{Producción anual de Hidrogeno})} \quad (1.13)$$

En el análisis se han incluido todos los costos de financiamiento y están actualizados a cada año con la tasa de descuento del proyecto. Considerando que en el mercado el costo del kilogramo de hidrógeno verde se cotiza entre (Colorado, 2023), el LCOH que se obtiene del proyecto es de \$12.08 por kilogramo, lo que indicaría un precio poco competitivo.

La aplicación de hidrógeno por electrolisis es bien vista a nivel mundial para la descarbonización y la sostenibilidad, (Vilela, 2024).

En el caso del análisis financiero por medio del Valor Actual Neto y la TIR, para el caso 1 se obtiene un VAN de -\$8,517,427.17 y una TIR que no es válida, estos valores nos indican que el proyecto no generará suficientes ingresos para recuperar la inversión inicial.

En el caso de la subvención del 30% se obtiene una reducción de casi \$2.00 por kilogramo de hidrógeno, alcanzando un LCOH = \$10.36 por kilogramo de hidrógeno, dato que sigue sin justificar económicamente el proyecto.

En la tabla se presenta los ingresos proyectados en el primer año de la planta de hidrogeno verde, el costo de venta del hidrogeno se estableció en \$165.00 el MWh, según se presenta el precio de venta alcanzado en el Mercado Eléctrico el 6 de mayo de 2024 en horario punta.

Tabla 28. Ingresos Proyectados en el año uno.

Mes	Producción de Hidrogeno kg/mes	Energía producida MWh	Ingresos Proyectados US\$
enero	13,730.8097	359.51	\$ 59,318.98
febrero	13,110.4879	343.27	\$ 56,639.11
marzo	13,713.8254	359.06	\$ 59,245.61
abril	12,829.4174	335.91	\$ 55,424.84
mayo	12,419.6189	325.18	\$ 53,654.46
junio	12,312.4157	322.37	\$ 53,191.33
julio	12,449.8610	325.97	\$ 53,785.11
agosto	11,964.0196	313.25	\$ 51,686.21
septiembre	13,393.2757	350.67	\$ 57,860.79
octubre	10,810.5464	283.05	\$ 46,703.04
noviembre	10,592.7450	277.35	\$ 45,762.11
diciembre	12,865.6652	336.86	\$ 55,581.44
		<b>Total</b>	<b>\$ 648,853.03</b>

Fuente: Elaboración propia

## CAPÍTULO 5.

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES

Con base en los resultados del presente estudio sobre la producción de energía eléctrica con hidrógeno verde, se concluye lo siguiente:

- Al no existir ninguna legislación que regula la operación en el mercado mayorista de energía, así como las compensaciones por el almacenamiento de energía creando un vacío legal en este tipo de inversión lo cual puede dificultar la inversión, pero al mismo tiempo es una oportunidad para hacer aportes al respecto.
- El hidrógeno se presenta como una solución prometedora debido al potencial para minimizar del sector eléctrico los gases de efecto invernadero y potenciar el hidrógeno como vector energético sostenible.
- Dentro de las políticas energéticas salvadoreñas existes apartados donde se menciona la importancia de contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero mediante la promoción de la innovación tecnológica. No obstante, en El Salvador, es necesario realizar esfuerzos significativos por parte del gobierno y del sector privado en el ámbito del almacenamiento de energía, lo cual debe incluir: inversión en capital humano, recursos económicos e infraestructura de investigación, áreas en las que actualmente se observa una carencia considerable.
- El estudio técnico ha demostrado que este tipo de proyectos contribuyen significativamente a la estabilización de la frecuencia del sistema. La capacidad de almacenamiento mediante hidrógeno permite absorber la variabilidad del sistema, suministrando energía de forma directa y, por ende, mejorando la calidad de la energía en el sistema de transmisión de la red eléctrica.
- El análisis técnico realizado revela que aún es necesario profundizar en los estudios teóricos relacionados con el tema. Lo anterior es debido a la carencia de información crucial para realizar comparaciones y seleccionar las opciones óptimas para el proyecto.
- Se determina que los equipos principales de conversión de energía eléctrica a hidrógeno y viceversa, presentan pérdidas significativas, con un porcentaje de eficiencia poco efectivo de hasta un 60 %, este nivel de eficiencia es relevante tanto en el análisis técnico debido a la inyección a la red de transmisión como en el análisis económico, afectando las ganancias previstas del proyecto.
- Al ser un proyecto pionero en la industria de hidrógeno verde en El Salvador, y contando con tecnología de electrolisis para la producción de hidrógeno, se ve la oportunidad de obtener subvenciones elevadas para cubrir una parte del costo del proyecto.
- La planta puede actuar como un medio para almacenar energía de la producción fotovoltaica, permitiendo que esta energía generada durante el día se use en momentos en que la luz del Sol esté ausente, mejorando la estabilidad y la eficiencia

