

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**Análisis de la cadena de suministro del hidrogeno verde para su
empleo en el Sector Transporte Liviano en Lima-Perú.**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

AUTORES:

Bach. Chima Ninaquispe, Flavio Víctor

Código N° 0201711014

Bach. Candela Espinoza, Julio Miguel

Código N° 0201711023

ASESOR:

Mg. Guevara Chinchayan, Robert Fabian

DNI 32788460

Código ORCID: 0000-0002-3579-3771

Nuevo Chimbote-Perú

2025

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento a los objetivos propuestos y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado con las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D: N° 580-2022-CU-R-UNS) según la denominación siguiente

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA**

**Análisis de la cadena de suministro del hidrogeno verde para su empleo en el
Sector Transporte Liviano en Lima-Perú.**

AUTORES :

Bach. Chima Ninaquispe, Flavio Víctor
Bach. Candela Espinoza, Julio Miguel

Mg. Guevara Chinchayan, Robert Fabian
DNI 327888460
Código ORCID: 0000-0002-3579-3771



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA E.P. INGENIERÍA EN ENERGÍA

ACTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO

El presente jurado evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en el cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al reglamento General para obtener el grado Académico de Bachiller y Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D N°580-2022-CU-R-UNS); titulado:

Análisis de la cadena de suministro del hidrogeno verde para su empleo en el
Sector Transporte Liviano en Lima-Perú

Autores:

Bach. Chima Ninaquispe, Flavio Víctor

Bach. Candela Espinoza, Julio Miguel

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador.


.....
MSc. Calderon Torres, Hugo Rolando
Presidente
Código ORCID: 0000-0002-0210-5565
DNI 32913914


.....
Dr. Aranguri Cayetano, Denis Javier
Secretario
DNI 42009679
Código ORCID: 0000-0002-6119-2072


.....
Mg. Guevara Chinchayán, Robert Fabian
Integrante
DNI 32788460
Código ORCID: 0000-0002- 3579-3771

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Siendo las ocho y treinta horas del día miércoles 31 de diciembre del año dos mil veinticinco, en el Aula E-3 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, y en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 68° del Reglamento General de Grados y Títulos, aprobado mediante Resolución N.° 337-2024-CU-R-UNS de fecha 12 de abril de 2024, se dio inicio a la sesión de sustentación, instalándose el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 767-2025-UNS-CFI de fecha 10 de diciembre de 2025, conformado por:

- | | | |
|--|---|-------------|
| ➤ M.Sc. Hugo Rolando Calderón Torre | : | Presidente |
| ➤ Dr. Denis Javier Arangurí Cayetano | : | Secretario |
| ➤ Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán | : | Integrante |
| ➤ Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores | : | Accesitario |

Y según la Resolución Decanal N.° 996-2025-UNS-FI de fecha 29 de diciembre de 2025, se **DECLARA EXPEDITO** a los bachilleres para dar inicio a la sustentación y evaluación de Tesis, titulada: "análisis de la cadena de suministro del hidrógeno verde para su empleo en el sector transporte liviano en lima", presentado por los bachilleres: CHIMA NINAQUISPE FLAVIO VÍCTOR, con código de matrícula N.° 0201711014 y CANDELA ESPINOZA JULIO MIGUEL, con código de matrícula N.° 0201711023, bajo la asesoría del Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán, designado mediante Resolución Decanal N.° 466-2024-UNS-FI de fecha 1 de agosto de 2024.

Concluida la exposición, el bachiller absolvió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y por el público asistente.

Acto seguido, el Jurado Evaluador deliberó sobre los aspectos relacionados con el contenido, desarrollo y exposición del trabajo, formulando las observaciones y recomendaciones pertinentes. En concordancia con lo establecido en el Artículo 73° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, el Jurado acuerda declarar:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
CHIMA NINAQUISPE FLAVIO VÍCTOR	Dieciocho (18)	BUENO

Siendo las nueve y treinta horas del mismo día, se dio por concluida la sesión, firmando los miembros del jurado en señal de conformidad.


M.Sc. Hugo Rolando Calderón Torres
PRESIDENTE


Dr. Denis Javier Arangurí Cayetano
SECRETARIO


Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán
INTEGRANTE

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Siendo las ocho y treinta horas del día miércoles 31 de diciembre del año dos mil veinticinco, en el Aula E-3 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, y en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 68° del Reglamento General de Grados y Títulos, aprobado mediante Resolución N.º 337-2024-CU-R-UNS de fecha 12 de abril de 2024, se dio inicio a la sesión de sustentación, instalándose el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N.º 767-2025-UNS-CFI de fecha 10 de diciembre de 2025, conformado por los siguientes docentes:

- | | | |
|--|---|-------------|
| ➤ M.Sc. Hugo Rolando Calderón Torres | : | Presidente |
| ➤ Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano | : | Secretario |
| ➤ Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán | : | Integrante |
| ➤ Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores | : | Accesitario |

Y según la Resolución Decanal N.º 996-2025-UNS-FI de fecha 29 de diciembre de 2025, se **DECLARA EXPEDITO** a los bachilleres para dar inicio a la sustentación y evaluación de Tesis, titulada: "ANÁLISIS DE LA CADENA DE SUMINISTRO DEL HIDRÓGENO VERDE PARA SU EMPLEO EN EL SECTOR TRANSPORTE LIVIANO EN LIMA", presentado por los bachilleres: CHIMA NINAQUISPE FLAVIO VÍCTOR, con código de matrícula N.º 0201711014 y CANDELA ESPINOZA JULIO MIGUEL, con código de matrícula N.º 0201711023, bajo la asesoría del Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán, designado mediante Resolución Decanal N.º 466-2024-UNS-FI de fecha 1 de agosto de 2024.

Concluida la exposición, el bachiller absolvió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y por el público asistente.

Acto seguido, el Jurado Evaluador deliberó sobre los aspectos relacionados con el contenido, desarrollo y exposición del trabajo, formulando las observaciones y recomendaciones pertinentes. En concordancia con lo establecido en el Artículo 73° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, el Jurado acuerda declarar:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
CANDELA ESPINOZA JULIO MIGUEL	Dieciocho (18)	Bueno

Siendo las nueve y treinta horas del mismo día, se dio por concluida la sesión, firmando los miembros del Jurado en señal de conformidad.


M.Sc. Hugo Rolando Calderón Torres
PRESIDENTE


Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano
SECRETARIO


Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán
INTEGRANTE



Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: JULIO CANDELA
Título del ejercicio: REVISIONES
Título de la entrega: Análisis de la cadena de suministro del hidrógeno verde para ...
Nombre del archivo: TESIS_CHIMA_CANDELA.docx
Tamaño del archivo: 10.31M
Total de páginas: 140
Total de palabras: 28,769
Total de caracteres: 157,514
Fecha de entrega: 12-feb-2026 06:24p. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega: 2877910968



Análisis de la cadena de suministro del hidrogeno verde para su empleo en el Sector Transporte Liviano en Lima-Perú.

INFORME DE ORIGINALIDAD

21 %	21 %	1 %	%
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PREMIUM

1	repositorio.uns.edu.pe	4 %
	Fuente de Internet	
2	4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com	2 %
	Fuente de Internet	
3	hdl.handle.net	2 %
	Fuente de Internet	
4	repositorio.uchile.cl	1 %
	Fuente de Internet	
5	repositorio.comillas.edu	1 %
	Fuente de Internet	
6	www.bmw.com	1 %
	Fuente de Internet	
7	idus.us.es	1 %
	Fuente de Internet	
8	uvadoc.uva.es	1 %
	Fuente de Internet	
9	www.toyota.es	1 %
	Fuente de Internet	
10	autonoticias.cl	1 %
	Fuente de Internet	
11	repositorio.ucv.edu.pe	1 %
	Fuente de Internet	
12	www.ecointeligencia.com	1 %
	Fuente de Internet	
13	hidrogeno18.wixsite.com	1 %
	Fuente de Internet	
14	www.garrigues.com	<1 %
	Fuente de Internet	

DEDICATORIA

A Dios, por concederme salud, constancia y claridad para culminar esta etapa importante de mi formación profesional.

A mi madre Esther y mi abuelo Víctor que en paz descansen

A mi abuela Cristina y mis tíos German, Melvin e Irma que me apoyaron a mi formación profesional.

F.V.CH.N

DEDICATORIA

A Dios primero, por darme las fuerzas y
sus bendiciones en este
largo camino

A mis padres Flor y Julio, por su amor, sacrificio y apoyo
inquebrantable, quienes han sido mi inspiración permanente para seguir
superándome,
y consejos que me impulsan a ser mejor cada día

J.M.C.E

RECONOCIMIENTO

Expreso mi más sincero agradecimiento a todas las personas e instituciones que hicieron posible la culminación de esta tesis.

A Dios, por darme fortaleza, perseverancia y sabiduría durante todo este proceso.

A mi asesor de tesis, por su orientación constante, por compartir su experiencia y por guiarme con paciencia y dedicación en cada etapa del trabajo.

A los docentes y compañeros de la EPIE, quienes contribuyeron con sus conocimientos y experiencias para enriquecer esta investigación.

Finalmente, a las instituciones y empresas que brindaron información y apoyo técnico, permitiendo que este trabajo se desarrolle con base en datos reales y actuales.

A todos, mi más profundo reconocimiento y gratitud.

F.V.CH. N

RECONOCIMIENTO

A mi asesor de tesis, por su valiosa guía, dedicación y compromiso, que orientaron el desarrollo de esta investigación hacia resultados significativos.

A los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, por compartir su conocimiento y por fomentar en mí el espíritu crítico y científico.

A mis compañeros y amigos, por su compañía, motivación y por los momentos compartidos durante el proceso académico.

Finalmente, a las entidades y profesionales del sector industrial que brindaron su colaboración y apoyo técnico, permitiendo que los resultados de este trabajo reflejen la realidad del campo energético en nuestro país.

A todos ellos, mi más sincera gratitud.

Atentamente,

J.M.C.E

INDICE GENERAL

INDICE RESUMEN

I.	Introducción.	1
1.1	Descripción y formulación del problema	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Formulación de la Hipótesis	3
1.4	Justificación e importancia	3
II.	Marco teórico.	5
2.1	Antecedentes	5
2.2	Marco conceptual	7
2.2.1	Cadena de suministro	7
2.2.2	Generación de hidrogeno verde	14
2.2.3	Transporte de hidrogeno verde	26
2.2.4	Hidrogeneras	31
2.2.5	Sistema automotriz con hidrogeno	34
III.	Material y método	45
3.1	Método	45
3.2	Diseño	45
3.3	Poblacion y muestra	45
3.4	Operacionalización de las variables	55
3.5	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	55
3.6	Técnicas de análisis de resultados	56
IV.	Resultados y discusión	60
4.1	Determinación de la energía requerida	60
4.2	Estimación del hidrogeno verde a partir del suministro de energía de la Central solar fotovoltaica Moquegua	67
4.3	Caracterización del sistema de almacenamiento de hidrogeno	75
4.4	Caracterización del proceso de transporte de hidrogeno verde desde Moquegua a Lima	78
4.5	Estimación de características de suministro de hidrogeno	79
4.6	Discusión de resultados	95
V.	Conclusiones y Recomendaciones	98
5.1	Conclusiones	98
5.2	Recomendaciones	100
VI.	Referencias bibliográficas	101
VII.	Anexos	108

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Cadena del valor del Hidrogeno Verde	11
Figura 2 Previsión de LCOH de producción para la región sur	12
Figura 3 Diagrama de carga típico SFV Moquegua 16 MW	15
Figura 4 Esquema básico de un electrolizador tipo PEM.	16
Figura 5 Tipos de conexiones de celdas de electrolisis	17
Figura 6 Electrolisis alcalina	18
Figura 7 Parámetros típicos de operación de un electrolizador alcalino	19
Figura 8 Electrolisis PEM	21
Figura 9 Parámetros de funcionamiento típicos de electrolizadores PEM	22
Figura 10 Diagrama de flujo y gráfico temperatura-entropía ciclo Linde-Hampson	28
Figura 11 Diagrama de flujo y gráfico temperatura-entropía ciclo Claude	29
Figura 12 Camión criogénico para hidrogeno liquido	29
Figura 13 Cadena de suministro de hidrogenas off-site	32
Figura 14 Esquema de suministro de H2 en hidrogenera	33
Figura 15 Surtidores de hidrogeno comerciales	34
Figura 16 Pila combustible de auto a hidrogeno	36
Figura 17 Estructura motriz de un FCEV	36
Figura 18 Eficiencia energética de los distintos combustibles	37
Figura 19 Estructura de Audi h-tron quattro	41
Figura 20 Sistema de almacenamiento vehicular de H2 comprimido	43
Figura 21 Central SFV Moquegua	46
Figura 22 Diagrama de carga Central SFV Moquegua 26.10.2022 (173,20 MWh) Dia de máxima generación del mes 10.2022	47
Figura 23 Diagrama de carga Central SFV Moquegua 14.10.2022 (129,61 MWh) Dia de mínima generación del mes 10.2022	48
Figura 24 Diagrama de carga Central SFV Moquegua 03.10.2022 (165,59 MWh) Máxima generación del mes 10.2022	48
Figura 24 Especificaciones técnicas LH2 TRANSPORT TRAILER ST-18600H 155 PRESSURE TRANSFER SYSTEM	49
Figura 25 Distancia entre las ciudades de Moquegua y Lima	53
Figura 26 Consumo de H2 equivalente en vehículos convencionales-Ciudad de Lima	63
Figura 27 Histograma de informacion diaria de generación de energía eléctrica en CSFV Moquegua.	70

Figura 28 Energia generada por mes en los meses de setiembre 2024 a agosto del 2025 por la CSFV Moquegua.	71
Figura 29 Factor de Planta mensual de la CSFV Moquegua.	73
Figura 30 Distribucion de la flota vehicular para servicio público y particular con H2 con almacenamiento de 5,6 kg.	85
Figura 31 Distribucion de la flota vehicular para servicio público y particular con H2 con almacenamiento de 6,3 kg.	86
Figura 32 Cadena de suministro em Lima para dispensar hidrogeno verde	86
Figura 33 Período de tiempo de repostaje de hidrogeno en vehiculo liviano	88
Figura 34 Características técnicas de los puntos de suministro de hidrogeno.	92
Figura 35 Cadena de suministro de hidrogeno verde desde Central SFV Moquegua para abastecer vehículos livianos en Lima.	94

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Características y especificaciones técnicas del almacenamiento	31
Tabla 2 N° de octanos de distintos combustibles	40
Tabla 3 Generación de energía por mes (GWh)	47
Tabla 4 Especificaciones técnicas LH2 TRANSPORT TRAILER ST-18600H 155 PRESSURE TRANSFER SYSTEM	49
Tabla 5 Especificaciones técnicas Auto a hidrogeno MIREI Toyota	50
Tabla 6 Vehículo a Gasohol Premium	51
Tabla 7 Vehículo a GNV	51
Tabla 8 Vehículo a GLP	52
Tabla 9 Vehículo a Petróleo Diesel BD5	52
Tabla 10 Flota vehicular liviana del Perú	53
Tabla 11 Especificaciones técnicas de electrolizador alcalino Power to Hydrogen	55
Tabla 12 Especificaciones técnicas de almacenamiento mediante licuefacción	58
Tabla 13 Caracterización del consumo de H2 en motores de vehículos con combustible convencional	62
Tabla 14 N° de vehículos en la Lima y Callao según tipo de combustible	64
Tabla 15 N° de vehículos en la Lima y Callao según tipo de combustible y tipo de Servicio	64
Tabla 16 Caracterización del consumo de H2 en vehículos servicio público	65
Tabla 17 Caracterización del consumo de H2 en vehículos servicio particular	66
Tabla 18 Caracterización del consumo de H2 en vehículos servicio particular y publico	67
Tabla 19 Caracterización estadística de la generación diaria de la Central SFV Moquegua	69
Tabla 20 Requerimiento de energía en electrolizador alcalino	72
Tabla 21 Requerimiento de energía para electrolizador en meses de déficit de generación.	72
Tabla 22 Distancias y tiempo de recorrido promedio de un vehiculo liviano en Lima.	87
Tabla 23 Características técnicas de hidrogena de 700 bar para flota liviana urbana	93

RESUMEN

El hidrogeno es a corto plazo un vector energético, a emplearse en el transporte terrestre, hidrogeno generado mediante un proceso de electrolisis empleando energía eléctrica suministrada por la central solar fotovoltaica Moquegua de 16 MW para abastecer de hidrogeno a la flota de vehículos livianos de Lima. El trabajo de investigación es del tipo aplicada. El diseño de la investigación pre- experimental y longitudinal. La muestra de estudio es la flota vehicular liviana de Lima de servicio público y servicio particular y la Central SFV Moquegua de 16 MW. Se ha estimado la energía consumida por el sector de transporte liviano en la ciudad de Lima es entre 26´476 348,8 a 17´828 936.9 kg H₂/mes. La central solar fotovoltaica de 16 MW Moquegua puede generar 120 MWh al dia para ser almacenada en una planta BESS de 45 unidades, sumando un total de 56,25 MW y una energía de 167,7 MWh. Para ello se requiere de un electrolizador alcalino PEM de 5 MW y 120 MWh de eficiencia 70% y un rendimiento especifico de 54,18 kWh/kg H₂ para generar 2 214,72 kgH₂ en un buffer de 8 horas. Del mismo modo se requieren 9 trailers para transportar hidrogeno a 700 bar para un recorrido de 1 099 km. Se ha estimado para dos modelos de vehículos con hidrogeno para una flota vehicular con una demanda de 66 441,6 kgH₂ al mes, así tenemos que para un vehiculo con autonomía de 537,6 km y 603,8 km.

PALABRA CLAVE: Hidrogeno verde, cadena de suministro, vehiculo a hidrógeno.

ABSTRACT

Hydrogen is a short-term energy carrier for use in land transportation. This hydrogen is generated through electrolysis using electricity supplied by the 16 MW Moquegua photovoltaic solar power plant to provide hydrogen to Lima's fleet of light vehicles. This applied research employs a pre-experimental, longitudinal design. The study sample comprises Lima's fleet of light vehicles, both public and private, and the 16 MW Moquegua photovoltaic solar power plant. The estimated energy consumption of the light vehicle sector in Lima ranges from 17,828,936.9 to 26,476,348.8 kg H₂/month. The 16 MW Moquegua photovoltaic solar plant can generate 120 MWh per day, which is stored in a 45-unit BESS plant, totaling 56.25 MW and 167.7 MWh of energy. This requires a 5 MW, 120 MWh PEM alkaline electrolyzer with 70% efficiency and a specific yield of 54.18 kWh/kg H₂ to generate 2,214.72 kg H₂ in an 8-hour buffer. Similarly, 9 trailers are needed to transport hydrogen at 700 bar for a distance of 1,099 km. Two hydrogen vehicle models have been estimated for a fleet with a monthly demand of 66,441.6 kg H₂, with a range of 537.6 km and 603.8 km.

KEYWORD: Green hydrogen, supply chain, hydrogen vehicle.

I. Introducción.

1.1 Descripción y formulación del problema.

Actualmente, muchos países alrededor del mundo buscan distintas formas para disminuir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Tal como se decretó como unos de los objetivos del Acuerdo de París, se debe evitar que la temperatura global aumente en 2°C, dado que, de llegar a ese aumento, los daños ambientales serían irreversibles. Es por eso que todas las partes que conforman el Acuerdo de París buscan reducir sus emisiones y colaborar juntos a fin de adaptarse a los impactos del cambio climático disminuyendo de esa manera su huella de carbono. Para ello el sector de transporte terrestre representa el mayor consumidor de combustible para poder realizar operaciones. (Burjel & Casitorto, 2023)

El sector transporte es el mayor consumidor de combustibles líquidos en el Perú (41.8% de la energía final neta) contribuyendo con 21,047.88 GgCO₂eq que representan el 10.25% de gases de efecto invernadero presentes en el ambiente. (Gamboa, 2023)

El transporte en Lima es caótico e informal. Aunque en la última década aparecieron el Metropolitano, el Metro de Lima y los corredores complementarios, también surgieron alternativas para burlar las reglas. Con el gas natural como el principal consumidor alcanzando al sector transporte público liviano a cerca del 65% de la flota vehicular, básicamente empleado por su bajo costo unitario. (Diario Gestión, 2024)

Según el Boletín Estadístico IV-T2023 Gas Natural OSINERGMIN las reservas probadas de gas natural para los lotes 86,56 y 57 es de 8 TCF, los cuales, al ritmo de consumo actual, estarían agotándose el año 2035. (Osinergrmin, 2024). Hay que tener en cuenta que la flota vehicular liviana con gas natural representa el 65%.

Actualmente el proceso de transición energética en el Perú es incipiente, debido a que no se cuentan con medidas claras traducidas a un Plan Energético que permita cubrir los requerimientos de energía en el mediano plazo.

Las ventas de coches eléctricos de batería (BEV) según el informe anual Global Electric Vehicle Outlook, ha sido superado en Asia y con la misma tendencia en Europa por el auto a hidrógeno, básicamente por la creciente popularidad del auto a hidrógeno en su rapidez a autoabastecerse de energía, la escasez de componentes clave para las baterías, como el litio, el níquel y el cobalto, que amenaza el suministro. La ventaja de un coche de hidrógeno es que se puede llenar en el tiempo que se tarda en repostar un

coche de gasolina o diésel, se consigue así una autonomía similar y todo ello sin producir emisiones. (Herbert, 2022)

El hidrógeno es la eterna promesa de los combustibles alternativos a aquellos fósiles y emisores de gases de efecto invernadero. A pesar de su enorme potencial, se trata de un combustible difícil de obtener, pues no se encuentra de forma aislada en la naturaleza. Según una investigación realizada por la Universidad Stanford y la Universidad Técnica de Múnich, la producción de hidrógeno podría ser rentable si se utilizase todo el exceso de energía renovable que no se consume, y que, por tanto, no puede almacenarse, tal es el caso de las centrales solares fotovoltaicas. La clave, según el estudio, es que el rendimiento de las energías renovables es intermitente, con lo que el suministro de electricidad a partir de estas fuentes también es variable. (Alcalde, 2023)

Las Centrales solares fotovoltaicas en el Perú se ubican en los departamentos de Arequipa y Moquegua principalmente debido a la alta radiación solar, con las cuales se podría generar hidrogeno para su empleo en el sector transporte liviano de Lima, pero no se cuenta aún con un estudio que permita cuantificar el hidrogeno a generarse con la tecnología existente, y del mismo modo las características de su almacenamiento y transporte hacia la ciudad de Lima, para que en el futuro el hidrogeno pueda sustituir a los combustibles tradicionales. Del mismo modo no se ha identificado las características de la cadena de suministro en la ciudad de Lima, con respecto a las hidrogeneras, de tal forma que permitan ir preparando al país en el proceso de transición energética.

Según lo considerado en la realidad problemática se plantea lo siguiente:

¿Qué factores en la cadena de suministros determinaran el empleo del hidrogeno verde en el Sector Transporte Liviano en la ciudad de Lima-Perú, al 2030?

1.2 Objetivos:

Objetivo general

Determinar los factores en la cadena de suministros que permitirán el empleo del hidrogeno verde en el Sector Transporte Liviano en la ciudad de Lima-Perú, al 2030

Objetivos específicos:

- Estimar la energía consumida por vehículos en el sector transporte liviano en la ciudad de Lima.
- Estimar el hidrogeno verde obtenido a partir del suministro de energía eléctrica por parte de la central solar fotovoltaica de 16 MW ubicada en Moquegua.
- Estimar la energía consumida y la flota de vehículos a hidrogeno del sector transporte liviano en la ciudad de Lima.
- Identificar el proceso de almacenamiento y transporte de hidrogeno verde desde Moquegua a la ciudad de Lima.
- Estimar las características de consumo de hidrogeno verde en la ciudad de Lima para la confiabilidad de la cadena de suministro.

1.3 Formulación de la Hipótesis:

Los factores en la cadena de suministros que determinan el empleo del hidrogeno verde en el Sector Transporte Liviano en la ciudad de Lima-Perú, al 2030 son la ubicación de hidrogeneras, la red de transporte desde Moquegua a Lima y de la planta solar fotovoltaica de 16 MW que genera el hidrogeno verde.

1.4 Justificación e importancia:

Se justifica por lo siguiente:

El proyecto presentado parte de una serie de objetivos nacidos del análisis de la situación de los factores en la cadena de suministro que determinan el empleo del hidrogeno verde en el sector transporte liviano en la ciudad de Lima. Siendo la justificación teórica debido a la determinación de los factores en la cadena de suministro determinaran el empleo del hidrogeno verde en el sector transporte liviano en la ciudad de Lima, siendo la determinación del consumo unitario de un vehículo, la determinación del punto de suministro desde una central solar FV ubicada en el departamento de Moquegua, así como la identificación del tipo de transporte terrestre desde Moquegua a Lima y la ubicación de las hidrogeneras en Lima. La justificación práctica, radica en implementar una cadena de suministro segura, confiable y de calidad del hidrogeno como parte del proceso de transición energética del sector transporte liviano, que permita el empleo de una fuente de energía de menor impacto al medio ambiente. La justificación social, es que al identificar los factores que determinan el empleo del hidrogeno verde se logrará mejorar la calidad de vida del

poblador de Lima, en lo referente al servicio brindado por el sector transporte liviano, con una fuente de energía menos contaminante. La justificación metodológica, dado que se diseña e instrumenta la recolección de datos y se establece una metodología permite tener un modelo de réplica del empleo del hidrogeno en otras ciudades del Perú a partir del aseguramiento de la cadena de suministro, que tiene un punto de partida en las centrales solares fotovoltaicas ubicadas al sur de nuestro País.