de la red eléctrica con lo cual se da gestionabilidad a un recurso energético con amplia variación como la solar y eólica.

- Desde una perspectiva ambiental, el hidrógeno verde tiene el potencial de convertirse en una tecnología clave para enfrentar diversos desafíos energéticos de manera holística. Su generación a través de electrólisis, utilizando electricidad de fuentes renovables como la solar, asegura un proceso sin carbono, eliminando las emisiones de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes relacionados con la producción de energía. Esta propiedad permite que el hidrógeno verde juegue un papel crucial en la disminución de gases de efecto invernadero.
- La producción de hidrógeno verde mediante electrólisis enfrenta importantes desafíos debido al elevado consumo de agua, especialmente en áreas con escasez hídrica como algunas regiones de El Salvador. Es fundamental implementar estrategias para optimizar el uso del agua y evitar la competencia con otros usos esenciales, como el consumo humano y la agricultura.
- La edificación y funcionamiento de instalaciones para la producción y almacenamiento de hidrógeno verde, a pesar de ser fundamentales para la transición energética, pueden generar impactos ambientales considerables que requieren una buena gestión. Estos efectos comprenden la alteración de ecosistemas locales, el uso intensivo de materiales de construcción y la generación de desechos.

## 5.2. LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN RECOMENDADAS

Se recomienda luego de la investigación realizada, seguir las siguientes líneas de investigación:

- Con el fin de tener un respaldo jurídico que asegure futuras inversiones en el país, es oportuno integrar dentro del marco regulatorio salvadoreño secciones o apartados que dicte como se operará y se remunerará este mercado emergente del almacenamiento de energía. Para lo anterior se deberá investigar sobre las legislaciones de otros países que ya han adoptado un incentivo y regulación del tema y que sean aplicables al país.
- Promover políticas energéticas que respalden el almacenamiento de energía eléctrica, que garanticen la inversión en materia de investigación, creando contextos históricos referente a este tipo de almacenamiento de energía.
- Investigar sobre posibles líneas de financiación de instituciones nacionales e internacionales que apalanquen la inversión inicial del proyecto.
- Invertir en materia de investigación científica que permita estudiar el funcionamiento de las maquinarias involucradas en el proceso de conversión y que estas puedan ser mucho más eficientes para obtener mejores resultados de inyección en la red y resultado económicos.

Para mejorar la rentabilidad económica de la instalación, se podrían considerar las siguientes recomendaciones:

- Ya que el sector del hidrógeno está en evolución continua, se recomienda un seguimiento de los costos de los equipos ya que los fabricantes reducen los costos a partir de la mejora continua en los procesos de fabricación.
- Optar por instalaciones de mayor tamaño, esto favorece los precios de kW instalado.
- Para este proyecto, el costo de almacenamiento es muy elevado, por lo que se recomienda plantear el almacenamiento de hidrógeno a baja presión. Cabe mencionar que esta opción requiere de más espacio y aumenta el costo debido a la adquisición de terreno.