La importancia de la cadena de suministro radica en la relación y dependencia que existe entre sus elementos, desde el punto de origen del producto o servicio hasta el punto de consumo del mismo, lo cual indica que su estudio se constituye en un proceso, a nivel de gerencia, que permite a las organizaciones adquirir e incrementar el nivel de competitividad y por ende su rentabilidad de tal manera que el insumo energético, alcance niveles de confiabilidad, seguridad y calidad desde su generación en el departamento de Moquegua hasta el suministro en hidrogeneras para el transporte publico liviano en la ciudad de Lima.

Esta cadena de suministro, en un entorno global y en cambio permanente, en la actualidad, requiere una eficaz y eficiente gestión para potenciar ventajas competitivas de primer orden. Se presenta como un verdadero desafío para el proceso de transición energética frente al desconocimiento en nuestro país de las aplicaciones tecnológicas existentes del hidrogeno verde.

Permitirá conocer la relación producción de hidrogeno verde desde la central solar FV de Moquegua de 16 MW con la demanda potencial de hidrogeno en el parque automotor de transporte liviano de la ciudad de Lima, que es el punto de concentración del mayor porcentaje de vehículos de transporte de pasajeros urbanos del Perú.

Su importancia también radica en identificar el tiempo y las características de la cisterna de transporte de hidrogeno por la carretera panamericana sur y su infraestructura de envío.

II. MARCO TEÓRICO.

2.1 Antecedentes:

Se presentan los antecedentes para el presente informe:

Bances, C. (2023) en su tesis Estudio de la utilización del hidrogeno verde en la locomoción del transporte pesado. Transportes Pakatnamu, para la Universidad Pedro Ruiz Gallo en Perú, concluye que es factible en la empresa Pakatnamu. en el sector de transporte a modo de pila de combustible por medio del uso de electrolizadores alcalinos, evidenciando su viabilidad desde el punto técnico y económico. Existe un potencial energético significativo en forma de electricidad producida con hidrógeno o hidrógeno verde y utilizando el nivel de tensión del sistema eléctrico peruano, alternativas tecnológicas para la implementación del aprovechamiento de hidrógeno verde en flotas de transporte pesado. Sin embargo, la ley requerida para la producción de este tipo de energía no existe. Por otro lado, el desarrollo de nuevas tecnologías presenta una oportunidad para la producción de hidrógeno y su uso en la industria del transporte.

Burjel, C. & Casitorto, S. (2023) en sus tesis Análisis de factibilidad de una planta de producción de hidrógeno verde en Argentina para la Pontificia Universidad Católica de Argentina concluyen que el hidrógeno verde es la energía y motor del futuro, y dadas las condiciones favorables de Argentina en todo lo que se refiere a energías renovables, se ha decidido que es viable la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde, la cual buscará satisfacer la demanda de hidrógeno del país. Para ello es de vital importancia la selección de la energía renovable a utilizar, la fuente de donde se obtendrá la energía, la ubicación geográfica de la planta y los potenciales clientes, y su cadena de suministro la cual debe ser segura, confiable y de calidad.

Flores, J. et al. (2019) en su investigación Gestión de cadena de suministro: una mirada desde la perspectiva teórica para la Revista Venezolana de Gerencia concluye que la correcta gestión de la cadena de suministros, sin lugar a dudas, favorecerá la calidad de los bienes o servicios, optimizará los canales de producción, transporte al punto de consumo y distribución y adecuará los puntos de venta a las necesidades y expectativas de los clientes, lo anterior, tiene un impacto positivo en el precio final del producto en beneficio de los clientes y de las ganancias de las empresas. La revisión y análisis de la gestión de cadena de suministros es una estrategia óptima para el desenvolvimiento sano de las empresas dentro de un mundo global y competitivo, del cual el sector energético forma parte para un abastecimiento seguro, confiable y de calidad.

García, S. (2021) en su tesis El futuro de los coches de hidrógeno para la Universidad Pontificia Comillas de España concluye que el hidrógeno, en general, tiene un elevado potencial en el sector transportes, en la movilidad, las mejores características técnicas de los FCEVs frente a los BEVs (menor tiempo de recarga y mayor autonomía), permitirán su desarrollo a gran escala de los vehículos de hidrógeno en el país. Par ello se requiere el abaratamiento de los costes de los métodos de producción de hidrógeno verde, de los precios de compra de los vehículos y de repostaje y, sobre todo, el desarrollo infraestructura de recarga en el país.

Habib, C. (2022) en su tesis Diseño de una red de cadena de suministro de hidrógeno para el Norte de Chile para la Universidad de Chile concluye que es viable la propuesta de un modelo que permite diseñar la cadena de suministro de hidrogeno a nivel regional a partir de una proyección de la demanda futura de energía y tomando en cuenta las condiciones específicas de la Región de Tarapacá. A partir de una modelación exhaustiva del sistema energético y desarrollo de mapa geo-referenciado (nodos, rutas, modos de transporte, demandas, almacenamiento y tecnologías de conversión) y 110 escenarios posibles de desarrollo del hidrogeno en la Región de Tarapacá, se optimiza las redes de suministro de hidrogeno.

Márquez, A. (2021) en su tesis Estación de producción y distribución de hidrógeno para flota de vehículos (hidrogeneras) para la Universidad de Extremadura en España concluye que las características técnicas de una instalación de producción de hidrógeno, a través de energía renovable, y su almacenamiento, ya sea para su posterior, uso en vehículos eléctricos de pila de combustible o en trenes de hidrógeno. Con el estudio de esta instalación se busca colaborar con la completa desaparición de los gases nocivos procedentes del sector del transporte en la región. Esto es posible gracias al desarrollo de vehículos propulsados por hidrógeno verde, cuyo sistema de producción y combustión se hace con la única emisión al medio ambiente de vapor de agua.

Mata, P. (2023) en su tesis Caso de negocio de una red de hidrogeneras en Colombia para la Universidad de Los Andes en Colombia concluye que para la viabilidad de este tipo de proyectos, es importante contar con una demanda fija, por lo tanto, se considera primordial la creación de alianzas que permitan asegurar un flujo de demanda, preferiblemente que aumente a lo largo del tiempo. Asimismo, se deben establecer normas y procedimientos que permitan la correcta y segura construcción de hidrogenaras, dado que esto es algo nuevo en el país y no se encuentra regulado por el momento. Puede

resultar más conveniente la producción de hidrógeno verde en zonas del país en las que sea factible la instalación de parques solares. Lo anterior, implicaría asumir un costo de transporte, sin embargo, teniendo en cuenta que el costo de la electricidad es lo que más aporta a los costos de producción, se considera oportuno considerar la generación en zonas lejanas.

Sanhueza, B. (2022) en su tesis Estudio de la optimización de logística en la producción, almacenamiento y exportación de hidrógeno verde en Chile para la Universidad de Concepción, concluye Considerando sólo tres polos de producción de hidrógeno verde en el territorio Chileno (Antofagasta, Biobío, Magallanes), y sólo fuentes de energía renovable solar y eólica, el país podría producir 72 millones de toneladas de hidrógeno verde al año, lo que equivale el 11% de la producción mundial total al año 2050, de las cuales podría generar un delta de 68 millones de toneladas para exportación hacia otros países. En cuanto a distribución local, se concluye que el acondicionamiento en forma comprimida es la mejor opción sólo pensando en distribuciones locales por debajo de los 300 km, es decir, cobertura regional de cada uno de los polos productivos, significando este costo de distribución, entre un 30 y 40% del LCOH total hasta aplicaciones regionales finales. Mientras que, para distribuciones interregionales, la mejor opción es a través de hidrógeno líquido. Antofagasta es la mejor opción de distribución hasta la frontera con Perú, y hacia el sur hasta la región de O'Higgins.

2.2 Marco conceptual:

2.2.1 Cadena del valor del hidrogeno

a. Cadena de suministro.

Una cadena de suministro es un conjunto de procesos (directos e indirectos) que satisfacen las necesidades de producción y posterior comercialización de una empresa. Es decir, los consumidores obtienen los servicios o productos esenciales que normalmente necesitan de alimentos frescos y procesados, ropa, tecnología, artículos para el hogar, automóviles, repuestos y más. El objetivo de una cadena de suministro es centrarse en el suministro de una etapa a otra para satisfacer las necesidades de cada proceso y, en última instancia, del cliente final. En otras palabras, el consumidor recibe un producto terminado, listo para ser utilizado para una necesidad específica. (Rodríguez, 2022)

La Cadena de Suministros, se define como la integración de las funciones principales del negocio desde el usuario final a través de proveedores originales que ofrecen productos, servicios e información que agregan valor para los clientes y otros interesados”. Dentro de la cadena de suministro se pueden encontrar a dos tipos de miembros, los miembros primarios y los miembros de soporte. Los miembros primarios son aquellas compañías o empresas autónomas que realizan actividades para satisfacer a un cliente y los miembros de soporte son aquellas empresas que proveen recursos a los miembros primarios para que estos puedan cumplir con sus actividades. (Quispe, 2017)

Esto debe hacerse de manera coordinada, de lo contrario es imposible satisfacer la demanda existente en la siguiente etapa de la cadena de suministro. De esta forma, los objetivos de la cadena de suministro deben entenderse como un esfuerzo conjunto que involucra a cada una de sus etapas. Debido a la importancia de la cadena de suministro, todas las empresas deben realizar una evaluación de la cadena de suministro para optimizar su desarrollo. (Rodríguez, 2022)

La gestión de la cadena de suministro involucra tres fases principales, la de aprovisionamiento, de producción, y la de distribución o comercialización. En la fase de aprovisionamiento permite el abastecimiento de materiales, recursos o insumos requeridos para el inicio de labores productivas. Con relación a la fase de producción, esta permite conocer que el proceso productivo puede presentar particularidades, que hacen de las actividades de producción un proceso relativamente sencillo o complejo dependiendo del área donde se analice. Así, sus diversos elementos permiten detectar alertas en esta fase que, a su vez, tienen una implicación en la productividad y competitividad de la empresa. La fase de distribución / comercialización, permite a las organizaciones un posicionamiento dentro de los mercados, asegurar las ventas y aumentar los ingresos. (Flores, J. et al., 2019)

Las cadenas de suministro no solo deben integrar prácticas de gestión que faciliten el logro de los objetivos tradicionales de la propia cadena de suministro (como coste, calidad del servicio y fiabilidad), sino también ir un paso más allá y enfocarse en lograr logros sociales y medioambientales. Una forma sencilla de entender la sostenibilidad en la cadena de suministro, son: “asegurar la viabilidad a largo plazo y la continuidad del

negocio, y al mismo tiempo contribuir al bienestar de futuro de las sociedades”. Bajo esta perspectiva al hablar de “continuidad del negocio”, hacemos referencia al proceso total de la cadena de suministro (abastecimiento, producción, distribución).(Rodríguez, 2022)

El objetivo de una cadena de suministro debe ser maximizar el valor total generado. El valor que una cadena de suministro genera es la diferencia entre lo que vale el producto final para el cliente y los costos en que la cadena es importante para cumplir la petición de éste. Para la mayoría de las cadenas de suministro, el valor estará estrechamente relacionado con la rentabilidad de la cadena de suministro, que es la diferencia entre los ingresos generados por el cliente y el costo total de la cadena de suministro. (Quispe, 2017)

Por lo tanto, la gestión de la cadena de suministro sostenible busca integrar temas relacionados con la selección optima de proveedores, la tecnología y el avance tecnológico para cumplir con las expectativas de los consumidores a través de relaciones binarias y redes de suministro. Por ejemplo, es más probable que la selección de proveedores con los más altos estándares de sostenibilidad desempeñe un papel clave en la sostenibilidad de toda la cadena de suministro, mientras que la amplia experiencia y las prácticas de colaboración de los proveedores apuntan a mejorar el desempeño medioambiental y el entorno competitivo global sugieren que a medida que la sostenibilidad externa de las cadenas de suministro se vuelve más difícil, el concepto de economía circular debe integrarse en la gestión de la cadena de suministro para lograr un equilibrio óptimo de los beneficios económicos, sociales y medioambientales de una insumo energético a abastecer. (Rodríguez, 2022)

b. Cadena de valor del hidrogeno.

La cadena de valor del hidrógeno verde describe desde el proceso de su producción hasta su uso final en distintas aplicaciones, detallando en cada etapa los procesos o sistemas involucrados, mostrando los diversos caminos o rutas de este vector energético. Esta cadena de valor comienza con la definición de la fuente renovable, como la solar, eólica, hidráulica o biomasa, entre otras, la cual se utiliza para producir el hidrógeno, ya sea a través de conversiones electroquímicas, como el caso de la electrolisis y fotólisis; la conversión bioquímica, como la biofotólisis; la fermentación, para las materias primas

orgánicas; y conversión termoquímica, para la biomasa. (Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética de Chile, 2024)

Se incluye también, el almacenamiento y transporte del hidrógeno en forma gaseosa en contenedores a presión, así como su manejo en forma líquida (criogénica), a través de distintos medios, incluyendo tuberías o gasoductos, ya sea hidrógeno puro o en mezcla con el gas natural, transporte en camiones y barcos. Además, se muestran finalmente los distintos usos del hidrógeno, tales como la generación de electricidad y calor, el almacenamiento energético, su uso en transporte, en la industria y también sus derivados como el amoníaco y los combustibles sintéticos. (Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética de Chile, 2024)

El hidrógeno debe ser tratado como vector energético y no como una fuente de energía primaria, dado que es un producto que requiere el impulso de energía para lograr su obtención y que el H_2 tiene la característica o capacidad de almacenar energía para que cuando sea requerido se libere en forma sistemática y gradual. (Chunga & Huatay, 2022)

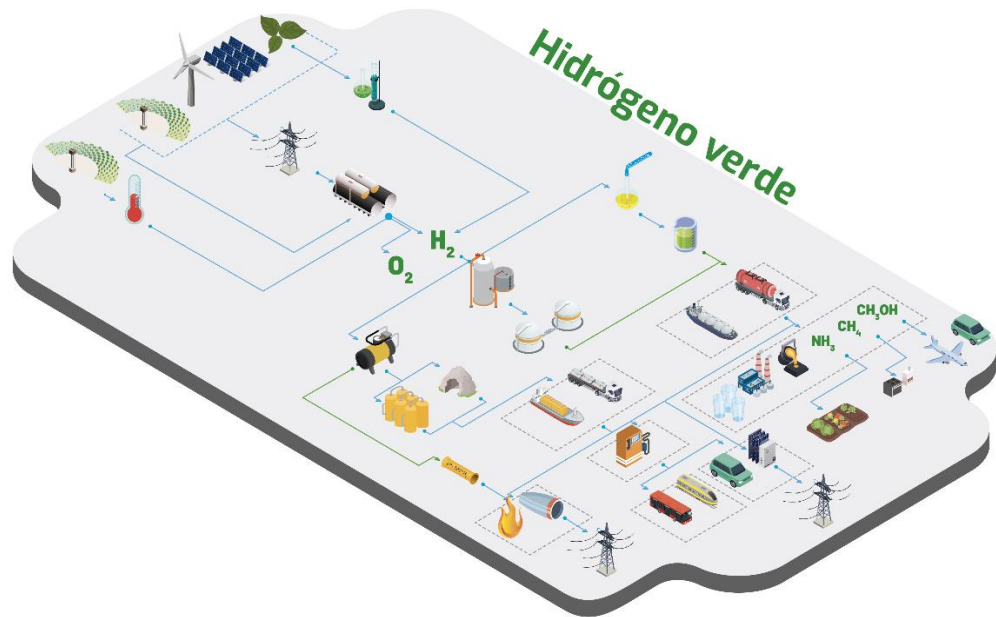
El hidrógeno se clasifica según la materia prima y las emisiones de dióxido de carbono, siendo los siguientes tipos:

- Hidrógeno renovable o hidrógeno verde: corresponde al tipo de hidrógeno que es obtenido a partir de electricidad renovable, cuya materia prima es el agua, y se aplica el proceso de electrólisis. Así mismo, el hidrógeno obtenido mediante el cambio planificado del biogás o la transformación bioquímica aplicada a la biomasa, siempre que se cumplan los requisitos para lograr la sostenibilidad en los periodos que se puedan establecer, y logra el carácter renovable.
- Hidrógeno azul: cuyo proceso de obtención es muy parecido al del H_2 gris, sin embargo, se usa la metodología de la captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), composición que ha permitido la reducción de las emisiones de dióxido de carbono en un 95%.
- Hidrógeno gris: es un hidrógeno que se logra producto en base al gas natural y con la adición de otros hidrocarburos tales como el metano o gases GLP mediante los procesos del reformado. Este H_2 , a la fecha representa al 99% de lo que se consume en España. Asimismo, el consumo de H_2 en España tiene un promedio que bordea

las 500.000 toneladas por año, siendo el más consumido el H₂ gris. (Chunga & Huatay, 2022)

Figura 1

Cadena del valor del Hidrógeno Verde



Nota. Imagen tomada de Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética de Chile, 2024.

El hidrógeno destaca por su elevado poder calorífico, con un valor superior de aproximadamente 142 MJ/kg, lo que representa casi tres veces más que el del gas natural (≈ 52 MJ/kg) o el petróleo crudo (≈ 45 MJ/kg). En términos de densidad energética gravimétrica, equivale a unos 33 kWh/kg, manteniendo esa misma proporción de ventaja. Sin embargo, es importante señalar que a condiciones ambientales su densidad volumétrica es muy baja, lo que obliga a emplear tecnologías avanzadas para incrementar su densidad y facilitar su almacenamiento y transporte. (Chunga & Huatay, 2022)

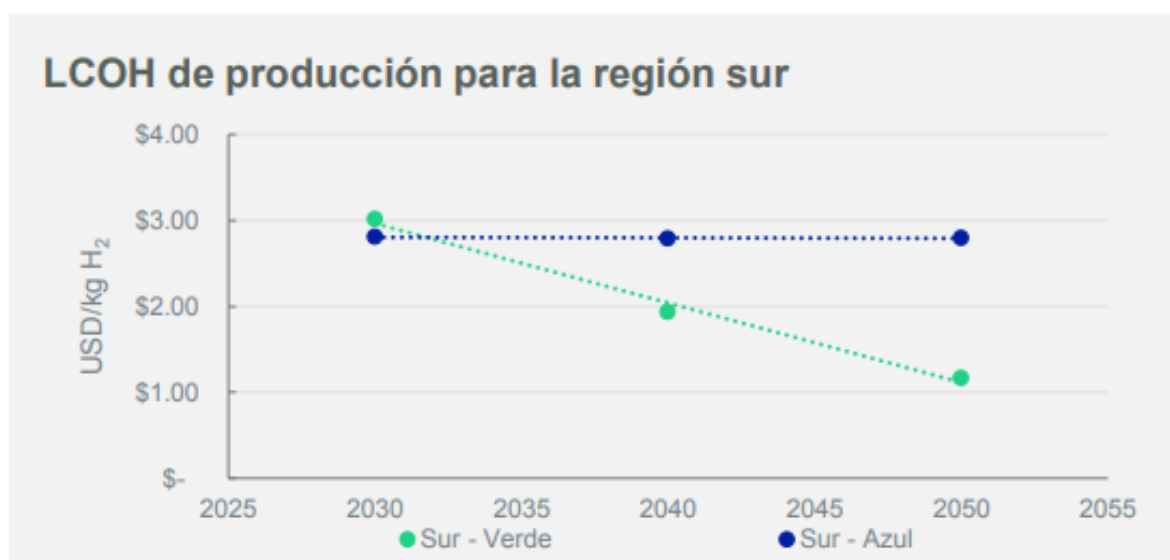
En nuestro país, recién en marzo del 2021, la Asociación Peruana del Hidrógeno, logró el lanzamiento del H₂ Perú, cuyo propósito fue la de incrementar la producción del hidrógeno verde en todo el país. Para analizar el potencial de dicho desarrollo, la entidad Engie Impact, hizo el primer estudio del mercado del hidrógeno en sus dos tipos tanto

verde como azul. En este contexto, se desarrolló una versión inicial de la cadena de valor del hidrógeno, la cual permitió identificar y seleccionar las regiones del Perú con mayor potencial para su producción, aprovechamiento local y también para su comercialización como producto de exportación. (Chunga & Huatay, 2022)

Los departamentos con mayor potencial para el desarrollo del hidrógeno se ubican principalmente en las regiones centro y sur del país, orientadas a satisfacer la demanda energética de diversas industrias, en especial del sector minero, que concentra cerca del 90 % del consumo energético industrial total. Por otro lado, las regiones del norte y parte del sur del Perú destacan como zonas con alto potencial para la producción de hidrógeno, debido a la abundancia de recursos eólicos, la disponibilidad de energía solar fotovoltaica y los bajos costos eléctricos asociados a las actividades productivas en esas áreas. (Chunga & Huatay, 2022)

Figura 2

Previsión de LCOH de producción para la región sur



Nota. Potencial del Hidrógeno Verde en el Perú Engie-Asociación Peruana de Hidrogeno, 2022.

Según los valores estimados para los costos nivelados de H₂V (LCOH) verde cuyos precios por kilogramo de H₂ van decayendo desde el 2.6, 1.9 hasta alcanzar los 1.3 dólares, en la proyección para los años 2030, 2040 y 2050, respectivamente. Se espera

que la producción, para atender la demanda de H₂ serían aplicados a los camiones mineros del alto tonelaje más conocidos como camiones tipo de CAEX, también a la industria productora del amoníaco, producción del cemento, acero y diversos productos químicos; y por supuesto atender la demanda de los barcos. (Chunga & Huatay, 2022)

Se estima que para el año 2040 el costo nivelado del hidrógeno verde (LCOH) en el Perú alcanzará una mayor competitividad, impulsado por el progreso tecnológico, el crecimiento de industrias con mayor demanda de H₂V, la colaboración entre el sector privado, el Estado y los centros de producción, así como por el impulso global del uso del hidrógeno verde. El hidrógeno es uno de los elementos más abundantes del planeta, caracterizado por ser liviano, versátil, con alta capacidad de almacenamiento y elevado poder energético, alcanzando una densidad energética de 33 kWh/kg. Además, se considera un portador de energía, y gracias a los avances tecnológicos actuales, es posible producirlo de forma más eficiente, almacenarlo adecuadamente y utilizarlo de manera sostenible en múltiples aplicaciones. (Chunga & Huatay, 2022)

c. Normativa de promoción peruana.