En el contexto medioambiental:

- Es necesario investigar y desarrollar tecnologías de electrólisis que sean más eficientes en el uso del agua, así como considerar fuentes alternativas como aguas residuales tratadas y agua de mar desalinizada. Estas medidas pueden aliviar la presión sobre los recursos hídricos, garantizando la viabilidad de la producción de hidrógeno verde sin comprometer otros usos cruciales del agua.
- Para reducir estos impactos de implementación de estos proyectos, es vital llevar a cabo evaluaciones ambientales exhaustivas y elaborar planes de mitigación que abarquen todas las etapas del ciclo de vida de las plantas de producción, desde su construcción hasta su operación y eventual desmantelamiento.

## BIBLIOGRAFÍA

Las renovables registran un crecimiento récord pese a la crisis energética. (2023, 21 marzo). <https://www.irena.org/News/pressreleases/2023/Mar/Record-Growth-in-Renewables-Achieved-Despite-Energy-Crisis-ES>

Evaluación del estado de preparación de las energías renovables: El Salvador. (2020, 1 diciembre). <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Renewables-Readiness-Assessment-El-Salvador-ES>.

Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: green hydrogen Cost and Potential. (2022, 1 mayo). <https://www.irena.org/Publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>.

IRENA, Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050, 2020. <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>.

Morante, J. R., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada. Fundación Naturgy, Madrid, España.

Jiménez Sáez, F. L. (2020). Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil.

Alvarado-Flores, J. (2013). Estudio comparativo de las diferentes tecnologías de celdas de combustible. Boletín de la Sociedad Española de Cerámica y Vidrio/Boletín de la Sociedad Española de Cerámica y Vidrio, 52(3), 105-117. <https://doi.org/10.3989/cyv.142013>

Araneda Orellana, R. A. (2022). Estudio técnico y económico de una planta de producción de hidrógeno verde para exportación a países industrializados.

M. Lehner, R. Tichler, M. Koppe, Power-to-Gas: Technology and Business Models, 2014

Vilela, A. (2022, 16 septiembre). El mayor electrolizador del mundo llega a Noruega. H2 Business News. <https://h2businessnews.com/el-mayor-electrolizador-del-mundo-llega-a-noruega/>

O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, S. Few, Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study, Int. J. Hydrogen Energy. 42 (2017) 30470–30492. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>

H. Europe, Strategic Research & Innovation Agenda, (2019) 103. 68 O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, S. Few, Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study, Int. J. Hydrogen Energy. 42 (2017) 30470–30492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>.

C. Koroneos, A. Dompros, G. Roumbas, N. Moussiopoulos, Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes, Int. J. Hydrogen Energy. 29 (2004) 1443–1450. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2004.01.016>.

IEA, The future of hydrogen, 2019.

¿Qué es y cómo funciona la ósmosis inversa? - Carbotecnia. (2024, 8 enero). Carbotecnia. <https://www.carbotecnia.info/aprendizaje/osmosis-inversa/que-es-la-osmosis-inversa-purificador/>

ALADYR: Asociación Latinoamericana de desalación y reúso de agua, “Desalación de agua de mar: Situación en Chile y en el mundo.” <https://bit.ly/3pkhYzU>, 2019. Último acceso: 28-03-2022.

POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL DE EL SALVADOR 2010-2024 | ARIAE. (s. f.). <https://www.ariae.org/servicio-documental/politica-energetica-nacional-de-el-salvador-2010-2024>

POLÍTICA ENERGÉTICA. EL SALVADOR 2020—2050: CONSTRUYENDO UN FUTURO ENERGÉTICO SOSTENIBLE | ARIAE. (s. f.). <https://www.ariae.org/servicio-documental/politica-energetica-el-salvador-2020-2050-construyendo-un-futuro-energetico>

Ledesma, P. (2008). Regulación de frecuencia y potencia. Universidad Carlos III de Madrid. <https://shorturl.at/wxAJW>

Kirby, B. J. (2004). Frequency Regulation Basics and Trends. Office of Scientific and Technical Information. <https://info.ornl.gov/sites/publications/Files/Pub57475.pdf>

Leitermann, O. (2012). Energy Storage for Frequency Regulation on the Electric Grid. Massachusetts Institute of Technology. <https://core.ac.uk/download/pdf/9592422.pdf>