El 23 de marzo se promulgó la Ley N.º 31992, denominada Ley de Fomento del Hidrógeno Verde, cuyo propósito es establecer un marco normativo que incluya las medidas necesarias para promover el desarrollo y expansión de una industria orientada al uso del hidrógeno verde, tanto como combustible como vector energético. (Baca, et al, 2024)

Entre las principales disposiciones de la ley destacan las siguientes:

- El hidrógeno verde se define como un vector energético obtenido mediante tecnologías que generan bajas emisiones de gases de efecto invernadero.
- Atribuye al Ministerio de Energía y Minas la responsabilidad de fomentar la generación, la producción y el uso del hidrógeno verde en la industria a partir de energías renovables. Asimismo, la entidad deberá formular políticas y planes energéticos sectoriales que permitan el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde a través del establecimiento de metas a corto, mediano y largo plazo que se encuentren alineadas con la política energética nacional. (Baca, et al, 2024)

- Las políticas, planes y normas complementarias orientadas al fomento del hidrógeno verde deberán asegurar, entre otros aspectos: (i) la ejecución de las recomendaciones formuladas por el grupo de trabajo multisectorial de carácter temporal, encargado de proponer medidas regulatorias y de promoción que impulsen y viabilicen los proyectos del sector; (ii) la planificación territorial a nivel nacional para la creación de polos productivos con centros de desarrollo, plantas de producción y transformación de hidrógeno verde; y (iii) la implementación de incentivos económicos y tributarios destinados a promover la investigación, producción, transformación, transporte, comercialización, exportación y uso del hidrógeno verde como combustible y vector energético en sus diversas aplicaciones. (Baca, et al, 2024)

Ya desde hace unos años el mundo se encuentra atravesando una transición energética, liderado por los países y continentes del primer mundo (Europa, USA y Asia), implementando tecnologías como el Smart Grid, Generación Distribuida, vehículos eléctricos, entre otros. Perú no es ajeno a esta transición, y elaboró la Política Energética del Perú del 2010 al 2040 aprobada mediante Decreto Supremo N° 064- 2010-EM, en donde se precisa que se debe apuntar a contar con una matriz energética diversificada con énfasis en las fuentes renovables, bajo esta premisa el MEM espera alcanzar una autosuficiencia en la producción de energéticos, contando con un abastecimiento competitivo y obtener la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía. (Buendía, et al., 2022)

2.2.2 Generación de hidrogeno verde.

Se denomina hidrógeno verde a aquel producido a partir de energías renovables, como la solar, la eólica o la hidráulica. Su producción se realiza mediante un proceso llamado electrólisis del agua, que separa las moléculas de agua (H_2O) en oxígeno e hidrógeno, utilizando electricidad. La gran ventaja del hidrógeno verde radica en que su producción no emite CO_2 ni otros gases de efecto invernadero, lo que lo convierte en una alternativa limpia y sostenible a los combustibles fósiles. (Anasol Energía Renovable, 2024)

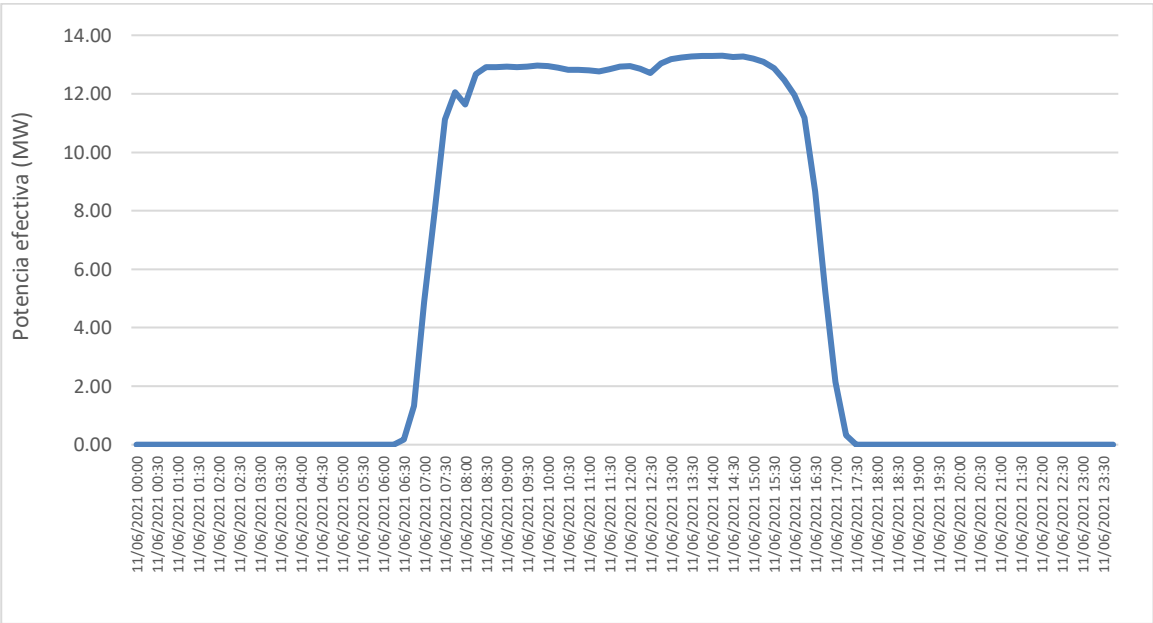
La energía fotovoltaica, también conocida como energía solar, es una tecnología que transforma directamente la radiación solar en electricidad mediante el uso de paneles

solares compuestos por celdas fotovoltaicas. Estas celdas contienen materiales semiconductores, como el silicio cristalino, que al recibir la luz del sol absorben los fotones y liberan electrones, generando así una corriente eléctrica continua. Esta electricidad solar puede inyectarse en la red eléctrica para su consumo inmediato o almacenarse en baterías; sin embargo, una de sus aplicaciones más prometedoras es su uso en la producción de hidrógeno verde mediante el proceso de electrólisis del agua. En este procedimiento, la corriente eléctrica generada por los paneles solares se dirige hacia un electrolizador, dispositivo encargado de separar las moléculas de agua (H_2O) en sus dos componentes: hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2). (Anasol Energía Renovable, 2024)

El hidrógeno obtenido a través de este proceso se considera hidrógeno verde, ya que su producción no genera emisiones contaminantes ni gases de efecto invernadero, siempre que la electricidad provenga de fuentes renovables. De esta manera, la energía solar no solo proporciona electricidad limpia, sino que también permite almacenar energía en forma química a través del hidrógeno, el cual puede transportarse, transformarse nuevamente en electricidad o emplearse como combustible limpio en diversos sectores, incluyendo el transporte, la industria y la generación eléctrica. (Anasol Energía Renovable, 2024)

Figura 3

Diagrama de carga típico SFV Moquegua 16 MW



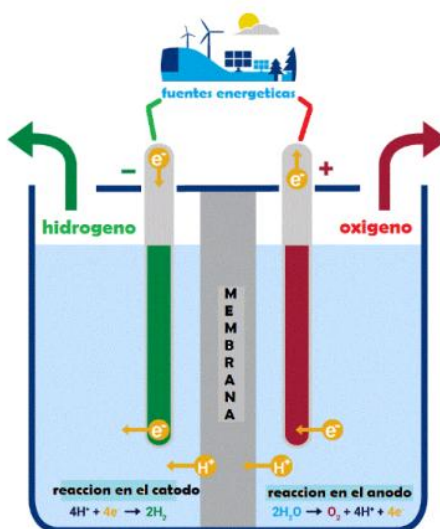
Nota. Información del COES SINAC 05.06.2023-Punto de medición en SFV Moquegua

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo; sin embargo, no se encuentra de forma libre o pura en la Tierra, sino combinado con otros elementos, como el oxígeno en el agua o el carbono en los hidrocarburos. Por esta razón, es necesario producirlo mediante diversos métodos tecnológicos, que se agrupan en tres grandes categorías: procesos termoquímicos, procesos electrolíticos y procesos biológicos.

Procesos Electrolíticos. El principio físico del proceso de electrólisis se basa en la circulación de una corriente continua (CC) a través de dos electrodos, el ánodo y el cátodo, los cuales están sumergidos en un electrolito acuoso que contiene iones para mejorar la conductividad eléctrica. Durante este proceso, la corriente eléctrica descompone las moléculas de agua (H_2O) en sus dos componentes: hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2). Los electrodos empleados deben ser resistentes a la corrosión, poseer una alta conductividad eléctrica, buenas propiedades catalíticas y estabilidad estructural para soportar las condiciones del proceso. Por su parte, el electrolito debe mantener sus características químicas y físicas sin reaccionar con los electrodos, garantizando así la eficiencia del sistema. Además, es necesaria la inclusión de un separador o membrana que impida la recombinación del oxígeno y el hidrógeno, evitando así posibles reacciones peligrosas. (Alvarado, 2022)

Figura 4

Esquema básico de un electrolizador tipo PEM.

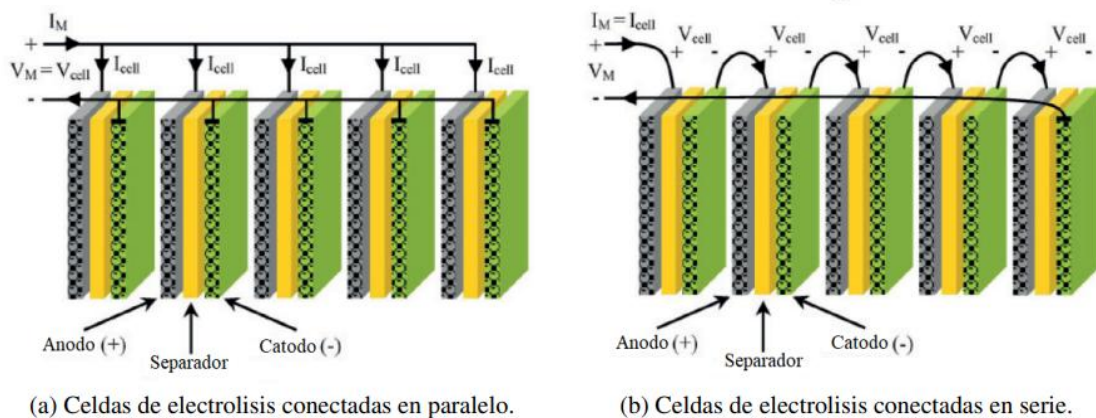


Nota. Información obtenida de tesis de Alvarado (2022)

El agua utilizada en el proceso de electrólisis debe ser previamente tratada para cumplir con los niveles de pureza requeridos, evitando así la acumulación de minerales que podrían causar daños en los componentes de las celdas y generar reacciones electroquímicas no deseadas. Gracias a este tratamiento, es posible obtener hidrógeno con una pureza de hasta el 99,999 % en volumen. Los componentes principales de una celda electrolítica son los electrodos, el separador y el electrolito, los cuales en conjunto permiten la descomposición del agua. Estas celdas pueden interconectarse tanto en serie como en paralelo, dependiendo de los requerimientos de producción y tensión del sistema. A su vez, un conjunto de estas celdas constituye el electrolizador, que es el módulo fundamental en los sistemas de generación de hidrógeno mediante electrólisis.

Figura 5

Tipos de conexiones de celdas de electrolisis



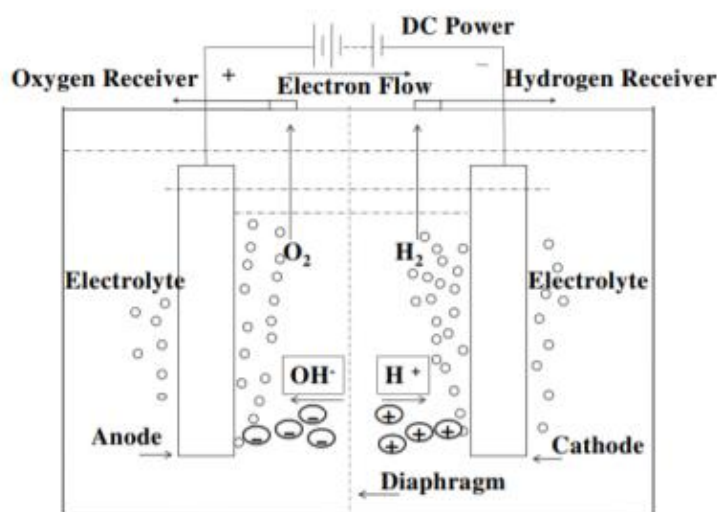
Nota. Información obtenida de tesis de Alvarado (2022)

En la actualidad, se reconocen tres tipos principales de electrolizadores, los cuales se distinguen principalmente por el tipo de electrolito empleado. Según su nivel de desarrollo y madurez tecnológica, estos se clasifican en el siguiente orden descendente:

El electrolizador alcalino realiza la descomposición del agua en el cátodo, generando hidrógeno (H_2) e iones hidroxilo (OH^-). Estos iones se desplazan a través de un electrolito líquido y una membrana hacia el ánodo, donde se libera oxígeno (O_2). El electrolito suele ser una solución acuosa de NaOH o KOH con concentraciones entre 20 y 40 % en peso, operando a temperaturas de 343–363 K y presiones de hasta 3 MPa.. (Cancino, 2021)

Figura 6

Electrolisis alcalina



Nota. Información obtenida de tesis de Cancino (2021)

Los electrolizadores alcalinos emplean una solución acuosa de KOH o NaOH con concentraciones de 20–40 % en peso como electrolito. El ánodo suele fabricarse en níquel o acero recubierto de níquel o cobalto, mientras que el cátodo es de acero activado con catalizadores, como níquel o platino. En los modelos convencionales, la separación entre electrodos es de aproximadamente 5 mm. El amianto se utiliza como material del separador, con un espesor en el intervalo de 3 mm. Debido a las propiedades del material del amianto, la temperatura de funcionamiento del electrolizador alcalino convencional se limita generalmente a 80°C. Los riesgos para la salud del amianto están obligando a los fabricantes a sustituirlo por otros materiales no peligrosos. En este sentido, el uso de membrana inorgánica de intercambio iónico es una alternativa, así como el óxido de níquel. (Alvarado, 2022)

Si una fuente de corriente continua está conectado a los electrodos, se produce hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo. El gas hidrógeno fluye desde el cátodo, donde el agua es reducida cediendo aniones hidróxido (OH^-), que circulan a través del separador al ánodo, dentro del campo eléctrico establecido por una fuente de alimentación externa. Los aniones hidróxido se recombinan en la superficie del ánodo para producir oxígeno. (Alvarado, 2022)

El electrolizador alcalino es actualmente el más utilizado para la producción de hidrógeno a partir del agua, debido a su madurez tecnológica y bajo costo. No obstante, presenta limitaciones operativas: su respuesta a variaciones de energía es lenta, tiene baja densidad de corriente y, por tanto, menor producción de H₂, además de un arranque tardío y baja presión de operación, lo que dificulta su adaptación a fuentes renovables intermitentes. (Buendía, et al., 2022)

Figura 7

Parámetros típicos de operación de un electrolizador alcalino.

Parámetro de operación	Valor
Temperatura	40°C a 90°C
Consumo de agua (purificada)	Aproximadamente 10 litros por kg producido
Calidad agua de entrada	1-5 $\mu\text{S cm}^{-1}$
Densidad de corriente	300 a 450 mA/cm ²
Voltaje de celda	1.7 V a 2.7 V
Eficiencia de conversión (LHV)	63 % hasta 85% en pequeña escala
Consumo energético	4.2 – 4.8 kWh/Nm ³
Electrolito	KOH concentración 20 % – 40 %
Pureza del hidrógeno	99.7 % – 99.9 %
Horas de funcionamiento del stack	Hasta 100,000 h
Presión de salida (hidrógeno/oxígeno)	30 bar / 30 bar

Nota. Información obtenida de GIZ (2021)

Dentro de sus ventajas tenemos:

- Tecnología de electrólisis desarrollada y en proceso de evolución (vida útil de hasta 100,000 h)
- Baja degradación ($< 3\mu\text{V/h}$)
- Alta producción de hidrógeno (hasta 760 Nm³/h, equipos con potencias en el rango de MW)
- Área de celda alta (hasta 4 m²)
- Coste inferior a la tecnología PEM debido a mayor madurez de la tecnología. (GIZ, 2021)

Dentro de sus desventajas tenemos:

- Posee un rango operativo restringido, entre el 20% y 100% de su capacidad, con una limitada flexibilidad ante variaciones en el suministro eléctrico, según el fabricante.

- Las membranas separadoras presentan menor eficiencia, lo que puede generar mezcla parcial de H_2 y O_2 e incrementar las impurezas.
- A bajos niveles de carga (<40%), la producción disminuye y aumenta la difusión cruzada entre los gases.
- La densidad de corriente y de potencia es reducida (inferior a 1 mW/cm^2).
- Opera a presiones más bajas, debido al uso de un electrolito líquido, en comparación con los electrolizadores PEM.

La electrólisis con membrana de electrolito de polímero (PEM), también conocida como electrólisis de membrana de intercambio protónico, emplea un polímero sólido ácido como medio electrolítico en lugar de una solución líquida. En este sistema, se utiliza únicamente agua desionizada, sin adición de compuestos electrolíticos. La membrana polimérica cumple una doble función, actuando como electrolito y barrera de separación entre los gases generados. (Cancino, 2021)

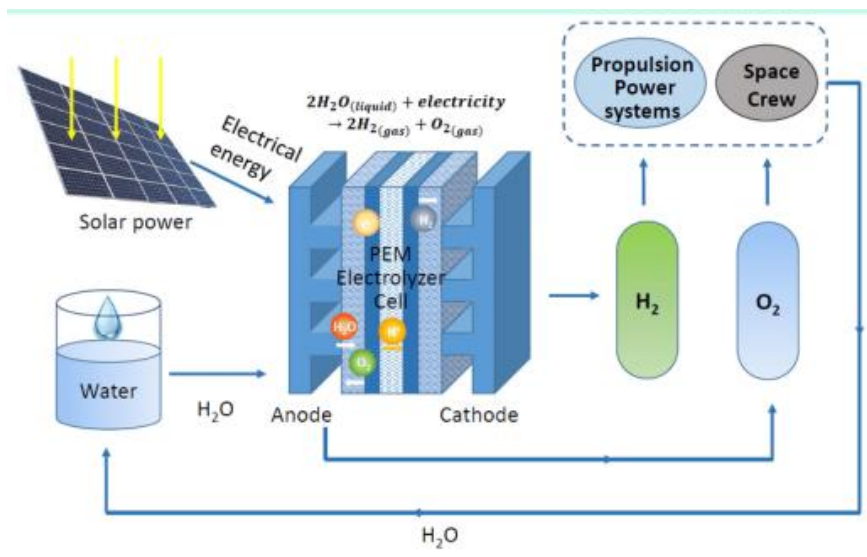
Es la segunda tecnología de electrólisis más desarrollada y empleada, aunque su nivel de madurez aún es inferior al de la electrólisis alcalina (AEC). No obstante, presenta ventajas significativas, como su diseño compacto, alta eficiencia al operar con elevadas densidades de corriente y la posibilidad de generar hidrógeno a presión, lo que facilita su almacenamiento. Además, ofrece un arranque rápido y mayor flexibilidad operativa. Su principal desventaja radica en el alto costo de las celdas, debido al uso de materiales y componentes costosos, siendo entre tres y cuatro veces más cara que la tecnología AEC. Sin embargo, según la Agencia Internacional de Energía (2019), se proyecta que hacia 2050 los costos de inversión de la tecnología PEM se equiparen a los de la AEC, lo que podría impulsar su adopción masiva. (Buendía, et al., 2022)

La tecnología opera en un rango de temperatura de 50 a 80 °C y a presiones comprendidas entre 20 y 50 bar. Presenta una densidad de corriente típica de 1,0 a 2,0 A/cm² a 2 V, con una eficiencia de conversión que varía entre 60 % y 68 % respecto al poder calorífico inferior (PCI), junto con un consumo energético moderado acorde a estos niveles de rendimiento. entre 4.4-5.0 kWh/Nm³. Tradicionalmente se ha visto limitada su aplicación a instalaciones de pequeña escala (instalaciones de decenas/centenas de kW), aunque en los últimos años se están introduciendo en el mercado electrolizadores de tecnología PEM

de mayor escala esperando una evolución significativa en costos y durabilidad durante el corto plazo. (GIZ, 2021)

Figura 8

Electrolisis PEM



Nota. Información obtenida de Ángeles (2022)

Los sistemas PEM han logrado mejorar progresivamente su eficiencia, y gracias a sus ventajas —como su capacidad para operar en un amplio rango de carga parcial, tiempos de respuesta muy rápidos y alta pureza del hidrógeno producido (debido a la baja permeabilidad de las membranas a los gases)— se perfilan como una tecnología altamente prometedora. Asimismo, destacan por su diseño compacto, su operación dinámica y la posibilidad de generar un diferencial de presión entre el cátodo y el ánodo, lo que simplifica el balance de planta. (GIZ, 2021)

Dentro de sus ventajas tenemos:

- Alta conductividad de protones (0.1 S cm^{-1}) en la membrana ($20\text{-}300 \text{ }\mu\text{m}$)
- Alta presión de operación (hasta 300 bar): producción de H_2 a alta presión (compresión electroquímica), menor volumen de burbujas, reducción problemas de membrana, menor sobrepotencial.
- Permite alta densidad de corriente (valores superiores a 2 A cm^{-2}), debido a la conductividad de la membrana.
- Amplio rango de operación.

- Obtiene un hidrógeno de mejor pureza por la ausencia de contaminación por KOH. (GIZ, 2021)

Dentro de sus desventajas tenemos:

- Alto coste de componentes.
- El medio ácido de operación es altamente corrosivo, por lo que requiere el uso de metales nobles como oro o paladio.
- Tiene una vida útil más reducida, generalmente inferior a 50 000 horas.
- Su nivel de desarrollo tecnológico es menor en comparación con la electrólisis alcalina (AEL), lo que limita su comercialización.
- Presenta dificultades al trabajar a altas presiones, ya que las membranas deben ser más gruesas para evitar el cruce de gases. (GIZ, 2021)

Figura 9

Parámetros de funcionamiento típicos de electrolizadores PEM

Parámetro de operación	Valor
Temperatura	50 °C a 80°C
Consumo de agua (purificada)	Aproximadamente 10 litros por kg producido
Calidad agua de entrada	0,1 $\mu\text{S cm}^{-1}$
Densidad de corriente	1000 a 2000 mA/cm ² (valores típicos a 2V pudiendo llegar incluso a 6000 mA/cm ²)
Voltaje de celda	1.7 V a 3.1 V
Eficiencia de conversión (LHV)	60 % a 68%
Consumo energético	4.4 – 5.0 kWh/Nm ³
Electrolito	Membrana tipo ácido perfluorosulfónico (típicamente Nafion)
Pureza del hidrógeno	> 99.9 %
Horas de funcionamiento del stack	< 50,000 h
Presión de salida (hidrógeno/oxígeno)	30 bar / atmosférica

Nota. Información obtenida de GIZ (2021)

La electrólisis alcalina del agua es una tecnología madura que permite operar en un amplio rango de potencia, entre el 20% y el 100%, siempre que el sistema eléctrico (transformador y rectificador) lo soporte. Sin embargo, trabajar por debajo del 20% de potencia incrementa la mezcla de hidrógeno y oxígeno, reduciendo la pureza del hidrógeno a valores inferiores al 99,9%. La pureza del hidrógeno será determinada por el fabricante en función de las características de trabajo del electrolizador (espesor de membrana, presión a la que trabajan, temperatura, etc.). Entre el 20% y el 80% de la capacidad de operación, la pureza obtenida es ligeramente inferior a la pureza nominal y

por encima del 80% la pureza obtenida es la pureza nominal del electrolizador. (GIZ, 2021)

La electrólisis a alta temperatura o por vapor, aún en fase de investigación y desarrollo, utiliza fuentes térmicas elevadas (entre 800 y 900 °C) para su funcionamiento. Este método destaca por requerir menor consumo de energía eléctrica, ya que parte del aporte energético proviene del calor. Emplea un electrolito cerámico sólido conductor de oxígeno y los estudios actuales se enfocan en optimizar los materiales y la ingeniería del proceso para mejorar su eficiencia y viabilidad comercial. (Cancino, 2021)

En cuanto a las tecnologías comerciales de electrólisis, los electrolizadores alcalinos son los más desarrollados y se fabrican en mayores capacidades, alcanzando potencias cercanas a 40 MW, mientras que los electrolizadores PEM suelen tener tamaños más reducidos, con unidades comerciales que van aproximadamente entre 6 y 10 MW. Los sistemas alcalinos presentan ligeramente mayor eficiencia, llegando hasta un 93 % (HHV) a 1 bar o alrededor del 80 % a 200 bar, según los modelos NEL serie A. Estos equipos permiten producir entre 150 y 300 Nm³/h de hidrógeno, con un consumo energético estimado de 3,8 a 4,4 kWh por Nm³ de H₂ generado. (Idea Green, 2023)

Los electrolizadores PEM alcanzan eficiencias de hasta el 80 % (HHV) operando a una presión de aproximadamente 30 bar, como ocurre en los modelos NEL serie M. Un sistema PEM de 1 MW de potencia es capaz de generar alrededor de 207 Nm³/h de hidrógeno (equivalente a 18,2 kg/h), con un consumo energético cercano a 4,53 kWh por Nm³ de H₂ producido. (Idea Green, 2023)

Al considerar la tecnología a seleccionar para la producción de hidrógeno, la electrólisis del agua muestra una amplia lista de ventajas:

- Actualmente, los sistemas de electrólisis de agua en funcionamiento alcanzan una eficiencia del 75% al 85%.
- Modularidad, ya que las plantas de electrólisis suelen tener varias unidades produciendo en paralelo.
- Modelo de trabajo silencioso, comparado con procesos termoquímicos para producir hidrógeno. Por tanto, son ideales para su uso cerca de edificios.

- Capacidad para reducir la contaminación y eliminar las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al uso de combustibles fósiles, ya que en la electrólisis el único subproducto generado es oxígeno.
- Permite la producción descentralizada de combustible, dado que el hidrógeno puede obtenerse en cualquier lugar con disponibilidad de agua y una fuente de energía renovable, sin depender de la red eléctrica.
- Es una tecnología consolidada y confiable, respaldada por décadas de experiencia operativa y evolución técnica en las plantas de electrólisis de agua. (GIZ, 2021)

La Agencia Internacional de Energía destacó uno por uno, los proyectos productores de este sector energético que están funcionando en la actualidad en América del Sur. Si bien la planta más grande se encuentra en Perú, la mayoría de las centrales se emplazan en Chile. De estos proyectos, seis están ubicados en Chile, cuatro en Colombia, dos en Brasil, y los tres restantes se desarrollan en Argentina, Perú y Costa Rica, respectivamente. En el caso del Perú, la planta de Cachimayo, en operación desde 1965, es la única instalación nacional dedicada a la producción de nitrato de amonio grado ANFO, con una capacidad de 36 mil toneladas por año. Originalmente funcionaba con energía hidroeléctrica, pero en la actualidad cuenta con un contrato PPA de energía renovable certificada (REC). Esta planta industrial de amoníaco utiliza hidrógeno verde, con un consumo aproximado de 25 MWe en sus electrolizadores. (Ministerio de la Presidencia del Perú, 2024)

En el corto plazo, con una inversión 2.300 millones de dólares de la empresa irlandesa Phelan Green Energy y la ejecución de la planta en Arequipa, representará la primera y más grande en todo Sudamérica en un área de 4 500 hectáreas en Corío, Islay, área destinada para el Megapuerto de las Américas. La planta de hidrógeno verde, generará aproximadamente 180 megavatios de energía a través de los 3 millones de paneles solares que se planean instalar. Asimismo, la empresa española Grenergy ha incursionado en el sector del hidrógeno verde tras adquirir el 50 % de participación en el proyecto Horizonte de Verano, ubicado en Arequipa (Perú) y promovido por la compañía estadounidense Verano Energy. Este proyecto tiene como objetivo la producción de hidrógeno renovable, con una capacidad estimada de 1,65 millones de unidades (según su etapa de desarrollo). de toneladas de amoníaco verde, con una capacidad de generación

solar de hasta 5.85 gigavatios/pico (GWp) durante sus cinco fases de desarrollo. (APEC Perú, 2024)

El costo de producción del hidrógeno verde depende principalmente del precio de la energía renovable, la inversión en el electrolizador y sus horas de operación. Para generar 1 kg de hidrógeno por electrólisis se requieren entre 55 y 60 kWh de electricidad, según la eficiencia del sistema. Con un costo de energía renovable entre 50 y 60 USD/MWh, el precio de producción del hidrógeno oscila entre 3 y 4 USD/kg, a lo que se suman los costos de compresión (0,3–0,4 USD/kg) o licuefacción ($\approx 1,6$ USD/kg). (Induambiente, 2024)

Tras la producción del hidrógeno, deben considerarse los costos de transporte, que oscilan entre 1 y 2 USD/kg para transmisión y distribución, y entre 2,3 y 2,6 USD/kg en el caso de traslado físico. En conjunto, el costo total del hidrógeno verde actualmente se sitúa entre 7 y 8 USD/kg, siendo la energía eléctrica (electrólisis, enfriamiento, compresión y transporte) el componente principal del gasto. Para que el hidrógeno verde resulte competitivo frente a los combustibles fósiles, se requeriría reducir el precio de la electricidad a unos 20–30 USD/MWh y lograr una disminución del 30–50 % en el costo de los electrolizadores. (Induambiente, 2024)

Algunas de las características comerciales:

- Tecnología de electrólisis: PEM o Alcalino.
- Eficiencia del equipo (%): Es crucial para determinar la producción del equipo, así como para poder relacionar el hidrógeno producido con el consumo eléctrico del electrolizador. CAPEX (USD): Costes de la inversión inicial a realizar.
- OPEX (USD): Costes de mantenimiento, consumo de agua, electricidad y otros consumibles del equipo por año de funcionamiento.
- Coste de cambio de stack (USD). El stack está compuesto de múltiples celdas que realizan el proceso de electrólisis.
- Horas de vida del stack (horas): Tiempo para el reemplazo del stack.
- Vida útil de la planta (años): Vida total de la planta, con servicios auxiliares incluidos.
- Degradación del stack en pérdida de voltaje o eficiencia por el número de horas de funcionamiento.

- Seguros y otra información comercial. (GIZ, 2021)

2.2.3 Transporte de hidrogeno verde.

El hidrógeno cuenta con una densidad energética por unidad de masa elevada ($33'33 \text{ kWh por kilogramo}$), pero presenta una baja densidad energética por unidad de volumen (3 kWh por m^3); las características anteriores, obligan a pensar en una forma de transporte que permita mover el hidrógeno de forma sencilla, ligera, segura y económica. Actualmente se cree que debe comprimirse usando presiones de 200, 350, 700 e incluso 900 bar. (Valencia, 2023)

Para el transporte de grandes volúmenes de hidrógeno, el uso de gaseoductos es el método más económico, siempre que ya exista la infraestructura, cuyo costo estimado en la Unión Europea es de alrededor de 1,5 millones de euros por kilómetro. Como alternativa, el transporte por carretera en forma líquida resulta viable, aunque presenta altos costos operativos y menores costos de capital, dependiendo del volumen y la distancia. En cambio, para pequeñas cantidades, la distribución por gaseoductos no es rentable, siendo más adecuada la distribución en gas comprimido, que requiere menos energía eléctrica y menor inversión en camiones, aunque demanda más unidades para transportar el mismo volumen que el hidrógeno líquido. (Fernández, 2023)

La elección entre hidrógeno líquido o comprimido depende principalmente de la distancia de transporte. En largas distancias, el alto consumo energético para licuar el hidrógeno puede equilibrarse con el menor número de camiones requeridos, mientras que para trayectos cortos y volúmenes reducidos, el hidrógeno comprimido resulta más conveniente. Por otro lado, el transporte en forma de hidruros metálicos implica costos de inversión y operación más altos, aunque permite mayor capacidad de carga por camión en comparación con el gas comprimido. (Fernández, 2023)

La distancia es un elemento clave al comparar el transporte de hidrógeno líquido y gaseoso. En trayectos largos, se requeriría un mayor número de camiones para trasladar hidrógeno comprimido, lo que hace más rentable asumir los costos energéticos de la licuación y utilizar menos unidades de transporte. El transporte por camiones a alta presión es eficiente en un radio de 100 a 300 km desde el punto de producción, mientras

que para distancias superiores, de hasta 1 300 km, el hidrógeno suele enviarse en estado líquido mediante camiones cisterna criogénicos, vagones o buques, siendo regasificado en el destino final. (Fernández, 2023)

El hidrógeno líquido se obtiene mediante el proceso de licuefacción, que consiste en transformar el gas en estado líquido mediante el control simultáneo de la presión y la temperatura. Este procedimiento requiere una compleja combinación de equipos como intercambiadores de calor, compresores y válvulas de expansión, los cuales permiten reducir progresivamente la temperatura del hidrógeno hasta alcanzar el punto en que se condensa. Durante el proceso, una parte del gas se convierte en líquido, que luego se separa y almacena, mientras que el hidrógeno no licuado se recircula hacia el compresor a través de los intercambiadores para continuar el ciclo de enfriamiento. Es importante destacar que, antes de la licuefacción, el hidrógeno se encuentra en estado gaseoso a temperatura y presión ambiente, y después del proceso, pasa a un estado líquido criogénico, generalmente a temperaturas cercanas a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$. Este estado permite aumentar significativamente la densidad energética por unidad de volumen, facilitando su almacenamiento y transporte a gran escala, aunque requiere sistemas de aislamiento

Estado inicial: $T = -298,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ $P(\text{kPa}) = 100$

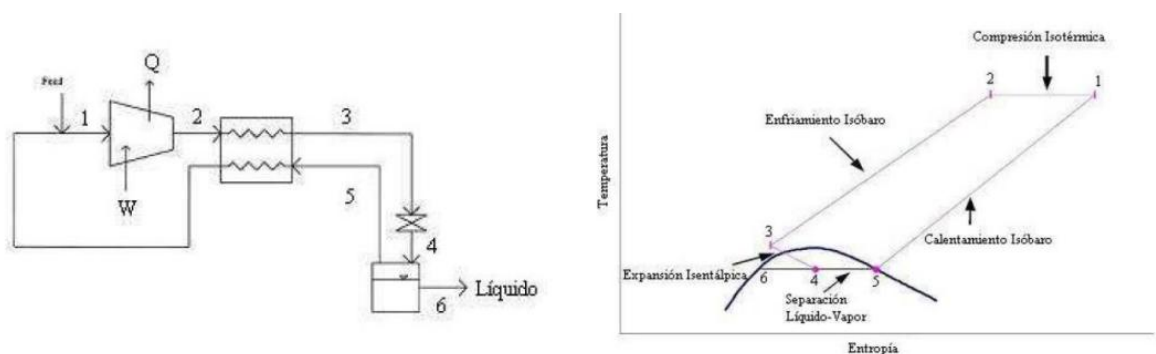
Estado final: $T(\text{K}) = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ $P(\text{kPa}) = 100$ (Cancino, 2021)

El ciclo de licuefacción más básico corresponde al ciclo Linde-Hampson, también conocido como ciclo de expansión de Joule-Thomson (ver figura 2.4). En este proceso, el gas se comprime isotérmicamente a temperatura ambiente en la etapa $1 \rightarrow 2$. Luego, el gas comprimido pasa por un intercambiador de calor, donde se enfría a presión constante ($2 \rightarrow 3$). Posteriormente, el gas experimenta una expansión isentálpica ($3 \rightarrow 4 \rightarrow 5$), durante la cual una fracción del gas se condensa en forma líquida, mientras que el resto, aún en fase gaseosa, se recircula nuevamente por el intercambiador de calor y regresa al compresor para cerrar el ciclo ($5 \rightarrow 1$). Este procedimiento es ampliamente utilizado por su simplicidad operativa y su eficacia en la obtención de hidrógeno líquido, aunque presenta limitaciones en eficiencia energética frente a ciclos más avanzados de licuefacción. (Cancino, 2021)

Para enfriar el hidrógeno gaseoso en la expansión, su temperatura debe ser menor que su temperatura de inversión, que es 202K (-95°C). Para alcanzar dicha temperatura de inversión, los procesos modernos de licuación utilizan nitrógeno líquido para preenfriar el hidrógeno gaseoso hasta una temperatura inferior a 78K (-319°C) antes de la primera expansión de la válvula (Ciclo Linde-Hampson con preenfriamiento). El nitrógeno gaseoso es reciclado en un ciclo continuo de refrigeración. (Cancino, 2021)

Figura 10

Diagrama de flujo y gráfico temperatura-entropía ciclo Linde-Hampson



Nota. Información obtenida de Cancino (2021)

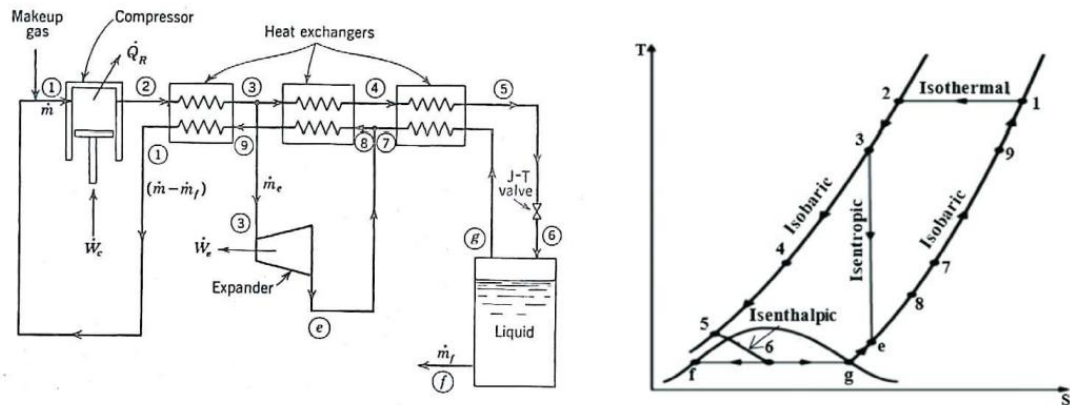
La mayoría de los sistemas de licuefacción de hidrógeno a gran escala utilizan el ciclo de Claude, en el cual el hidrógeno actúa tanto como fluido de trabajo como producto final. En este proceso, el gas pasa por intercambiadores de calor que reducen su temperatura antes de ser expandido mediante una válvula Joule-Thomson, donde se obtiene una mezcla bifásica y se separa el hidrógeno líquido. El ciclo mantiene una masa constante de hidrógeno mediante la entrada de gas en la zona cálida. Algunas versiones del ciclo incorporan dos etapas de compresión —una de baja a media presión y otra de media a alta— y un expansor que genera enfriamiento adicional. Estas variantes se emplean en plantas industriales de licuefacción, donde se complementan con preenfriamiento por nitrógeno, convertidores orto-para y múltiples expansores, con el fin de mejorar la eficiencia y reducir el consumo energético. (Cancino, 2021)

El ciclo de licuefacción de Linde-Hampson genera mayor consumo de energía respecto al ciclo de licuefacción de Claude, incrementando el costo, operativo. Por otro lado, el ciclo

de licuefacción de Linde-Hampson tiene un bajo costo de inversión de equipo total. (Cancino, 2021)

Figura 11

Diagrama de flujo y gráfico temperatura-entropía ciclo Claude



Nota. Información obtenida de Cancino (2021)

Para el caso gaseoso se puede realizar con cilindros o con camiones del tipo tube trailers para 500-1 000 kg a 250-700 bar. Para el transporte de hidrógeno licuado, se usan cisternas transportando usualmente 3 000 kg. (Alvarado, 2022)

Figura 12

Camión criogénico para hidrogeno liquido



Nota. Información obtenida de CHART Cryogenic (2024)

El hidrógeno líquido posee una mayor densidad energética que el gaseoso, lo que lo convierte en una opción eficiente y atractiva para el almacenamiento de energía. El

almacenamiento de hidrógeno líquido es eficiente, pero presenta limitaciones como el alto consumo energético para su licuefacción, la necesidad de estricto control térmico y el uso de recipientes criogénicos. Además, se producen pérdidas por evaporación, especialmente en depósitos pequeños debido a su mayor relación superficie-volumen. (Cancino, 2021)

Los tanques criogénicos para almacenar hidrógeno líquido son de doble pared metálica con aislamiento al vacío para reducir las pérdidas térmicas. El recipiente interno, donde se aloja el hidrógeno, se aísla con múltiples capas separadas que actúan como barreras térmicas y se sostiene mediante soportes especiales dentro del recipiente externo, minimizando la conducción, convección y radiación de calor. (Cancino, 2021)

El almacenamiento criogénico debido a la baja presión de trabajo en comparación con los sistemas de almacenamiento de alta presión tiene un gran potencial para reducir el peso mediante el uso de nuevos materiales compuestos con un rendimiento mejorado. Con tales sistemas, se puede lograr una masa de almacenamiento de energía específica similar a los estanques de combustible convencionales. A pesar de que hay mucha precaución en la parte de diseño de estos estanques de almacenamiento para garantizar la protección contra la entrada de calor no deseada, los líquidos criogénicos y, por lo tanto, el hidrógeno se evapora ("hierve") debido al impacto del calor en el sistema del estanque. Este fenómeno no se puede evitar, sino que solo se minimiza. (Cancino, 2021)

El almacenamiento de hidrógeno es un elemento clave y su dimensionamiento se basará en equilibrar el suministro o producción de hidrógeno con la demanda. Habitualmente los proyectos de suministro a flotas de transporte se dimensionan buscando una autonomía de entre dos y tres días, reserva suficiente para garantizar picos en la demanda o pequeños contratiempos en el suministro. En la mayoría de las ocasiones se opta por un dimensionamiento que garantice dos días de autonomía, reduciendo los costes de inversión. En este caso, al realizarse dimensionamiento para una instalación off-grid en aplicación aislada y no considerar posibles stakeholders interesados en suministro de hidrógeno en las proximidades, es importante realizar el dimensionamiento del almacenamiento para minimizar excedentes de producción y garantizar que siempre exista suficiente almacenamiento a lo largo del año. (GIZ, 2021)

Tabla 1

Características y especificaciones técnicas del almacenamiento

Características	Especificaciones técnicas
Tipo de depósitos	Tipo II
Presión de almacenamiento	450-700 bar
Presión de salida	450-700 bar
Capacidad de almacenamiento	225 horas de almacenamiento (144,3 m ³ a 450 bar)
Dimensiones	A definir por el fabricante

Nota. Información tomada de GIZ (2021)

2.2.4 Hidrogeneras.

Las hidrogeneras son las estaciones donde se llenan los tanques de hidrógeno de los vehículos. Su funcionamiento es similar al de una gasolinera, pero en este caso el combustible utilizado es el hidrógeno, lo que hace necesaria una tecnología más avanzada que en el caso de almacenar combustibles fósiles. En la hidrogenera se almacena hidrógeno en estado gaseoso en tanques a una presión de 350 bares y tiene surtidores similares a los de una gasolinera con los que se llenan los vehículos. (Tejada, 2020)

Como se ha visto anteriormente, los coches de hidrógeno repostan en hidrogeneras. Esto puede suponer un inconveniente pues, de momento, hay pocas hidrogeneras y se requiere una importante inversión para construir una. El tiempo de recarga, sin embargo, es una ventaja, la recarga completa dura unos 4 o 5 minutos, dependiendo del modelo. (Tejada, 2020)

A principios de 2018 existían 328 hidrogeneras en todo el mundo, según los datos de h2station.org. 139 se encontraban en Europa, 118 en Asia y 68 en América del Norte. Si nos centramos en los países con más hidrogeneras en el mundo nos encontramos con que Japón lidera la clasificación con 96 hidrogeneras, seguido de Estados Unidos (65) Y Alemania (56). Entre estos tres países suman más de la mitad del total de las hidrogeneras en el mundo, dejando claro que son los países que apuestan por los vehículos de hidrógeno de cara a un futuro próximo. El mayor problema de las hidrogeneras es el gasto que supone su construcción. El coste se sitúa entre medio y un millón de euros, lo que supone una

inversión demasiado grande teniendo en cuenta que todavía no hay los suficientes vehículos de hidrógeno en circulación como para poder amortizar el gasto. (Tejada, 2020)

Centrándonos en los aspectos técnicos de las hidrogeneras, éstas permiten tiempos de repostajes similares a los vehículos convencionales, en aproximadamente 3 o 5 minutos, es posible finalizar el proceso de recarga del vehículo. Así pues, las estaciones de servicios de hidrógeno están basadas en la siguiente tecnología:

Estación de suministro de hidrógeno con generación “off-site”: este tipo de hidrogenera tiene un tipo análogo de funcionamiento que una gasolinera tradicional, la producción del hidrógeno es descentralizada y es transportado a posteriori mediante camiones cisterna a la estación de servicio de hidrógeno. Como principal ventaja que tienen, es su mayor facilidad de integración, además de su menor coste de funcionamiento. En la generación off-site, el hidrógeno es producido en instalaciones industriales, por lo tanto, es necesario transportarlo hasta las estaciones de servicio, ya sea a través de una red de tuberías o bien por carretera mediante camiones. (Rozas, 2019)

Figura 13

Cadena de suministro de hidrogeneras off-site



Nota. Información obtenida de Rozas (2019)

Estación de suministro de hidrógeno con generación “on-site”: a diferencia del caso anteriormente explicado, la producción del hidrógeno es en la misma instalación de suministro, en el caso particular de este proyecto, se promueve la creación de hidrogeneras que aprovechan excedentes de electricidad procedente de energía renovable y a través de un proceso de electrólisis, se obtiene el hidrógeno. Así pues, como principales ventajas encontramos que se emplea un combustible limpio desde su creación, además de que se

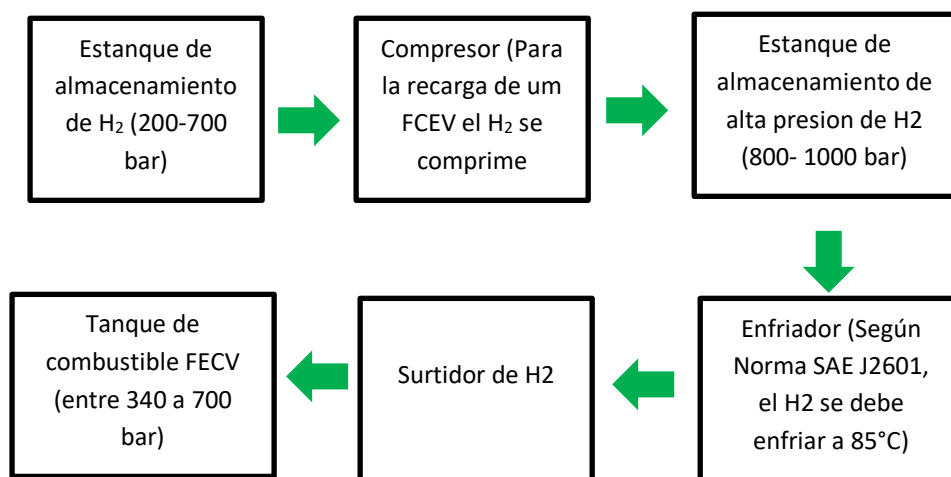
ahorra el proceso de transporte y distribución del hidrógeno puesto que es generado in situ. (Rozas, 2019)

Como punto de partida, el hidrógeno, tanto si es generado in situ en la planta o si viene transportado, se deposita en primer lugar aplicando un almacenamiento a bajas presiones, la naturaleza de este almacenamiento dependerá del estado físico del hidrógeno, ya sea licuado o en forma de gas comprimido, esta particularidad determinará la configuración de los distintos elementos que conformen el sistema. A continuación, es necesario aumentar la presión del hidrógeno a través de un sistema mecánico de compresión, debido a que la presión requerida para el tanque de almacenamiento de los vehículos se sitúa en torno a los 350-700 bar, dependiendo ya del tipo de vehículo, así pues, el hidrógeno pasa a un segundo sistema de almacenamiento a altas presiones, en dicho sistema, según la tecnología que se aplique, tendrá una estructura u otra, tras la compresión del fluido, al no producirse de forma adiabática, es necesario evacuar dicho calor excesivo, para ello, se hará circular el caudal por un intercambiador de calor. (Rozas, 2019)

La secuencia de llegada de suministro a la hidrogenera es la siguiente:

Figura 14

Esquema de suministro de H₂ en hidrogenera



Nota. Elaboración propia con información de Gobierno de Chile (2024)

Cuando se produzca alguna demanda de consumo de combustible, el hidrógeno a alta presión se dirige a una válvula, ajustando la presión a las condiciones requeridas del

tanque del vehículo a repostar, este salto de presión produce un aumento en la temperatura del caudal de hidrógeno, por lo que es necesario un sistema de refrigeración que capte el calor sobrante hasta alcanzar la temperatura para el proceso. Finalmente, el caudal llega a los surtidores y a continuación al tanque del vehículo.

Figura 15

Surtidores de hidrogeno comerciales



Nota. Información obtenida de Empresa Gilbarco Veeder-Root (2024)

2.2.5 Sistema automotriz con hidrogeno

El coche de hidrógeno utiliza un motor de combustión, al igual que los coches tradicionales que utilizar un motor de combustión interna. Pero en este caso el combustible es el hidrógeno por lo que las emisiones resultantes de la reacción son exclusivamente agua. Esto supone un vehículo de emisión cero, es decir no emite gases ni partículas contaminantes. La pila de hidrógeno convierte el hidrógeno en energía eléctrica. Este proceso tiene una eficiencia del 80 %. Posteriormente un motor eléctrico transforma la energía eléctrica en energía mecánica con una eficiencia del 80 %. En consecuencia, el motor de celda de hidrógeno tiene una eficiencia energética del 64 %. Esta eficiencia es inferior a la del coche eléctrico, que tiene una eficiencia del 72 %. (Tejada, 2020)

Los vehículos de hidrógeno funcionan con un motor eléctrico. Por este motivo también pertenecen a la familia de los vehículos eléctricos. Normalmente se designan con las siglas «FCEV», del inglés «Fuel Cell Electric Vehicle» (vehículo eléctrico de pila de combustible. Una diferencia decisiva con respecto a los demás vehículos eléctricos es que los vehículos de hidrógeno generan la electricidad por sí mismos. Los vehículos de hidrógeno llevan a bordo, por así decirlo, su propia central eléctrica eficiente, que

convierte el hidrógeno repostado en electricidad. Y esta central eléctrica es la pila de combustible. (Nils, 2023)

La pila de combustible es el corazón del automóvil eléctrico a hidrógeno. El tanque de hidrógeno, el motor y una batería de auxilio son los dispositivos que conforman el sistema. La pila de combustible funciona de la siguiente forma: En el ánodo se suministra hidrógeno, que se divide en protones y electrones. Los protones migran hacia el cátodo de la pila a través de la membrana, donde reaccionan con el oxígeno presente en el aire para formar vapor de agua. El propósito de una pila de combustible es producir una corriente eléctrica que puede ser dirigida fuera de la celda para alimentar energía eléctrica al motor eléctrico del automóvil. En términos generales, los átomos de hidrógeno entran en el ánodo de la celda de combustible, donde una reacción química los despoja de sus electrones. Los átomos de hidrógeno están ahora "ionizados", y llevan una carga eléctrica positiva. Los electrones cargados negativamente proporcionan la corriente a través de los cables para hacer el trabajo. Si se necesita corriente alterna (AC), la salida de CC de la pila de combustible debe pasar a través de un dispositivo de conversión llamado un inversor. (Ángeles, 2022)

En la pila de combustible tiene lugar un proceso denominado «electrólisis inversa». Durante este proceso, el hidrógeno reacciona con el oxígeno. El hidrógeno proviene de uno o varios depósitos del vehículo, y el oxígeno se toma del aire ambiente. Lo único que se obtiene de esta reacción es energía eléctrica, calor y agua, que sale por el tubo de escape en forma de vapor de agua; con cero emisiones. La autonomía de los vehículos de hidrógeno es similar a la de los vehículos eléctricos con baterías enormes. Con el depósito de hidrógeno lleno, puede recorrer 504 kilómetros. La autonomía de los vehículos de hidrógeno es independiente de la temperatura exterior, es decir, no empeora si hace frío. (Nils, 2023)

Figura 16

Pila combustible de auto a hidrogeno

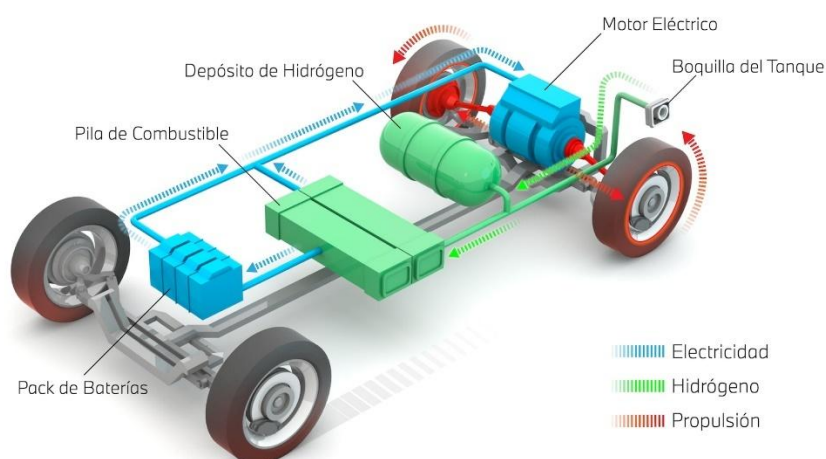


Nota. Información de Diario El Comercio, 2024.