Farin, P. D. P. (2001). Criterios para la Determinación de la Reserva de Potencia para Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia. Escuela Politécnica Nacional de Ecuador. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6870/1/T1785.pdf>

Mapas de recursos solares de El Salvador. (s. f.). <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/el-salvador>

Green hydrogen production. (s. f.). <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product-offerings/hydrogen-solutions.html>

Hiperbaric. (2022b, abril 18). Hiperbaric 1KS 95 - hiperbaric. <https://www.hiperbaric.com/es/compresion-h2/equipo-de-compresion/hiperbaric-1ks-95/>

Bloom Energy. (2024, 10 junio). Bloom Energy Server - Bloom Energy. <https://www.bloomenergy.com/resource/bloom-energy-server/>

Villagrasa, D. (2022). Hidrógeno verde: criterios de éxito para su comercio y producción sustentable. <https://cl.boell.org/sites/default/files/2023-03/hidrogeno-verde.-criterios-de-exito.pdf>

Corroto, L. M. (2022). El hidrógeno verde en el Banco Mundial y en el Banco Interamericano de Desarrollo. ICEX España Exportación e Inversiones. <https://www.icex.es/content/dam/es/icex/oficinas/130/documentos/2022/12/documentos->

otrosdocumentos/OD\_El%20hidr%C3%B3geno%20verde%20en%20el%20Banco%20Mundial%20y%20en%20el%20BID%202022\_REV.pdf

Fernando Heredia, Anahí Cazas Álvarez, Alice Martins Morais. (2023). DESAFÍOS DEL HIDRÓGENO VERDE. ICO Inteligencia Creativa. <https://library.fes.de/pdf-files/bueros/mexiko/20738.pdf>

Hernández, D. S. (2023). Impactos del hidrógeno verde como fuente de energía alternativa en el SITP de Bogotá. <https://repository.universidadean.edu.co/bitstream/handle/10882/12803/SuarezDaniela2023.pdf?sequence=1>

López, L. N. (2024). Producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica: Electrolizadores de alta y baja temperatura. <https://repositorio.upct.es/server/api/core/bitstreams/b1bdbbde-4f1e-4973-b0e3-326dc45bb493/content>

Díaz, R. C. (2023). Incentivos y obstáculos para la implementación del Hidrógeno Verde en Costa Rica. <https://www.kas.de/documents/273967/30356679/INCENTIVOS+Y+OBSTACULOS+PARA+LA+IMPLEMENTACION%CC%81N+DEL+HIDROGENO+VERDE+EN+CR.pdf/290a0e23-5f6f-f7cf-0ede-ea709c8476ba?version=1.0&t=1712591538729>

Segovia, S. (2012). Regulación Del Sistema Eléctrico Nacional. Universidad Nacional Autónoma de México. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/295/5/A5%20Cap%C3%ADtulo%202.pdf>

MARN (2017) Categorización de actividades, obras o proyectos. <http://rcc.marn.gob.sv/handle/123456789/274>

Comisión Nacional de la Competencia. (s/f). Regulación Secundaria. [https://www.cnmc.es/sites/default/files/2784245\\_9.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/2784245_9.pdf)

Miota, J. C. (2021). Análisis Y Simulación De La Participación De Los Sistemas De Almacenamiento De Energía En El Mercado De Regulación Secundaria. Universidad Jaime I. <https://repositori.uji.es/xmlui/handle/10234/195459>

Colorado, J. C. (13 de Octubre de 2023). La Republica. Obtenido de <https://www.larepublica.co/especiales/hidrogeno-en-la-transicion/estos-son-los-costos-para-la-produccion-del-hidrogeno-verde-azul-y-gris-para-este-ano-segun-lo-estimado-por-bloombergnef-3727202#:~:text=Seg%C3%BAAn%20estimaciones%20del%20servicio%20investig.>

Vilela, A. (22 de Enero de 2024). H2 Business News. Obtenido de <https://h2businessnews.com/iea-la-produccion-de-hidrogeno-verde-crecera-mas-despacio-de-lo-previsto-menos-en-china/>