El principal punto a su favor (y la mayor ventaja competitiva) es el corto tiempo de repostaje. A diferencia del tiempo de recarga de los vehículos eléctricos, que depende del modelo y de la infraestructura de recarga, el depósito de hidrógeno de un BMW iX5 Hydrogen (flota piloto) se llena por completo en apenas tres o cuatro minutos. Así pues, estos vehículos ofrecen la misma disponibilidad y flexibilidad que los vehículos convencionales. (Nils, 2023)

Figura 17

Estructura motriz de un FCEV

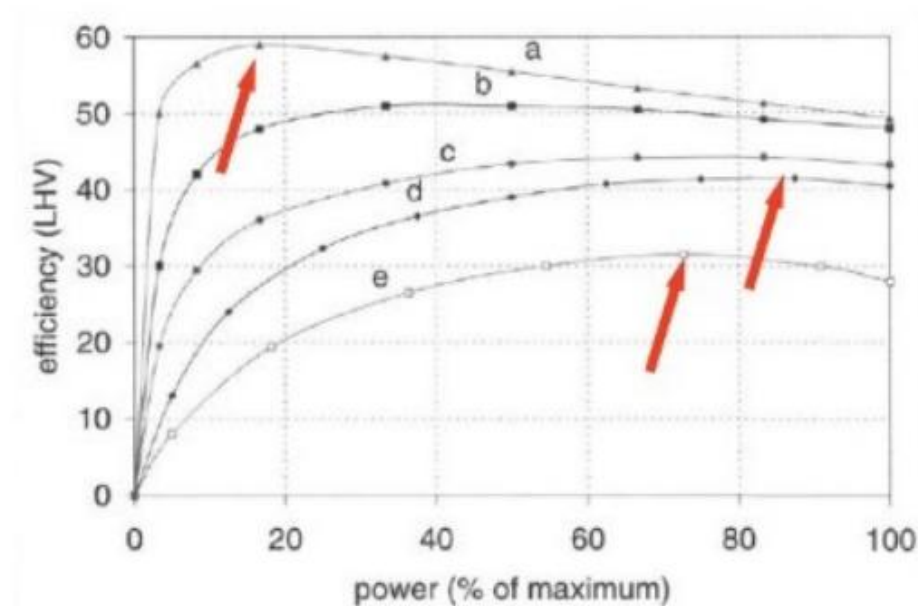


Nota. Información de Empresa BMW, 2023.

Si comparamos la eficiencia del motor de hidrógeno con los motores de combustión interna podemos ver que los motores de combustión interna alcanzan su punto de máxima eficiencia cuando se acercan a su máxima potencia mientras que las pilas de hidrógeno tienen mayor rendimiento a cargas parciales. Teniendo en cuenta que los motores de los vehículos trabajan la mayor parte del tiempo a cargas parciales, la eficiencia de las pilas de hidrógeno es mucho mayor que el de los motores de combustión interna, pudiendo llegar a duplicar la eficiencia de este. En la figura siguiente se puede ver que la pila hidrógeno llega a su eficiencia máxima (58,81 %) a un porcentaje de potencia del 16,67 % de su potencia máxima. En el caso del diésel el máximo de eficiencia (41,54 %) a un 85,74 % de su potencia máxima y en el caso de la gasolina, actúa con una eficiencia máxima (31,65 %) al 72,69 %. (Tejeda, 2020)

Figura 18

Eficiencia energética de los distintos combustibles



Nota. Información de Tejeda (2020).

Los vehículos eléctricos de pila de combustible de hidrógeno no se cargan de la misma manera que un coche eléctrico de batería. En cambio, se repostan con gas hidrógeno bombeado de la misma forma segura y similar a un coche convencional de gasolina o diésel. En tan solo 3 o 5 minutos. El Toyota Mirai tiene hasta 650 km de autonomía con un solo repostaje, usando 0,79 kg de hidrógeno por cada 100 km. Cada pila de combustible

está diseñada para durar toda la vida útil del coche. Y con la tranquilidad de una garantía de 100 000 kilómetros, Toyota garantiza que cuando la pila de combustible se acerque al final de su vida útil, pueda reutilizarse para otros fines o tratarse de forma segura y responsable. (Toyota, 2024)

Los componentes de un coche de pila de combustible de hidrógeno son:

- Unidad de control de la energía: es el mecanismo encargado de controlar de manera óptima la entrega de potencia de la pila de combustible en diversas condiciones de funcionamiento, así como la carga y descarga de la batería.
- Motor eléctrico: el motor de tipo síncrono de imán permanente es impulsado por la electricidad generada por la pila de combustible y suministrada por la batería.
- Convertidor de voltaje de la pila de combustible: el compacto convertidor de alta eficiencia y gran capacidad alimentado por corriente trifásica aumenta la diferencia de potencial generada por el sistema de pila de combustible hasta los 650 voltios. Se emplea para obtener una mayor tensión a la salida que a la entrada.
- Grupo de pila de combustible: el corazón del sistema, el componente en el que la energía química procedente de la aportación de hidrógeno de los depósitos y oxígeno del aire se transforma en energía eléctrica. La pila de combustible por lo general tiene 330 celdas, una densidad energética de 5,4 kW/l y un circuito de refrigeración líquida para que su temperatura de funcionamiento se encuentre entre 30 y 70 °C. (Toyota, 2021)
- Batería: la batería es la encargada de almacenar la energía generada por la pila de combustible y la recuperada de la deceleración, así como de reforzar la potencia de la pila de combustible durante la aceleración en casos de alta demanda. La batería de iones de litio, permite una mayor densidad energética, un ahorro de peso y espacio, y una mayor potencia. Tiene 84 celdas, una capacidad de 1,24 kWh y un voltaje nominal de 310,8 V. Se encuentra refrigerada por aire.
- Depósitos a alta presión: el vehículo cuenta con tres depósitos de hidrógeno cilíndricos que tienen capacidad para 65, 52 y 25 litros, respectivamente. Almacenan un total de 5,6 kg de hidrógeno a alta presión y tienen un peso de 100 kg.
- Para garantizar una mayor seguridad, equipan válvulas de sobrepresión, aviso en caso de fuga del hidrógeno y una estructura de tres capas: una de polímero reforzado con

fibra de vidrio, una intermedia de polímero y la tercera de plástico reforzado con fibra de carbono. Aguantan una presión de 1 500 bar, aunque la presión de almacenamiento del hidrógeno es de 700 bar. (Toyota, 2021)

Por lo general, el rendimiento de una pila de combustible es del orden del doble en comparación con la eficiencia de un motor de combustión interna. Este hecho se debe en parte a que el número de transformaciones energéticas en una pila de combustible es menor que en el caso del motor de combustión, por la 2ª Ley de la Termodinámica, por cada proceso de transformación viene aparejada una entropía que supone pérdidas energéticas, por lo tanto, el rendimiento global de un sistema disminuye cuando aumenta el número de transformaciones energéticas. Por otro lado, cuando el tipo de energía buscada es mecánica, en este caso, el número de transformaciones es igual tanto para la pila de combustible como para el motor de combustión interna, pero a pesar de esto, al ser el rendimiento de Carnot mucho más restrictivo que el rendimiento de la pila de combustible, sigue la FC teniendo mejores prestaciones en esta modalidad. (Rozas, 2019)

La pila de combustible de nueva generación desarrolla una potencia de 182 CV (134 kW) y un par máximo de 300 Nm, con una densidad energética de 5,4 kW/l. Está asociada a una caja de cambios automática para ofrecer una mayor comodidad durante la conducción, lo que le permite acelerar de 0 a 100 km/h en apenas 9,0 segundos y alcanzar una velocidad máxima de 175 km/h. Gracias a que el consumo medio es de solo 0,79 kg/100 km (0,89 kg/100 km con llantas de 20”), la segunda generación de Toyota Mirai es capaz de recorrer 650 kilómetros sin repostar y, lo que es todavía más importante, sin contaminar, ya que el coche de hidrógeno no produce emisiones contaminantes al circular, solo agua. Como resultado, tenemos un mayor rendimiento y unos costes más reducidos. (Toyota, 2021)

El número de octano de investigación de un combustible es el método de calificación de octano global más común. Este número se obtiene mediante la detonación de un combustible en una cámara en condiciones de compresión variable (cilindro del motor) a nivel de laboratorio. Los números de octanos de investigación (RON) de algunos combustibles comparables se ilustran en la tabla siguiente. Así pues, como podemos observar, el hidrógeno posee un elevado número de octano con respecto al resto

combustibles tradicionales, esto permite elevar la relación de compresión del motor, y por consecuencia, un aumento del rendimiento volumétrico y energético del mismo. Además, dicho efecto genera una mejor contribución en la reducción de emisiones nocivas de óxidos de nitrógeno (NOx) (Rozas, 2019)

Tabla 2

Nº de octanos de distintos combustibles

Combustible	Nº de Octano
Hidrogeno	Mayor a 130
Metano	125
Etano	108
Propano	105
GNV	130
GLP	103
Gasohol premium	97
Petroleo DB5	30

Nota. Informacion obtenida de tesis de Rozas (2019) y complementada con informacion de Petroperú (2024)

En la parte del transporte terrestre, el desarrollo va a pasos agigantados, siendo la competencia trasladada hacia las grandes compañías, quienes compiten por desarrollar cada vez más y mejores vehículos con una autonomía superior a sus versiones anteriores, por ejemplo, la segunda generación del Toyota Mirai (2021), ha superado la marca de la mayor distancia recorrida por un automóvil propulsado por carga de hidrógeno. Ha logrado recorrer 1 003 kilómetros con una única carga (de hidrógeno verde) en sus tres tanques de combustible. el consumo medio del Toyota Mirai fue de 0,55 kilogramos de hidrógeno por cada 100 kilómetros recorridos. Esta aplicación para vehículos también ha desarrollado versiones para transporte público, transporte de carga, elevación de carga (montacargas), entre otros, el panorama es alentador, ahora con la oferta y demanda, incentivos de los gobiernos, se podrá migrar de combustible. Ante la urgencia mundial de disminuir los efectos de gases invernadero, se han suscrito convenios mundiales, se vienen desarrollando importantes avances en almacenamiento y transporte del hidrógeno, y se habla de un hidrógeno generado por renovables, todo esto resulta necesario para que el

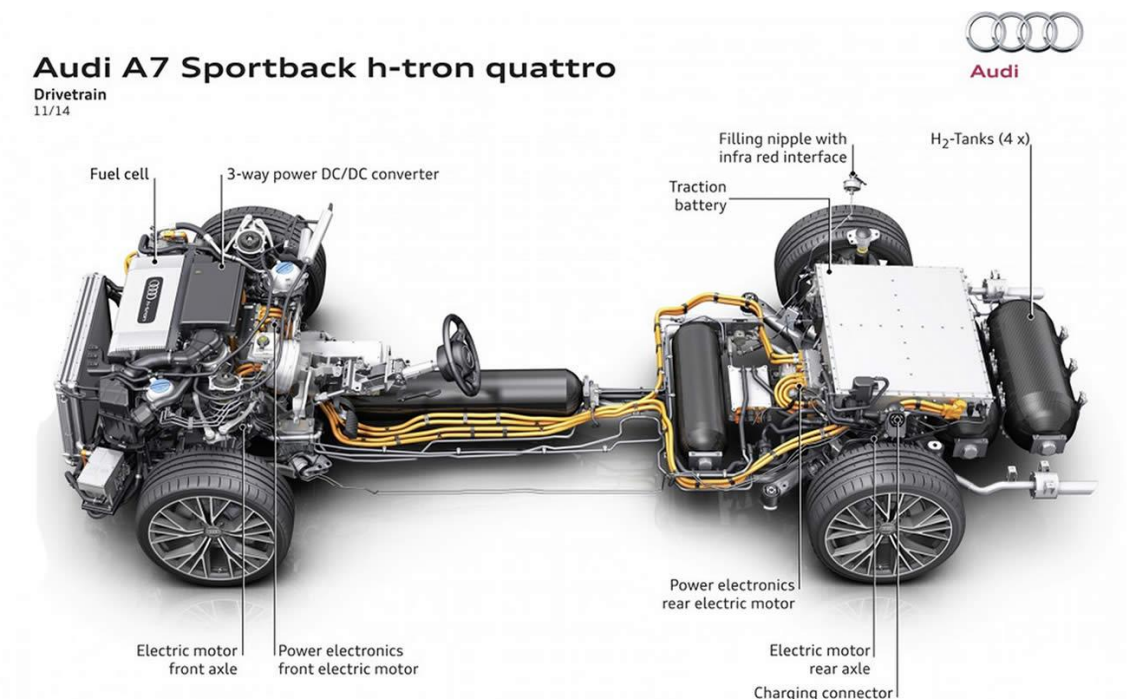
hidrógeno sea artífice del cambio, variando su producción de combustibles fósiles a una producción “verde”. (Buendía, et al., 2022)

Uno de los mayores problemas de los coches eléctricos a la hora de competir con los coches de gasolina se debe a que, de momento, la autonomía conseguida con coches eléctricos es muy inferior a la conseguida con los coches tradicionales, cuya autonomía alcanza. Este problema se podría solventar con los coches de hidrógeno:

- Coches eléctricos: Tesla es la marca líder en este aspecto entre los coches eléctricos. El vehículo Tesla Model S Gran Autonomía cuenta con una autonomía WLTP (Worldwide Harmonised Light Vehicles Test Procedure) de 610 km. Los coches eléctricos de gama media tienen una autonomía entre 300 y 400 km.
- Coches de hidrógeno: El motor de hidrógeno permite alcanzar una autonomía mayor a la de los coches eléctricos. Algunos ejemplos son: el Honda Clarity Fuel Cell (750 km), el Hyundai Nexo (666 km) y el Audi h-tron quattro (600 km) (Tejada, 2020)

Figura 19

Estructura de Audi h-tron quattro



Nota. Información tomada de Audi Corporation GmbH.

Los tanques presurizados están hechos de cilindros envueltos en fibra de carbono. El hidrógeno comprimido en tales tanques a una presión de 34 MPa (340 bar) con una masa de 32,5 kg y un volumen de 186 L, que es adecuado para un alcance de 500 km (310 millas). El volumen del tanque grande de 70 MPa (700 bar) es para vehículos individuales. En el 2002 en Alemania, se certificó el tanque de almacenamiento a bordo de Quantum Technology. Se sabe que los vehículos Toyota y Honda disponibles para arrendamiento a fines de 2002 usan hidrógeno almacenado en contenedores de alta presión [32]. Además, un sistema de almacenamiento de hidrógeno líquido pierde hasta el 1% de su volumen por día al hervir, y el hidrógeno líquido requiere alta refrigeración para mantener el hidrógeno a 20°K. (Ángeles, 2022)

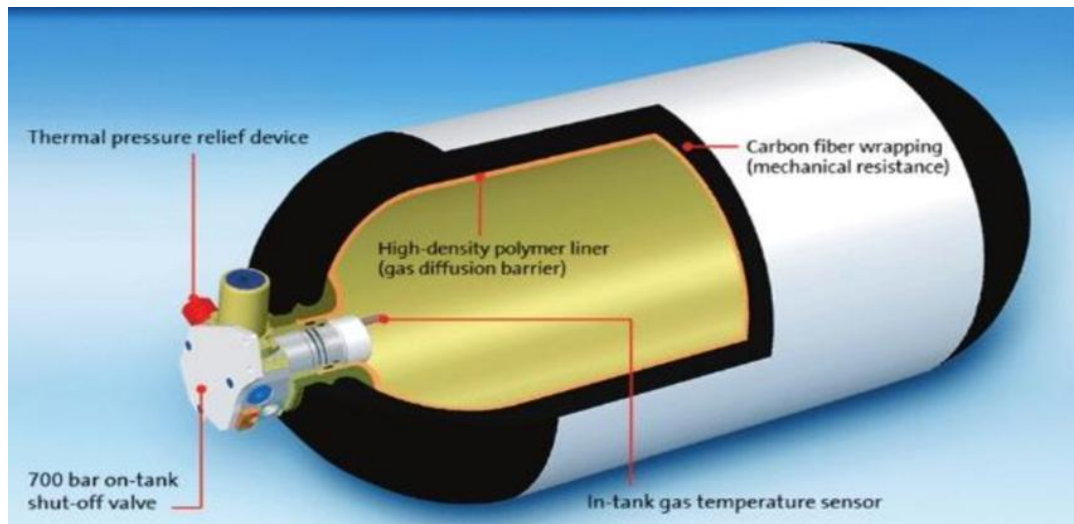
Se está ensayando la técnica de absorción de hidrógeno en compuestos a base de metales para almacenar hidrógeno por debajo de 3 o 4 MPa a temperatura superior al del ambiente; sin embargo, los metales suman demasiado peso adicional para la mayoría de los vehículos y también son caros. Recientemente se han desarrollado hidruros de litio que pueden almacenar grandes cantidades de hidrógeno y pueden recuperarse por calentamiento. Otra técnica es el almacenamiento de hidrógeno líquido criogénico que consiste en almacenar el hidrógeno en forma líquida a -259,2 °C. El hidrógeno líquido (LH₂) es de baja densidad y 1 L de hidrógeno líquido pesa solo $71,37 \times 10^{-3}$ kg. Un litro de hidrógeno puede producir electricidad de 8,52 MJ. Mantener el hidrógeno a una temperatura tan baja es un gran desafío y requiere aislamiento, lo que aumenta el costo. (Ángeles, 2022)

La primera generación de FCEV utiliza recipientes a presión Tipo IV de 700 bar para almacenar hidrógeno. Los recipientes a presión de tipo IV, tienen un envase fabricado con un costoso material de fibra de carbono de alta resistencia mecánica que envuelve una capa de revestimiento de plástico de un polímero de alta densidad que evita la fuga del gas. A ello se suma una válvula de cierre para el tanque de 700 bar, un sensor de temperatura del gas en el interior del tanque y un dispositivo de alivio de presión térmica. El uso de compuestos de fibra de carbono da como resultado un peso significativamente menor que el que tendrían los recipientes a presión metálicos. Sin embargo, el uso de recipientes a presión Tipo IV aumenta el costo de almacenar hidrógeno en los FCEV,

principalmente debido al alto costo del material compuesto de fibra de carbono. (Ángeles, 2022)

Figura 20

Sistema de almacenamiento vehicular de H₂ comprimido



Nota. Información tomada de Ángeles (2022)

El precio de los vehículos de hidrógeno sigue siendo tan alto a fecha de hoy por diversos motivos. Aparte de que todavía queda mucho por hacer respecto a la industrialización de la producción, la necesidad de platino también es un factor importante. Este metal precioso se utiliza como catalizador durante la generación de energía. No obstante, la cantidad de platino necesaria para las pilas de combustible de los automóviles ya se ha reducido mucho; además, el platino se reintroduce cada vez más en el ciclo de materiales a través del reciclaje de los catalizadores. El escaso número de unidades es otro motivo, aunque temporal, porque como el uso de la tecnología de hidrógeno es muy similar en numerosas aplicaciones (por ejemplo, en vehículos comerciales, trenes, aviones o incluso soluciones estáticas) cabe suponer que el volumen de unidades aumentará. También porque la dependencia de materias primas es menor que en el caso de los BEV. (Nils, 2023)

La producción de pilas de hidrógeno ya está cerca de poder competir en precio con modelos de combustión interna de gama media. Gracias a la eficiencia técnica que se está consiguiendo en los últimos años, el coste se ha reducido a unos \$40/kW, por lo que una

pila de hidrógeno con una potencia de unos 150 CV rondaría los \$5.000. El principal problema que encontramos para la instauración de la economía del hidrógeno es que no se invierte lo suficiente en infraestructura por los altos costes que supondría, debido a que la tecnología necesaria para utilizar hidrógeno es compleja. Sin embargo, la inversión de una estación de recarga de hidrógeno podría recuperarse en alrededor de 5-10 años, aproximadamente lo mismo que una gasolinera. Basándose en datos de Reino Unido, considera que utilizando energía eólica, que ya es más barata que alternativas fósiles, podría producirse hidrógeno de forma rentable. (ICADE, 2020)

Un reporte del Hydrogen Council considera que el coste del hidrógeno caerá lo suficiente para utilizarlo en consumo masivo para 2030 – hasta un 50% -, haciéndolo mucho más atractivo para el consumidor medio. Es necesario seguir reduciendo los costes del hidrógeno, que, si se produjese según lo estimado, en 2030 costaría menos de 4 U\$/kg, que tiene la energía comparable a un galón de petróleo. Sin embargo, hoy en día cuesta alrededor de \$15. Se considera de forma optimista que podría estar por debajo de los 2 U\$/kg antes de 2030, lo que lo haría muy competitivo con energías alternativas. Esto requeriría una inversión acumulada de \$150.000 millones, y podría utilizarse también en otras industrias. (ICADE, 2020)

III. Metodología.

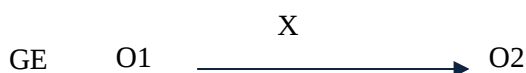
3.1 Método:

Ñaupas, Valdivia, Palacios y Romero (2013), afirman que el tipo de investigación aplicada está orientada a brindar sustento a partir de la derivación de una investigación básica, pura o fundamental de las humanidades y ciencias experimentales que se puede visualizar para después formular problemas e hipótesis de trabajo para resolver los problemas de la vida productiva de la sociedad. Por lo antedicho, la investigación realizada es definida de naturaleza Aplicada dado que se identificaron los factores en la cadena de suministros que determinan el empleo del hidrogeno verde en el Sector Transporte Liviano en la ciudad de Lima-Perú, al 2030. Los cuales son la ubicación de hidrogeneras, la red de transporte desde Moquegua a Lima y la planta solar fotovoltaica de 16 MW que generara el hidrogeno verde.

3.2 Diseño de la investigación:

La presente investigación pre- experimental se utiliza para establecer una relación entre la causa y el efecto de una situación, donde se observa el efecto causado por la variable independiente sobre la variable dependiente.

Y de tipo longitudinal, porque se utiliza cuando el interés del investigador es el análisis de cambios que se presentan con el tiempo para determinadas variables o entre las relaciones entre ellas. Recopilación información a través del tiempo en períodos especificados.



O1: Sector transporte liviano de Lima (condición inicial sin implementación de hidrógeno verde).

O2: Sector transporte liviano de Lima (condición final con implementación de hidrogeno verde).

X: Cadena de suministro de hidrogeno verde.

GE: Grupo experimental

3.3 Poblacion y muestra:

3.3.1 Central solar fotovoltaica de Moquegua.

Para la generación de hidrogeno verde se tendrá en cuenta la operación de la Central Solar FV de Moquegua de 16 MW, cuyas características técnicas son:

Potencia Aparente 20 MVA

Potencia instalada 16 MW

Punto de oferta: Barra 138 kV SE ILO.

Punto de conexión: Barra Panamericana Sur de 23 kV.

Factor de Planta 30.5 %

Nivel de Tensión de transformadores 0.3/23 kV

Módulos: 63 480 módulos de silicio policristalinos marca YL305P-35b

Numero de inversores: 26 (24 x 625 kW + 2 x 500 kW).

Marca NGECON SUN 880TL X345 de 98 % de eficiencia.

Figura 21

Central SFV Moquegua



Nota. Información obtenida Osinergmin (2024)

Del mismo modo se presenta la generación anual de energía entre los meses 2021 a 2024 en GWh de la central solar FV Moquegua. Donde el año 2022 se presentó la mayor generación de energía con un valor de 4,80 GWh, siendo el mes de octubre 2022 el mes de mayor generación histórico.

Tabla 3

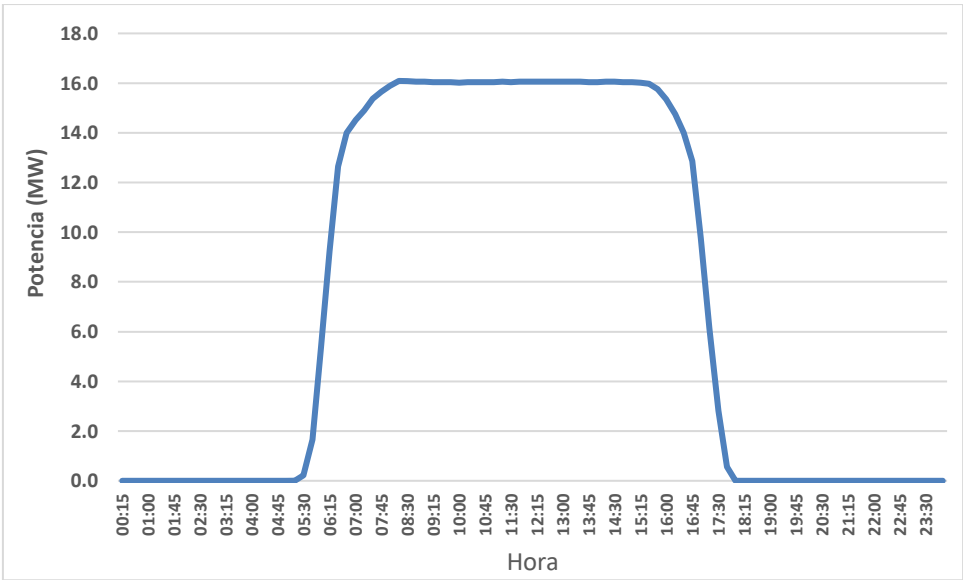
Generación de energía por mes (GWh)

Mes/año	2024	2023	2022	2021
Enero	4,43	4,40	4,19	4,52
Febrero	3,36	3,53	3,91	4,06
Marzo	3,98	4,09	4,03	4,05
Abril	3,27	3,67	3,58	3,72
Mayo	3,33	3,18	3,69	3,46
Junio	3,20	3,39	3,16	3,27
Julio	3,64	3,52	3,57	3,65
Agosto	3,90	4,05	4,14	4,05
Setiembre	4,32	4,21	4,46	4,33
Octubre	4,51	4,59	5,14	4,68
Noviembre	4,19	4,39	4,75	4,52
Diciembre	4,52	4,61	4,18	4,30
Total	46,65	47,63	48,8	48,61

Nota. Información obtenida de COES SINAC (2024)

Figura 22

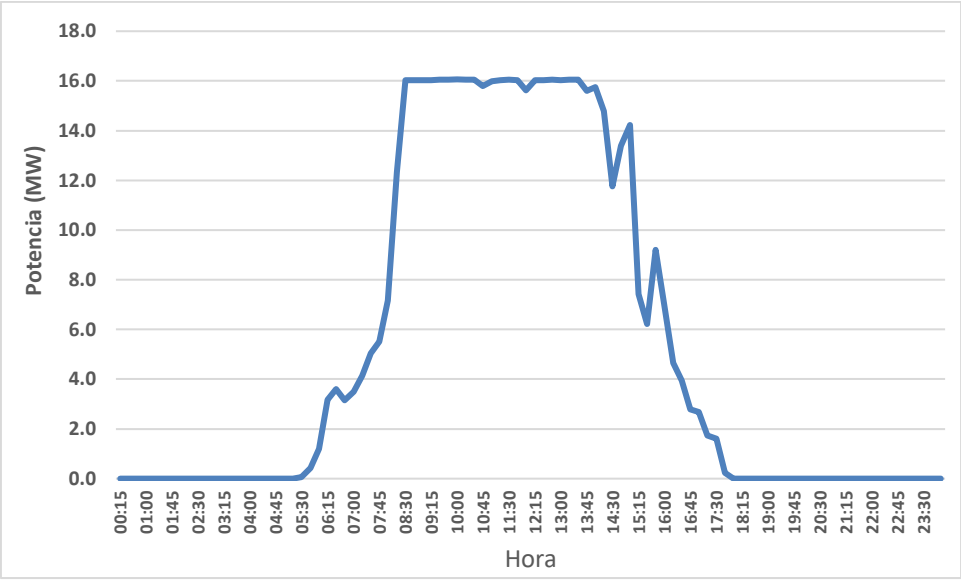
Diagrama de carga Central SFV Moquegua 26.10.2022 (173,20 MWh) Día de máxima generación del mes 10.2022



Nota. Información obtenida COES SINAC (2024)

Figura 23

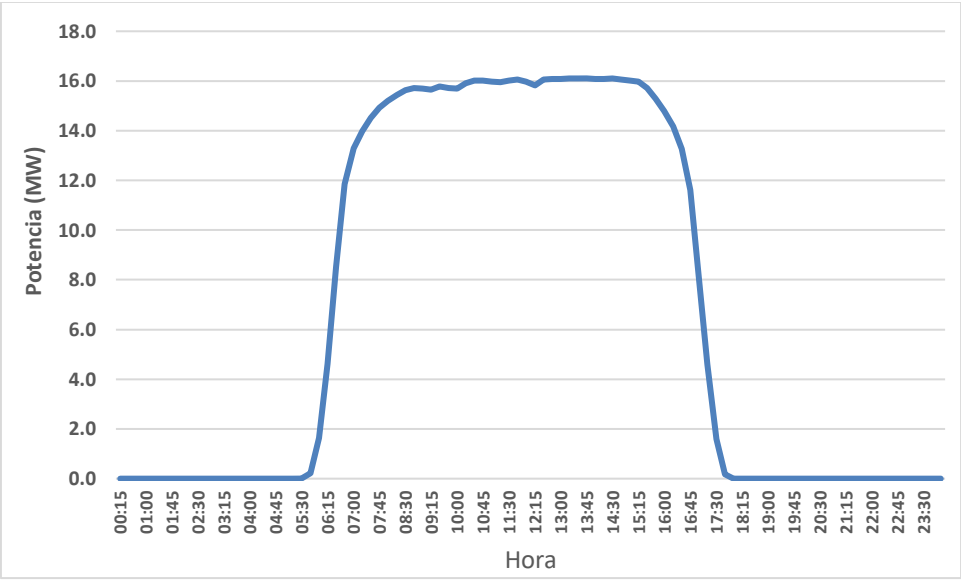
Diagrama de carga Central SFV Moquegua 14.10.2022 (129,61 MWh) Día de mínima generación del mes 10.2022



Nota. Información obtenida COES SINAC (2024)

Figura 24

Diagrama de carga Central SFV Moquegua 03.10.2022 (165,59 MWh) Máxima generación del mes 10.2022



Nota. Información obtenida COES SINAC (2024)

3.3.2 Especificaciones técnicas de Cisternas criogénicas para hidrogeno.

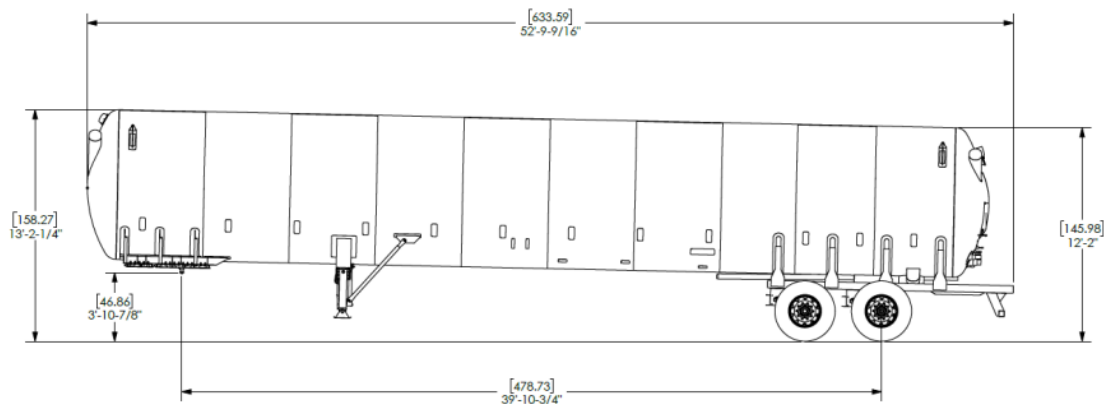
Chart ha desarrollado el primer remolque ST18600H de la industria con una capacidad de carga útil de 10 000 libras para mejorar la eficiencia y la logística en sus operaciones de entrega, lo que ayuda a satisfacer la creciente demanda de LH2. Cumple con los requisitos del Departamento de Transporte de los EE. UU. y combina con un tractor adecuado, incluidos los tractores de combustible alternativo que utilizan la excepción de GVWR de 82 000 lb. Los remolques son con doble aislamiento.

Tabla 4
Especificaciones técnicas LH2 TRANSPORT TRAILER
ST-18600H 155 PRESSURE TRANSFER SYSTEM

Especificaciones	Características
Gross capacity	18 659 galones
Maximum permissible weight of liquid	4 608 kg
Estimated weight empty	20 865 kg
Estimated weight full	25 401 kg
Length	16 091 mm
Width	2 597 mm
Height (Empty)	4 034 mm
MAWP	10,69 barg
Axle configuration	Double axle

Nota. Informacion obtenida de Chart. (2024)

Figura 24
Especificaciones técnicas LH2 TRANSPORT TRAILER ST-18600H 155 PRESSURE
TRANSFER SYSTEM



Nota. Información obtenida de Chart (2024)

3.3.3 Vehículo a hidrogeno.

Se presentan las características técnicas del vehículo de mayor empleo a nivel mundial el Toyota Mirai.

Tabla 5

Especificaciones técnicas Auto a hidrogeno MIREI Toyota

Especificaciones	Características
Modelo	XLE
Energía	Sistema de Pila de Combustible Toyota (TFCS) con tracción trasera
Autonomía	550 km
Periodo de repostaje (plena carga)	5 minutos
Sistema pila combustible	
Volumen	142,2 litros
Potencia	128 kW
Consumo especifico	0,10 kWh/km
Eficiencia	55-60%
Tanque de hidrogeno	
Presión máxima de llenado de tanque de hidrogeno	87,5 MPa
Presión operativa normal	70 MPa
Capacidad de tanque	5,6 kg
Sistema eléctrico	
Motor eléctrico	sincrónico AC de imán permanente
Salida máxima del motor eléctrico	182 HP
Torsión máxima del motor eléctrico	300 lbf-pie
Eficiencia del vehiculo (desde pila a rueda)	50%
Batería de manejo	
Tipo	Batería ion litio
Tensión de salida	310 voltios
Capacidad de batería	4 Ah (1,24 kWh)

Nota. Informacion obtenida de Toyota. (2024)

3.3.4 Vehículos convencionales.

Se toma como referencia el Modelo SEDAN según las páginas de comercialización de autos para taxi del Perú: Viper Automotora, Autofac, AAP Asociación Automotriz del Perú, entre otras.

Tabla 6

Vehículo a Gasohol Premium

Especificaciones	Unidad	Detalle
Modelo		Kia Soluto
Cilindrada	cc	1 368
Dimensiones(largo/ancho/alto)	mm	4 300/1 700/1 460
Peso bruto	kg	1 280
Costo	U\$	14 000.00
Rendimiento promedio ciudad	Km/litro	9,0-12,0
Rendimiento promedio carretera	Km/litro	13,0-16,0
Potencia	HP	94 a 6000 rpm

Nota. Información obtenida de empresa KIA.

Tabla 7

Vehículo a GNV

Especificaciones	Unidad	Detalle
Modelo		Toyota Etios GNV
Cilindrada	cc	1 496
Dimensiones(largo/ancho/alto)	mm	4 369/1 695/1 510
Peso bruto	kg	1 500
Costo	U\$	15 690,00
Rendimiento promedio ciudad	Litro/km	5,8
Rendimiento promedio carretera	Litro/km	8,5
Potencia	HP	101,9 a 6000 rpm

Nota. Información obtenida de empresa TOYOTA

Tabla 8

Vehículo a GLP

Especificaciones	Unidad	Detalle
Modelo		Toyota Etios GLP
Cilindrada	cc	1 496
Dimensiones(largo/ancho/alto)	mm	4 369/1 695/1 510
Peso bruto	kg	1 430
Costo	U\$	15 100.00
Rendimiento promedio ciudad	Litro por 100 km	8,0-10,0
Rendimiento promedio carretera	Litro por 100 km	7,0-9,0
Potencia	HP	101,9 a 6000 rpm

Nota. Información obtenida de empresa TOYOTA

Tabla 9

Vehículo a Petróleo Diesel BD5

Especificaciones	Unidad	Detalle
Modelo		Toyota Corolla 1.6 XLIMT
Cilindrada	cc	1 598
Dimensiones(largo/ancho/alto)	mm	4 630/1 780/1 436
Peso bruto	kg	1 690
Costo	U\$	22 300.00
Rendimiento promedio ciudad	Km/litro	15,3
Rendimiento promedio carretera	Km/litro	21
Potencia	HP	130 a 6000 rpm

Nota. Información obtenida de empresa TOYOTA

Para los precios de los combustibles se toman los valores de venta de combustibles declarados en la página de OSINERGMIN para el mes de octubre 2024.

Precio Gasohol Premium: 14,40 Soles/galón.

Precio GLP: 6,94 Soles/galón

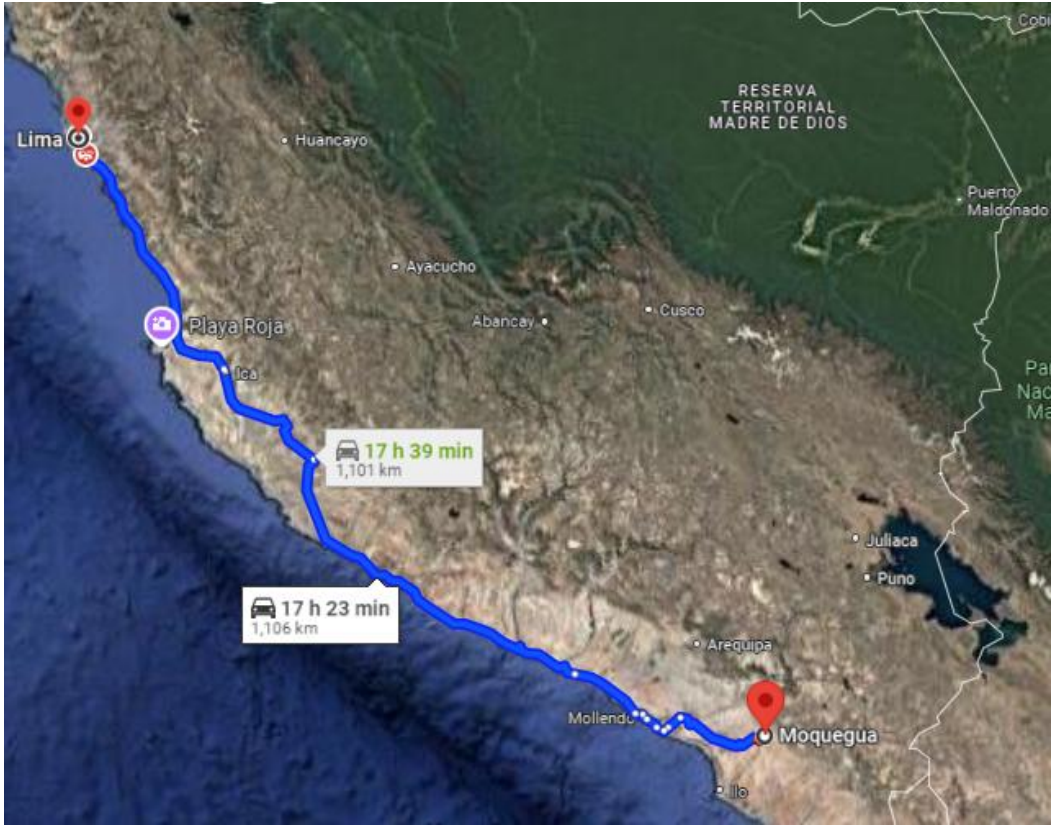
Precio Petróleo BD5:14,73 Soles/galón.

Precio GNV:1,55 Soles/m³.

<https://www.facilito.gob.pe/facilito/actions/PreciosGNVAction.do>

3.3.5 Distancia de Moquegua a Lima.

Figura 25
Distancia entre las ciudades de Moquegua y Lima



Nota. Información obtenida Google Maps (2024)

3.3.6 Parque automotor de Lima.

Tabla 10
Flota vehicular liviana del Perú

Tipo de combustibles	Cantidad (compra 2024-2014)	Informacion global (SUNARP)	Cilindrada
Automóviles menores	621 151	1 033 200	1 000- 1 400 cc
SUV	580 434	963 200	1 500- 2 000 cc
Pick up	257 777	428 400	2 000-3 500 cc
Camionetas	225 722	375 200	2 000-3 500 cc
Total	1 685 084	2 800 000	

Nota. Información obtenida Asociación Peruana Automotriz (2024), boletín estadístico 2024 Osinergmin (2024) e Informacion SUNARP (2024)

Premisas:

El presente informe solo tiene en cuenta como poblacion de estudio a los automóviles menores y SUV entre un rango de 1 000 a 2 000 cc, sumando un total de 1'996 400 vehículos.

Según el Boletín Estadístico 2020-II de la Oficina General de Planeamiento y presupuesto del Ministerio de Transporte y Comunicaciones el 65,95% de la flota vehicular liviana se concentra en la ciudad de Lima y Callao.

Del mismo modo la Distribución nacional estimada del parque vehicular (en base a estadísticas de Asociación Peruana Automotriz (2024) y de Calidda (2024) es:

- Gasohol: $\approx 36 \%$
- Diésel (BD5): $\approx 7 \%$
- GNV: $\approx 30 \%$
- GLP: $\approx 27 \%$

Para la proporción de vehículos para servicio público y para servicio particular, teniendo como fuente la tesis de Acosta y Carbajal (2021) La electromovilidad y su efecto en el mercado de energía del Perú.

Proporción de vehículos servicio público = 10,9%

Proporción de vehículos servicio particular = 89,1%

Con respecto al consumo medio de combustible para vehículos de servicio público y servicio particular para la ciudad de Lima se tiene los siguientes valores:

Para el servicio público urbano se tiene un valor entre 150 a 250 km/día (Según ATU y Osinergmin), un promedio de 28 días/mes.

Para el servicio particular se tiene un valor entre 20 a 40 km/día (Según INEI y CEPLAN para zonas urbanas), un promedio de 20 días/mes.

3.3.7 Características del electrolizador.

Tabla 11

Especificaciones técnicas de electrolizador alcalino Power to Hydrogen

Especificaciones	Características
Madurez	Comercial
Costo de inversión (U\$/kW)	850- 1 500
Potencia	Desde 5 a 150 MW
Consumo de energía (kWh-Nm ³)	4,5-7
Eficiencia	42-82%
Producción H ₂ (Nm ³ /h)	Menor a 760
Pureza H ₂ vol.(%)	99,5-99,99
Temperatura de operación (°C)	60-90
Presión de operación (Bar)	1-30
Vida útil (h)	60 000- 90 000
Tiempo de arranque frio (min)	15

Nota. Informacion obtenida de Alvarado (2022)

3.4 Operacionalización de las variables:

Variable independiente: Cadena de suministro de hidrogeno verde

- Factor de generación: EA SFV/ kg H₂
- Factor de insumo kg de agua/kg H₂
- N° de cisternas/día.
- Capacidad de transporte/cisterna.
- Distancia punto de generación a punto de consumo.

Variable dependiente: Sector Transporte Liviano.

- Máxima demanda de H₂ en lima para sector transporte.
- N° de vehiculos a H₂.
- Distancia entre hidrogeneras (km)

3.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos:

Las técnicas de recolección empleadas son las siguientes:

Observación, que consistió en observar personas, hechos, acciones, situaciones, etc., para obtener una determinada información que se investiga (Hernández y otros, 2010, p. 173). Se toma de manera selectiva y organizada toda la información que es relevante para la investigación cuya data son tomados de las fichas de operación de la Central SFV Moquegua y de las fichas técnicas de los FCEV existentes.

Investigación, se basó en la recopilación de información (física o virtual) de los sistemas de transporte terrestre de hidrogeno líquido y su infraestructura de suministro. Del mismo se identificará las características de desempeño de los modelos de FECV y su equivalente energético con respecto a vehículos convencionales. Y de acuerdo a su autonomía se estimará la ubicación de las hidrogeneras para asegurar una cadena de suministro de hidrogeno verde seguro, confiable y de calidad para el parque automotor de transporte liviano de Lima.

Los instrumentos de recolección de datos serán los siguientes:

Registro de información.

Ficha de análisis documental.

3.6 Técnicas de análisis de resultados:

Se detalla la secuencia de cálculo en la determinación de resultados y discusión realizado del presente informe se tuvo en cuenta el siguiente procedimiento metodológico.

- Estimar el potencial de energía requerida en el sistema automotriz en lima para transporte liviano. Teniendo en cuenta las siguientes ecuaciones:

Por ejemplo, para el Gasohol premium.

$$\begin{aligned} & \text{Flujo de energia del motor}_{gasohol} \\ &= \text{Eficiencia del MCI} * PCI_{gasohol} * m_{gasohol} \dots (1) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Flujo de energia del motor}_{gasohol} \\ &= \text{Flujo de energia del motor}_{H_2} \dots (2) \end{aligned}$$

$$\text{Flujo de energía del motor}_{H_2} = \text{Eficiencia del FECV} * PCI_{H_2} * m_{H_2} \dots (3)$$

- Determinación del potencial de energía disponible de la central solar FV teniendo en cuenta el valor mínimo de generación de energía del mes para la generación de hidrógeno verde mediante proceso de electrolisis.

La energía eléctrica necesaria para producir hidrógeno se compone de:

Energía electroquímica consumida por el electrolizador (E_{elec}).

Usando el LHV del hidrógeno (valor energético inferior) y la eficiencia del electrolizador (η_{elec} , basada en LHV):

$$E_{elec} = \frac{LHV_{H_2}}{\eta_{elec}} \frac{kWh}{kg H_2} \dots \dots \dots (4)$$

$LHV_{H_2} \approx 33,33 \text{ kWh/kg } H_2$

Valor obtenido de Artículo de Investigación Científica: Funcionamiento dinámico de electrolizadores de agua: una revisión para aplicaciones en la integración de sistemas fotovoltaicos.

Valores típicos de η_{elec} :

Electrolisis alcalina PEM comercial 55-70% $\rightarrow E_{elec} \approx 48-60 \text{ kWh/kg } H_2$

Electrolisis avanzada SOEC aun en desarrollo 85-70% $\rightarrow E_{elec} \approx 39-48 \text{ kWh/kg } H_2$

Energía de auxiliares (bombas, controles, refrigeración, generación O_2) (E_{aux}).

Auxiliares incluye: ventilación, bombas de agua, electrónica, sistemas de purga, control, refrigeración y pérdidas. Suele estimarse entre 5 % y 10 % de E_{elec} (valores típicos).

Valores obtenidos de la tesis: Diseño de una Planta de Hidrógeno Verde mediante Energía Solar y Ósmosis para la Sostenibilidad Energética. (Ortiz de Zuñiga, 2024)

https://repositorio.comillas.edu/jspui/bitstream/11531/86392/2/TFM_OrtizdeZuniga_Jimena.pdf

$$E_{aux} = f * E_{elec} \text{ con } f \in [0,05 - 0,1] \dots \dots \dots (5)$$

Energía de compresión/almacenamiento si se comprime H₂ (E_{comp}).

Compresión para almacenamiento/recarga a 200–350 bar típicamente requiere ≈ 2–6 kWh/kg H₂ (dependiendo de presión final y eficiencia del compresor).

Puedes usar una estimación práctica: E_{comp} ≈ 3 kWh/kg H₂ para 200–300 bar con compresores modernos.

$$E_{total \text{ por kg}} = E_{elec} + E_{aux} + E_{comp} \frac{kWh}{kg \text{ H}_2} \dots \dots \dots (6)$$

Y para una producción objetivo:

$$P_{promedio} = \frac{E_{total \text{ por kg}} * M_{kg/dia}}{24} \text{ kW} \dots \dots \dots (7)$$

Para la determinación de la potencia de la central solar FV se tiene la siguiente ecuación:

$$Potencia_{SFV} = CE * Produccion \text{ H}_2 \dots \dots \dots (8)$$

CE , consumo unitario de corriente para generación (68 kWh/kg H₂)

- Estimación del sistema de almacenamiento de hidrogeno verde en la localidad de Moquegua.

Se tiene en cuenta lo siguiente:

Tabla 12

Especificaciones técnicas de almacenamiento mediante licuefacción

Especificaciones	Características
Consumo energético	15,2 (kWh/kgH ₂)
Consumo porcentual	30-40% de la energía potencial del kilogramo de hidrogeno
Eficiencia	54%
Costos de producción (U\$/kg)	1,5-1,6
Densidad energética (kWh/l)	2,4

Nota. Informacion obtenida de Alvarado (2022)

- Determinación del número de cisternas criogénicas.
- Determinación de las características de los puntos de suministro de hidrogeno verde ubicadas en la ciudad de Lima y características de la flota vehicular a abastecer.

IV. Resultados y discusión.

4.1 Determinación de la energía requerida (en ciudad)

- a. Para autos a GLP. Tomando el valor promedio entre 12 a 10 litro de GLP por cada 100 km, en este caso 12 litro de GLP por cada 100 km en ciudad (el valor más alto).

Informacion para calculo para el GLP según REPSOL.

Poder calorífico del GLP = 11 867 kcal/kg = 26,4 MJ/litro

Densidad del GLP= 0,532 gr/cm³

Informacion para el hidrogeno. Según Junta de Castilla y León para la Energia de España e Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares al avance de la Ciencia y la Tecnología en México

Poder calorífico=120 MJ/kg

Energia consumida por el auto de GLP por cada 100 km.

$$Energia_{Auto\ GLP} = 26,4 * 12 = 316,8\ MJ\ por\ 100\ km$$

Eficiencia del motor de un auto a GLP= 25 % (Fuente: Tesis de Zavaleta 2023)

Eficiencia de pilas combustibles a hidrogeno= 55-60 % (Fuente: Honrubia 2025) Para ello se toma el valor medio de 57,5%.

Determinando la Energia saliente del motor del auto con GLP:

$$Energia\ saliente\ motor_{Auto\ GLP} = 316,8\ MJ * 0,26 = 82,4\ MJ\ por\ 100\ km$$

Para obtener 82,4 MJ con hidrogeno con una eficiencia del auto a hidrogeno de 57,5 %.

$$Energia\ total\ necesaria_{H_2} = \frac{82,4}{0,575} = 143,3\ MJ\ por\ 100\ km$$

$$Masa_{H_2} = \frac{143,30\ MJ}{120\ \frac{MJ}{kg}} = 1,194\ kg\ por\ 100\ km$$

Por lo tanto, un automóvil que consume 10 litros de GLP por 100 km requeriría 1,194 kg de hidrógeno para recorrer la misma distancia, usando una celda de combustible eficiente.

- b. Para autos con gasohol premium

Tomando el valor promedio entre 10 a 8 litro/km, en este caso 10 litro/100 km.

https://larepublica.pe/datos-lr/respuestas/2022/08/22/cual-es-el-precio-del-gas-natural-gnv-y-cuantos-kilometros-rinde-una-tanqueada-osinergmin-precio-del-combustible-atmp?utm_source=chatgpt.com

Informacion para calculo para el gasohol premium (las características energéticas del gasohol premium son similares al gasohol regular) según REPSOL.

Poder calorífico del gasohol premium = 31,64 MJ/litro

Energia consumida por el auto con gasohol premium por cada 100 km.

$$Energia_{Auto\ GLP} = 31,64 * 10,0 = 316,40\ MJ\ por\ 100\ km$$

Eficiencia del motor de un auto a gasohol premium= 27 % (Fuente: Tesis de Zavaleta 2023)

Determinando la Energia saliente del motor del auto con GLP:

$$\begin{aligned} Energia\ saliente\ motor_{Auto\ gasohol\ premium} &= 316,40\ MJ * 0,27 \\ &= 85,40\ MJ\ por\ 100\ km \end{aligned}$$

Para obtener 85,43 MJ útiles con hidrogeno con una eficiencia del auto a hidrogeno de 57,5 %.

$$Energia\ total\ necesaria_{H_2} = \frac{85,40}{0,575} = 148,57\ MJ\ por\ 100\ km$$

$$Masa_{H_2} = \frac{148,57\ MJ}{120\ \frac{MJ}{kg}} = 1,238\ kg\ por\ 100\ km$$

Por lo tanto, un auto que consume 10,0 litros de gasohol premium por 100 km requeriría 1,238 kg de hidrógeno para recorrer la misma distancia, usando una celda de combustible eficiente.

Se presenta la tabla de resultados para los combustibles utilizados en el parque automotor de la ciudad de Lima (GLP, gasolina premium, GNV y petróleo BD5)

Tabla 13

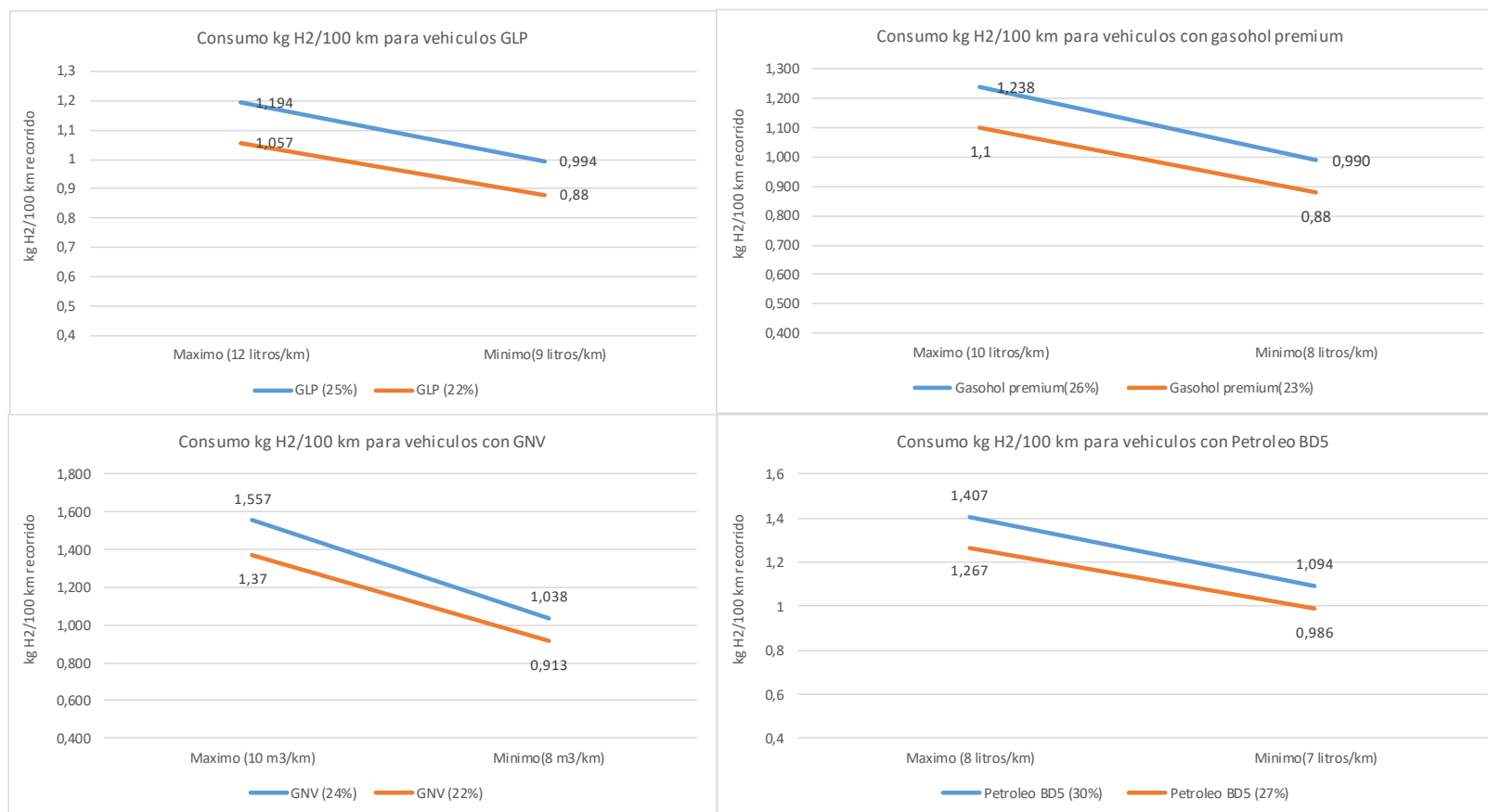
Caracterización del consumo de H₂ en motores de vehículos con combustible convencional

Combustible	P.C.I	Unidad	Ratio (unidad / 100 km)	unidad	Rendimiento energético	Energía consumida vehículo (MJ/100 km)	Energía saliente del mci (MJ/100 km)	Equivalente H ₂ (kg / 100 km)
GLP	26,40	MJ/litro	12,0	litro	26%	316,80	82,40	1,194
GLP	26,40	MJ/litro	10,0	litro	26%	264,00	68,60	0,994
GLP	26,40	MJ/litro	12,0	litro	23%	316,80	72,90	1,057
GLP	26,40	MJ/litro	10,0	litro	23%	264,00	60,70	0,880
Gasohol premium	31,64	MJ/litro	10,0	litro	27%	316,40	85,40	1,238
Gasohol premium	31,64	MJ/litro	8,0	litro	27%	253,12	68,30	0,990
Gasohol premium	31,64	MJ/litro	10,0	litro	24%	316,40	75,90	1,100
Gasohol premium	31,64	MJ/litro	8,0	litro	24%	253,12	60,70	0,880
GNV	35,80	MJ/m3	12,0	m3	25%	429,60	107,40	1,557
GNV	35,80	MJ/m3	8,0	m3	25%	286,40	71,60	1,038
GNV	35,80	MJ/m3	12,0	m3	22%	429,60	94,50	1,370
GNV	35,80	MJ/m3	8,0	m3	22%	286,40	63,00	0,913
Petroleo BD5	35,96	MJ/litro	9,0	litro	30%	323,64	97,10	1,407
Petroleo BD5	35,96	MJ/litro	7,0	litro	30%	251,72	75,50	1,094
Petroleo BD5	35,96	MJ/litro	9,0	litro	27%	323,64	87,40	1,267
Petroleo BD5	35,96	MJ/litro	7,0	litro	27%	251,72	68,00	0,986

Nota. Elaboracion propia con informacion obtenida de diversas fuentes (2025)

Figura 26

Consumo de H2 equivalente en vehículos convencionales-Ciudad de Lima



Nota. Elaboracion propia con informacion obtenida de la tabla 12 (2025)

c. Cuantificación de la muestra de estudio.

Automóviles menores = 1'033 200

SUV= 963 200

Vehículos = 1'996 400.

Total vehículos en la ciudad de Lima y Callao.

$$Total\ vehiculos = 1'996\ 400 * 0,6995 = 1'396\ 482$$

Determinación de numero de vehículos según combustible empleado.

Tabla 14

N° de vehículos en la Lima y Callao según tipo de combustible

Combustible	Porcentaje (%)	N° Vehículos
Gasohol	36%	502 734
Petroleo BD5	5%	69 824
GLP	29%	404 980
GNV	30%	418 945
Total	100%	1'396 483

Nota. Elaboracion propia con informacion del ítem 3.3.6

Además, teniendo en cuenta la proporción de vehículos para servicio publico y para servicio particular, teniendo como fuente la tesis de Acosta y Carbajal (2021)

Proporción de vehículos servicio público = 10,9%

Proporción de vehículos servicio particular = 89,1%

Tabla 15

N° de vehículos en la Lima y Callao según tipo de combustible y tipo de servicio

Combustible	Servicio publico	Servicio particular
Gasohol	50 776	451 958
Petroleo BD5	7 052	62 772
GLP	40 903	364 077
GNV	42 313	376 632
Total	141 045	1'255 438

Nota. Elaboracion propia con informacion del ítem 3.3.6 y tabla 13

Tabla 16

Caracterización del consumo de H₂ en vehículos servicio publico

Combustible	Nº Vehículos	km día de recorrido	Equivalente H ₂ (kg / mes) *vehiculo	Equivalente H ₂ (kg / mes) *total	km día de recorrido	Equivalente H ₂ (kg / mes) *vehiculo	Equivalente H ₂ (kg / mes) *total
GLP	40 903	150	50,15	2'051 203,6	250	83,58	3'418 672,7
GLP	40 903	150	41,75	1'707 618,4	250	69,58	2'846 030,7
GLP	40 903	150	44,39	1'815 847,8	250	73,99	3'026 413,0
GLP	40 903	150	36,96	1'511 774,9	250	61,60	2'519 624,8
Gasohol premium	50 776	150	52,00	2'640 148,9	250	86,66	4'400 248,2
Gasohol premium	50 776	150	41,58	2'111 266,1	250	69,30	3'518 776,8
Gasohol premium	50 776	150	46,20	2'345 851,2	250	77,00	3'909 752,0
Gasohol premium	50 776	150	36,96	1'876 681,0	250	61,60	3'127 801,6
GNV	42 313	150	65,39	2'767 016,3	250	108,99	4'611 693,9
GNV	42 313	150	43,60	1'844 677,5	250	72,66	3'074 462,6
GNV	42 313	150	57,54	2'434 690,0	250	95,90	4'057 816,7
GNV	42 313	150	38,35	1'622 534,3	250	63,91	2'704 223,8
Petroleo BD5	7 052	150	59,09	416 730,9	250	98,49	694 551,5
Petroleo BD5	7 052	150	45,95	324 025,3	250	76,58	540 042,2
Petroleo BD5	7 052	150	53,21	375 265,1	250	88,69	625 441,9
Petroleo BD5	7 052	150	41,41	292 037,4	250	69,02	486 729,0

Nota. Elaboracion propia con informacion del ítem 3.3.6 y tabla 12,13 y14.

Tabla 17

Caracterización del consumo de H₂ en vehículos servicio particular

Combustible	Nº Vehículos	km día de recorrido	Equivalente H ₂ (kg / mes) *vehículo	Equivalente H ₂ (kg / mes) *total	km día de recorrido	Equivalente H ₂ (kg / mes) *vehículo	Equivalente H ₂ (kg / mes) *total
GLP	364 077	20	4,78	1'738 831,8	40	9,55	3'477 663,5
GLP	364 077	20	3,98	1'447 570,2	40	7,95	2'895 140,3
GLP	364 077	20	4,23	1'539 317,6	40	8,46	3'078 635,1
GLP	364 077	20	3,52	1'281 551,0	40	7,04	2'563 102,1
Gasohol premium	451 958	20	4,95	2'238 096,0	40	9,90	4'476 192,0
Gasohol premium	451 958	20	3,96	1'789 753,7	40	7,92	3'579 507,4
Gasohol premium	451 958	20	4,40	1'988 615,2	40	8,80	3'977 230,4
Gasohol premium	451 958	20	3,52	1'590 892,2	40	7,04	3'181 784,3
GNV	376 632	20	6,23	2'345 664,1	40	12,46	4'691 328,2
GNV	376 632	20	4,15	1'563 776,1	40	8,30	3'127 552,1
GNV	376 632	20	5,48	2'063 943,4	40	10,96	4'127 886,7
GNV	376 632	20	3,65	1'375 460,1	40	7,30	2'750 920,1
Petroleo BD5	62 722	20	5,63	352 999,4	40	11,26	705 998,8
Petroleo BD5	62 722	20	4,38	274 471,5	40	8,75	548 942,9
Petroleo BD5	62 722	20	5,07	317 875,1	40	10,14	635 750,2
Petroleo BD5	62 722	20	3,94	247 375,6	40	7,89	494 751,1

Nota. Elaboracion propia con informacion del ítem 3.3.6 y tabla 12,13 y14.

Tabla 18

Caracterización del consumo de H₂ en vehículos servicio particular y publico

Combustible	Equivalente H ₂ (kg / mes) *vehiculo	Equivalente H ₂ (kg / mes) *total	Equivalente H ₂ (kg / mes) *vehiculo	Equivalente H ₂ (kg / mes) *total
GLP	54,92	3'790 035,4	93,13	6'896 336,2
GLP	45,72	3'155 188,6	77,53	5'741 171,0
GLP	48,62	3'355 165,3	82,45	6'105 048,1
GLP	40,48	2'793 325,9	68,64	5'082 726,9
Gasohol premium	56,95	4'878 244,9	96,56	8'876 440,2
Gasohol premium	45,54	3'901 019,8	77,22	7'098 284,2
Gasohol premium	50,60	4'334 466,4	85,80	7'886 982,4
Gasohol premium	40,48	3'467 573,1	68,64	6'309 585,9
GNV	71,62	5'112 680,4	121,45	9'303 022,1
GNV	47,75	3'408 453,6	80,96	6'202 014,7
GNV	63,02	4'498 633,4	106,86	8'185 703,4
GNV	42,00	2'997 994,4	71,21	5'455 144,0
Petroleo BD5	64,72	769 730,3	109,75	1'400 550,3
Petroleo BD5	50,32	598 496,8	85,33	1'088 985,1
Petroleo BD5	58,28	693 140,2	98,83	1'261 192,1
Petroleo BD5	45,36	539 413,0	76,91	981 480,2

Nota. Elaboracion propia con informacion tablas 15 y 16.

El valor máximo requerido de H₂ es de 26'476 348,8 kgH₂.

El valor mínimo requerido de H₂ es de 17'828 936,9 kgH₂.

4.2 Estimación del hidrogeno verde a partir del suministro de energía de la central solar fotovoltaica Moquegua.

4.2.1 Caracterización de la electrolisis.

Se plantean 2 casos:

Caso 1: Electrolisis alcalina PEM comercial 70%

Caso 2: Electrolisis alcalina PEM comercial 70% con 5 MW (Potencia mínima 5 MW)

Caso 1:

Energía electroquímica consumida por el electrolizador (E_{elec}).

$$E_{elec} = \frac{33,33}{0,7} \frac{kWh}{kg H_2} = 47,61 \frac{kWh}{kg H_2}$$

Energía de auxiliares (bombas, controles, refrigeración, generación O₂) (E_{aux}).

$$E_{aux} = 0,075 * 47,61 = 3,57 \frac{kWh}{kg H_2}$$

Energía de compresión/almacenamiento si se comprime H₂ (E_{comp}).

$$E_{comp} = 3 kWh/kg H_2$$

Luego:

$$E_{total por kg} = E_{elec} + E_{aux} + E_{comp} \frac{kWh}{kg H_2}$$

$$E_{total por kg} = 47,61 + 3,57 + 3 = 54,18 \frac{kWh}{kg H_2}$$

Y para una producción objetivo de 1 000 kg de H₂ al día, aplicando la ecuación 7:

$$P_{promedio} = \frac{54,18 * 1\,000}{24} = 2\,257 kW = 2,257 MW$$

Caso 2:

Energía electroquímica consumida por el electrolizador (E_{elec}) de 5 MW.

Y para una producción objetivo de X kg de H₂ al día, aplicando la ecuación 7:

Si:

$$E_{total por kg} = 54,18 \frac{kWh}{kg H_2}$$

$$P_{promedio} = \frac{54,18 * X}{24} = 5\,000 kW = 5 MW$$

$$X = 2\,214 kg \text{ de } H_2 \text{ al día}$$

Total energía requerida= $5 \times 24 = 120$ MWh para 2 214 kg H₂ al día para un electrolizador de 5 MW.

4.2.2 Caracterización de la energía requerida.

Se presenta la información desde Setiembre 2024 a agosto 2025 referente a la generación de energía eléctrica de la Central SFV de Moquegua.

Tabla 19

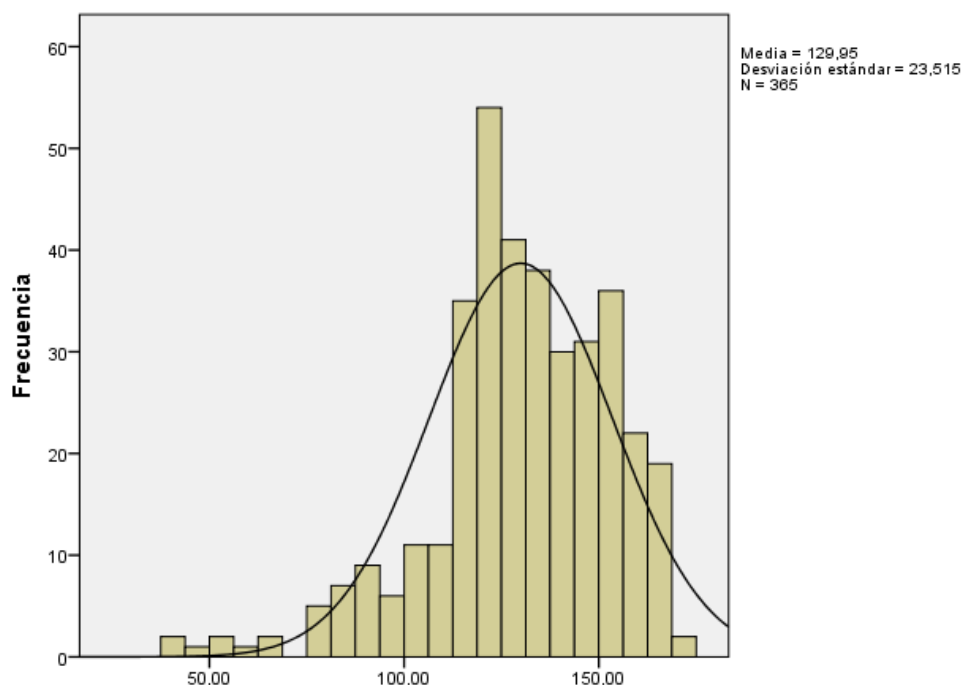
Caracterización estadística de la generación diaria de la Central SFV Moquegua

N	Válido	365
	Perdidos	0
Media		129,9486
Error estándar de la media		1,23082
Mediana		129,9080
Moda		115,77
Desviación estándar		23,51480
Varianza		552,946
Asimetría		-,929
Error estándar de asimetría		,128
Curtosis		1,503
Error estándar de curtosis		,255
Rango		132,38
Mínimo		37,50
Máximo		169,88
Suma		47431,23
Percentiles	10	100,4178
	20	115,7928
	25	118,4785
	30	120,3366
	40	124,9728
	50	129,9080
	60	137,2532
	70	144,0290
	75	148,3585
	80	150,6132
	90	158,6798

Nota. Elaboración propia con información del presente informe con SPSS.

Figura 27

Histograma de informacion diaria de generaci3n de energ3a el3ctrica en CSFV Moquegua.



Nota. Elaboracion propia con informacion del presente informe con SPSS.

En la presentaci3n informaci3n se tiene un valor de la mediana es de 129,90 MWh, mientras que el valor del percentil 3 es de 120,33 MWh, lo que significa que del total de la muestra el 30% del total de d3as del a3o (109 d3as) tienen una generaci3n diaria igual o superior a 120,33 MWh.

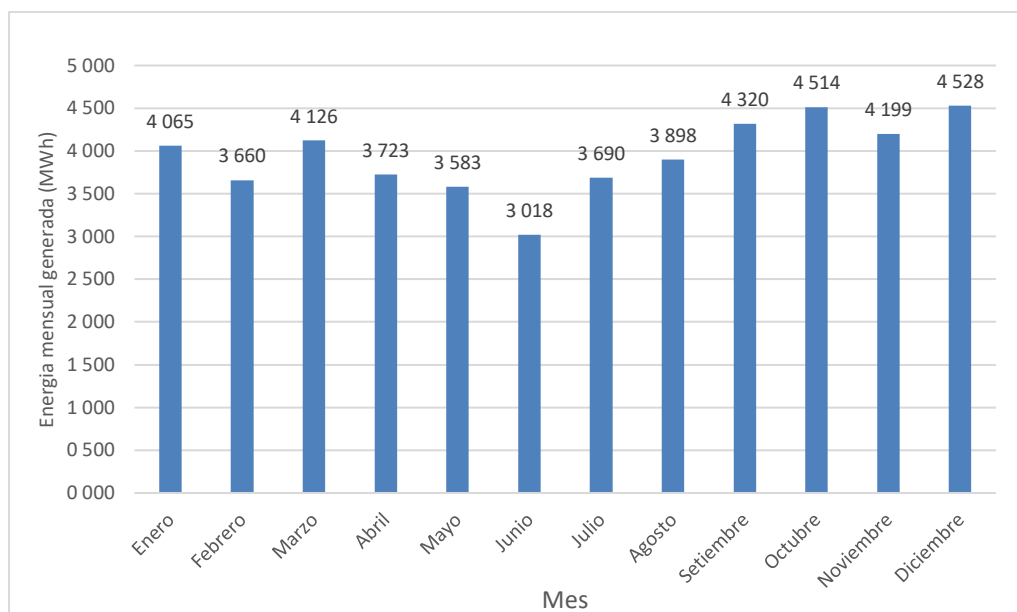
El valor de la asimetr3a negativa, indica que existe una fuerte concentraci3n de los d3as de generaci3n hacia valores menores a la media concentrados hacia la derecha (o valores menores al valor medio)

Mientras que una curtosis positiva o leptoc3rtica indica que existe una gran concentraci3n sobre el t3rmino medio y adem3s los valores extremos no est3n muy dispersos.

Del mismo modo se presenta los valores de la generaci3n de energ3a mensual de la central solar FV Moquegua para los meses de setiembre 2024 a agosto 2025. En la cual se tiene que el mes de mayor generaci3n es de 3 018 MWh para el mes de junio y de 4 528 para el mes de diciembre.

Figura 28

Energía generada por mes en los meses de setiembre 2024 a agosto del 2025 por la CSFV Moquegua.



Nota. Elaboracion propia con informacion de Empresa Solar FV Moquegua y COES.

Del mismo modo se presenta los valores de energía requerida mensual según el numero de días del mes para una energía requerida de 120 MWh.

$$ERE_{Enero} = 31 * 1\,200 = 3\,720,00 \text{ MWh}$$

Para el mes de enero se tiene una energía generada igual a 4 065,44 MWh.

Existe una diferencia positiva entre la energía generada y la energía requerida por el electrolizador igual a 345,44 MWh, con lo cual la energía requerida por el electrolizador puede ser abastecido por la central solar fotovoltaica Moquegua. La energía de 345,44 MWh es inyectada a la red eléctrica externa.

En los meses de mayo, junio y julio existe un déficit de energía para la generación requerida por el electrolizador, sumando un total de 750,22 MWh. Lo cual puede ser abastecido por otra central SFV ubicada en la zona (Moquegua).

Tabla 20

Requerimiento de energía en electrolizador alcalino

Días	Mes	Energía requerida Electrolizador ERE (MWh/mes)	Energía generada (MWh)	Diferencia de energía (MWh)
31	Enero	3 720,00	4 065,44	345,44
28	Febrero	3 360,00	3 659,65	299,65
31	Marzo	3 720,00	4 125,52	405,52
30	Abril	3 600,00	3 722,74	122,74
31	Mayo	3 720,00	3 582,62	-137,38
30	Junio	3 600,00	3 017,64	-582,36
31	Julio	3 720,00	3 689,52	-30,48
31	Agosto	3 720,00	3 897,54	177,54
30	Setiembre	3 600,00	4 319,70	719,70
31	Octubre	3 720,00	4 513,92	793,92
30	Noviembre	3 600,00	4 199,29	599,29
31	Diciembre	3 720,00	4 527,62	807,62

Nota. Elaboracion propia con informacion de Empresa Solar FV Moquegua y del ítem 4.1.

Para el caso de los meses de déficit de energía se propone a través de un contrato de compra y venta de energía con otra central de energía de la zona tal como la central SFV Rubí.

Tabla 21

Requerimiento de energía para electrolizador en meses de déficit de generación.

Días	Mes	Energía por comprar mensual (MWh)	Energía por comprar diaria (MWh)	Energía por comprar hora (MWh)	Potencia ingresante (MW)
31	Mayo	137,38	4,43	0,74	0,74
30	Junio	582,36	19,41	3,24	3,24
31	Julio	30,48	0,98	0,16	0,16

Nota. Elaboracion propia con informacion de la tabla 21

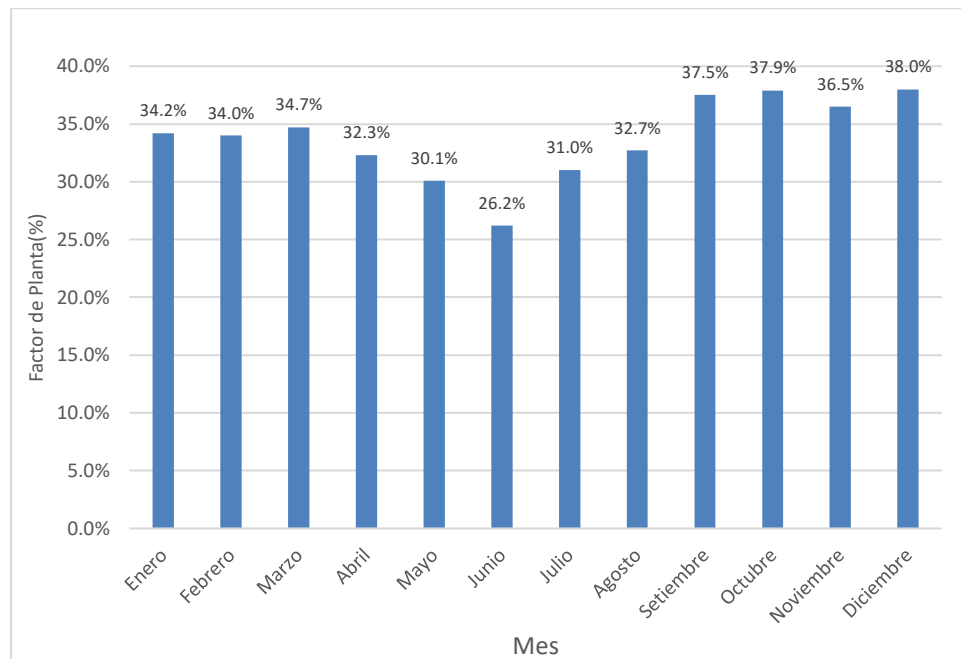
Con respecto al factor de planta, que es el cociente entre la energía generada mensual (MWh) entre la máxima energía que se puede generar con la central solar (N° de horas del mes multiplicado por la potencia efectiva de la central solar la cual es 16 MW)

$$Factor\ de\ planta_{enero} = \frac{4\ 065,44}{24 * 31 * 16} * 100\% = 34,2\ \%$$

En la central SFV Moquegua existe un perfil del factor que varía entre 38,0% y 26,2%.

Figura 29

Factor de Planta mensual de la CSFV Moquegua.



Nota. Elaboracion propia con informacion de Empresa Solar FV Moquegua y COES.

Para el dimensionamiento del sistema BESS que garantice los 120 MWh diarios para el electrolizador alcalino se tiene el siguiente resultado:

Energía almacenada BESS: 120 MWh. (la cual representa el 80% del sistema BESS con lo cual se garantiza que su máxima capacidad de almacenamiento sea de 90% y su máxima capacidad de descarga sea de 10%, de tal forma que se garantice la vida útil de los BESS en los procesos de carga y descarga)

Siendo los valores de diseño:

Potencia de almacenamiento del BESS: 5 MW.

Capacidad de almacenamiento del BESS:

$$\text{Capacidad de almacenamiento} = \frac{120 * 100\%}{80\%} = 150 \text{ MWh}$$

Aplicando una eficiencia del 90% par baterías de ion litio.

$$\text{Capacidad BESS (MWh)} = \frac{150 \text{ MWh}}{0,9} = 166,66 \text{ MWh}$$

Por lo tanto, el 100% de la capacidad del BESS será de 166,66 MWh.

La capacidad del BESS es función a la siguiente ecuación:

Duración de la descarga: 3 horas (valor típico de los sistemas BESS)

$$\text{Capacidad BESS (MWh)} = \text{Potencia requerida (MW)} * \text{Duracion de descarga(h)}$$

$$166,66 \text{ MWh} = \text{Potencia requerida (MW)} * 3 \text{ h}$$

$$\text{Potencia requerida} = 55,56 \text{ MW}$$

Generalmente la relación de potencias y energía almacenada para sistemas BESS comerciales varía entre:

$$\frac{\text{Energia}}{\text{Potencia}} = [0,5 - 3,0]$$

De los catálogos de la Empresa Sungrow Power Supply Co., Ltda, se selecciona el modelo ST3727KWH(L)-D1250HV+SG3125HV-MV

Cuya potencia nominal es de 1 250 kW.

Capacidad de 3 727 kWh

Para una relación:

$$\frac{3\ 727}{1\ 250} = 2,98 \in [0,5 - 3,0]$$

Se tiene el siguiente resultado.

$$N^{\circ} \text{ de Unidades} = \frac{166,66 \text{ MWh}}{3,727 \text{ MWh/unidad}} = 44,71 = 45 \text{ unidades}$$

Se seleccionan 45 unidades BESS de 1,25 MW y 3,727 MWh de capacidad nominal en el año 0 (Beginning of Life - BoL). Con un total de 56,25 MW (calculado requerido 55,56 MW) y 167,7 MWh (calculado requerido 166,66 MWh)

Agrupadas en 4 circuitos de:

Circuito 1: 12 Unidades de 1,25 MW x 3,727 MWh.

Circuito 2: 11 Unidades de 1,25 MW x 3,727 MWh.

Circuito 3: 11 Unidades de 1,25 MW x 3,727 MWh.

Circuito 4: 11 Unidades de 1,25 MW x 3,727 MWh.

Cada BESS cuenta con 1 inversor bidireccional con una tensión de 1,5 kV.

Del mismo modo un transformador elevador de 1,5 kV/22,9 kV, con un factor de potencia de 0,9, acoplados a una barra de potencia de 22,9 kV de la S.E.P. de la Central solar Moquegua de 22,9 kV, luego esta se interconecta en una distancia de 0,431 km a la S.E.P. de la Central solar Panamericana de 22,9 kV. En esta última se cuenta con un transformador elevador de 22,9/138 kV, la cual se acopla luego de 11,33 km a la S.E.P. Ilo 3 la cual cuenta con un transformador de 138/220 kV que se conecta al SEIN.

4.3 Caracterización del sistema de almacenamiento de hidrógeno.

Se presenta el caso de electrolizador de 5 MW, buffer de 8 horas y 700 bar de presión (para autos livianos, mientras que 350 bar es para vehículos pesados).

Premisas de cálculo:

- Potencia del electrolizador: 5 MW = 5 000 kW.
- Rendimiento eléctrico específico: 54,18 kWh / kg H₂ (valor del ítem 4.2)
- Producción: $\text{Prod (kg/h)} = \frac{\text{Potencia (kW)}}{54,18 \text{ kWh/kg}}$.
- Horas de buffer: 8 h. (Las horas de buffer representan la autonomía de almacenamiento del sistema de hidrógeno frente a la producción del electrolizador o al consumo del proceso. Es cuántas horas de producción continua del electrolizador pueden guardarse en los tanques de almacenamiento.)

- Presión de almacenamiento final: 700 bar (g). (También existen procesos para presiones de 200 y 350 bar, e hidrogeno liquido)
- Densidad H₂ a 700 bar (valor práctico usado): 40 kg / m³ (valor típico industrial, depende de su temperatura, según NREL).
- Energía específica de compresión estimada: 2,5 kWh/kg (compresión multietapa desde salida electrolizador ~20–30 bar hasta 700 bar; valor indicativo usado para cálculo de potencia de compresor).
- Preferencias de diseño: sistema modular (skids de almacenamiento tipo “bank” con vasos compuestos Tipo IV o tanques de acero de alta presión), compresor multietapa H₂ oil-free, panel de control y seguridad.

Producción de H₂ del electrolizador (cálculo)

$$\text{Prod. (kg/h)} = \frac{5\,000 \text{ (kW)}}{54,18 \text{ kWh/kg}} = 92,28 \frac{\text{kW}}{\frac{\text{kWh}}{\text{kgH}_2}}$$

- Producción por día (24 h):

$$\text{Prod. (kg/día)} = 92,28 \frac{\text{kW}}{\frac{\text{kWh}}{\text{kgH}_2}} * 24 \frac{\text{h}}{\text{día}} = 2\,214,72 \frac{\text{kg H}_2}{\text{día}}$$

- Producción en 8 h (buffer requerido):

$$\text{Prod. (kg/buffer)} = 92,28 \frac{\text{kW}}{\frac{\text{kWh}}{\text{kgH}_2}} * 8 \frac{\text{h}}{\text{día}} = 738,24 \frac{\text{kg H}_2}{\text{buffer}}$$

Volumen de almacenamiento requerido (a 700 bar)

$$\text{Volumen (m}^3\text{)} = \frac{\text{Masa (kg)}}{\text{Densidad (kg/m}^3\text{)}} = \frac{738,24}{40} = 18,46 \text{ m}^3$$

Resultado: se require = 18,46 m³ de volumen a 700 bar para albergar 738,24 kg H₂.

Propuesta modular de tanques (N.º de módulos y dimensiones prácticas)

Para diseño modular se suele usar “banks” de vasos compuestos o tambores presurizados. Tomamos como módulo de diseño 5,0 m³ (valor típico para skid modular compuesto).

- Número de módulos = $\frac{18,46}{5.2} = 3,55 \Rightarrow$ redondeamos a 4 módulos.
- Capacidad por módulo (masa) = $738,24/4 = 184,56$ kg, por módulo equivalente ≈ 185 kg H₂.
- Volumen interno por módulo $\approx 185/40 = 4,62$ m³ (el cual es un valor cercano a a los módulos standard ≈ 5.0 m³ neto, representa el 92,4% de la capacidad total).

Configuración práctica sugerida:

- 4 skids de almacenamiento a 700 bar (cada skid contiene varios vasos compuestos en paralelo, total volumen útil = 4,62 m³).
- Disposición en 2 filas (2 + 2 skids) con pasillo técnico entre ellos.
- Cada skid con válvula de aislamiento, indicador de presión, transductor de presión, y conexión de llenado/despacho.

Alternativa: usar configuración 2+ 2 skids horizontales grandes en acero a 700 bar para ello es recomendable aplicar ASME/EN. Section VIII – Pressure Vessels (Recipientes sometidos a presión). El ASME B31 Series – Piping Codes aplica los códigos B31 que cubren el diseño, materiales, fabricación, ensayos y pruebas de las tuberías del skid. El código B31.3 Process Piping es el más común en plantas químicas, de gas e hidrógeno.

Para la estación de compresores.

Estimamos energía de compresión = 3 kWh/kg H₂ hasta 700 bar.

- Potencia requerida (kW) = Producción (kg/h) × Energía específica (kWh/kg)
$$\text{Potencia requerida (kW)} = 92,28 \text{ kg/h} \times 3 \text{ kWh/kg} = 276,84 \text{ kW}$$
- Energía diaria consumida por compresión = $276,84 \text{ kW} \times 24 \text{ h} = 6\,644,1 \text{ kWh/día}$.
(si solo se opera 24/24).

Recomendaciones:

- Instalar 2 compresores en configuración N+1 (redundancia): por ejemplo 1 unidad de 300 kW (principal) + 1 de 300 kW (backup o stand by) o dos de 300 kW con conmutación. Permite mantenimiento sin parar producción.

- Tipo: compresor multietapa oil-free para H₂, con intercambiadores de enfriamiento entre etapas y secado/filtrado según fabricante.
- Sistema de control para evitar sobrepresión y control de caudal (mass flow meter).

4.4 Caracterización del proceso de transporte de hidrogeno verde desde Moquegua a Lima.

Sistema de llenado / despacho y número de viajes por camión.

Se requiere evacuar stock en tubo-tráiler para transporte:

- Capacidad típica aproximada de un tube-trailer a 700 bar: entre 700 y 350 kg por viaje.
- Número de trailers necesarios para vaciar 738,24 kg:

Para el caso de un tube-trailer de 70 kg/trailer:

$$\frac{738,24}{700} = 1,05 \quad 2 \text{ trailer}$$

Para el caso de un tube-trailer de 300 kg/trailer:

$$\frac{738,24}{250} = 2,10 \quad 3 \text{ trailer}$$

Se requieren en total de 2 a 3 tube-trailer para transportar 738,24 kg de hidrogeno a 700 bar para un buffer de 8 horas. Para una producción diaria de 3 buffer de 8 horas para la producción diaria se requiere 9 tube-trailer para transportar el total de 2 214,72 kg H₂/dia

Según a la tabla 18 se tiene que:

El valor máximo requerido de H₂ es de 26'476 348,8 kg H₂.

El valor mínimo requerido de H₂ es de 17'828 936,9 kg H₂.

Según el valor mínimo de consumo para vehículos livianos se tiene una cobertura de combustible igual a:

$$Fraccion\ de\ cobertura_{minimo} = \frac{2\ 214,72 * 30}{17'828\ 936,8} * 100\% = 0,25\%$$

Según el valor máximo de consumo para vehículos livianos se tiene una cobertura de combustible igual a:

$$Fraccion\ de\ cobertura_{maximo} = \frac{2\ 214,72 * 30}{26'476\ 348,8} * 100\% = 0,37\%$$

4.5 Estimación de características de suministro de hidrogeno.

4.5.1 Estimación del volumen de almacenamiento y autonomía de un vehiculo a hidrogeno (cuyos valores oscilan entre 5,6 a 6,3 kg H₂).

Caso 1:

Capacidad: 5,6 kg H₂.

Densidad (700 bar): 40 kg/m³ (0,04 kg/litro)

$$Volumen = \frac{5,6}{0,040} = 140\ litros$$

Volumen de hidrogeno comprimido = 140 litros a 700 bar en tanque para alta presión.

Un tanque de hidrógeno a 700 bar se denomina Tipo IV (Composite Pressure Vessel) según la clasificación internacional ISO 11119 / SAE J2579: fabricado en su interior de un polímero HDPE (polietileno de alta densidad) o PA (poliamida) para la impermeabilidad del hidrogeno, reforzado exteriormente por Fibra de carbono en matriz epoxi (con una resistencia mecánica 5 veces superior al acero y es 4 veces mas liviana que el acero).

El material interno le permite: contener el hidrógeno sin fugas, resistir la permeación y la fatiga por ciclos de presión y no soporta carga estructural significativa.

La capa estructural externa le permite soportar la alta presión,

Sobre toda ello va una capa protectora de fibra de vidrio que la protege contra impactos, abrasión, rayos UV y fuego. Además, que evita daños en la fibra estructural de carbono.

La masa del tanque es de 90-100 kg.

Las Pruebas que superan en su fabricación son:

- Ciclos de presión: >15 000 ciclos entre 20 MPa y 87.5 MPa
- Prueba de ruptura: > 1.5 × presión nominal (≈ 105 MPa)
- Prueba de impacto, fuego (bonfire test), perforación, y fuga lenta.

Caso 2:

Capacidad: 6,3 kg H₂.

Densidad (700 bar): 40 kg/m³ (0,04 kg/litro)

$$Volumen = \frac{6,3}{0,040} = 157,5 \text{ litros} = 160 \text{ litros}$$

Volumen de hidrogeno comprimido = 160 litros a 700 bar.

Para la equivalencia energética de los tanques de hidrogeno, se tiene los siguientes resultados:

Energía total almacenada en el tanque.

Poder calorífico del hidrogeno = 120 MJ/kg = 33 kWh/kg

Para el Caso 1: 5,6 kg H₂.

Si el tanque tiene 5.6 kg de H₂ (como el del Toyota Mirai):

$$E_{total} = 5,6 \text{ kg} \times 120 \text{ MJ/kg} = 672 \text{ MJ}$$

Convertimos a kWh (1 kWh = 3,6 MJ):

$$E_{total} = \frac{672}{3,6} = 187 \text{ kWh (energía química total)}$$

Energía eléctrica realmente aprovechable (“energía útil”)

Una celda de combustible no convierte toda esa energía química en electricidad: su eficiencia típica es de 50–60 % (el resto se pierde como calor).

Si asumimos una eficiencia promedio de 57,5 %, entonces:

$$E_{pila} = 187 \text{ kWh} \times 0.575 = 107,52 \text{ kWh eléctricos}$$

Sin embargo, el sistema completo del vehículo (batería, inversor, motor, transmisión, auxiliares) tiene pérdidas adicionales, por lo que la energía neta que llega a las ruedas esta afectada en promedio por una eficiencia a rueda de 50%.

$$E_{util} = 107,52 \text{ kWh} \times 0,5 = 53.76 \text{ kWh}$$

Un auto eléctrico promedio (como un sedán) consume alrededor de:

$$\text{Consumo específico} = 0,10 \text{ kWh/km}$$

Entonces, con 53,76 kWh útiles, la autonomía sería:

$$\frac{53,76 \text{ kWh}}{0,10 \text{ kWh/km}} = 537,6 \text{ km}$$

Para el Caso 2: 6,3 kg H₂.

Si el tanque tiene 6,3 kg de H₂ (como el del Hyundai Nexu):

$$E_{total} = 6,3 \text{ kg} \times 120 \text{ MJ/kg} = 756 \text{ MJ}$$

Convertimos a kWh (1 kWh = 3,6 MJ):

$$E_{total} = \frac{756}{3,6} = 210 \text{ kWh (energía química total)}$$

Energía eléctrica realmente aprovechable (“energía útil”)

Una celda de combustible no convierte toda esa energía química en electricidad: su eficiencia típica es de 55–60 % (el resto se pierde como calor).

Si asumimos una eficiencia promedio de 57,5 %, entonces:

$$E_{pila} = 210 \text{ kWh} \times 0.575 = 120,75 \text{ kWh eléctricos}$$

Sin embargo, el sistema completo del vehículo (batería, inversor, motor, transmisión, auxiliares) tiene pérdidas adicionales, por lo que la energía neta que llega a las ruedas esta afectada en promedio por una eficiencia a rueda de 50%.

$$E_{util} = 120,75 \text{ kWh} \times 0,5 = 60,38 \text{ kWh}$$

Un auto eléctrico Hyundai Nexu promedio consume alrededor de:

$$\text{Consumo específico} = 0,10 \text{ kWh/km}$$

Entonces, con 60,38 kWh útiles, la autonomía sería:

$$\frac{60,38 \text{ kWh}}{0,10 \text{ kWh/km}} = 603,8 \text{ km}$$

4.5.2 Estimación de la flota vehicular máxima de servicio público y servicio particular para abastecerse con hidrogeno verde en la ciudad de Lima.

Seguidamente se presentan los resultados, referido al número de vehículos livianos de servicio publico y servicio particular que se tendría en el caso de que se basteciera de forma diaria un total de 2 214,72 kg H₂/dia.

Caso 1: Para vehículos con capacidad de 5,6 kg H₂.

- Para un 100% de cobertura de vehículos livianos de servicio público, sin vehículos livianos.

Para un abastecimiento mensual de hidrogeno a la ciudad de Lima:

$$Abastecimiento\ H_2\ en\ lima = 2\ 214,72\ \frac{kg\ H_2}{dia} * 30\ \frac{dia}{mes} = 66\ 441,6\ \frac{kg\ H_2}{mes}$$

Para servicio público según el Item 4. Se tiene lo siguiente:

Distancia recorrida promedio diario: 150 km/dia.

Promedio de días al mes de trabajo :28.

$$Distancia\ recorrida\ promedio_{mes} = 150\ \frac{km}{dia} * 28\ dias = 4\ 200\ \frac{km}{mes}$$

$$\frac{N^{\circ}\ de\ repostajes}{mes} = \frac{Distancia\ recorrida\ promedio_{mes}}{Autonomia\ (km)}$$

$$\frac{N^{\circ}\ de\ repostajes}{mes} = \frac{4\ 200\ \frac{km}{mes}}{537,6\ km} = 7,81 = 8$$

$$\begin{aligned} Consumo\ unitario\ H_{2mes} &= \frac{8\ repostajes}{mes} * 5,6\ \frac{kg\ H_2}{repostaje} \\ &= 44,8\ \frac{kg\ H_2}{mes - vehiculo} \end{aligned}$$

$$N^{\circ} \text{ de vehiculos livianos}_{\text{servicio publico}} = \frac{\text{Abastecimiento } H_2 \text{ en lima}}{\text{Consumo unitario } H_2 \text{ mes}}$$

$$N^{\circ} \text{ de vehiculos livianos}_{\text{servicio publico}} = \frac{66\,441,6 \frac{\text{kg } H_2}{\text{mes}}}{44,8 \frac{\text{kg } H_2}{\text{mes} - \text{vehiculo}}}$$

$$N^{\circ} \text{ de vehiculos livianos}_{\text{servicio publico}} = 1\,483$$

$$N^{\circ} \text{ de vehiculos livianos}_{\text{servicio particular}} = 0$$

- Para 1 250 vehículos livianos de servicio público.

$$N^{\circ} \text{ de vehiculos livianos}_{\text{servicio publico}} = \frac{\text{Abastecimiento } H_2 \text{ en lima}}{\text{Consumo unitario } H_2 \text{ mes}}$$

$$1\,250 = \frac{\text{Abastecimiento } H_2 \text{ en lima}}{44,8 \frac{\text{kg } H_2}{\text{mes} - \text{vehiculo}}}$$

$$\text{Abastecimiento } H_2 \text{ en lima para servicio publico} = 56\,000 \frac{\text{kg } H_2}{\text{mes}}$$

$$\text{Abastecimiento } H_2 \text{ en lima para servicio particular}$$

$$= 66\,441,6 - 56\,000 \frac{\text{kg } H_2}{\text{mes}} = 10\,441,6 \frac{\text{kg } H_2}{\text{mes}}$$

Para servicio particular según el Item 4. Se tiene lo siguiente:

Distancia recorrida promedio diario: 20 km/día.

Promedio de días al mes de operación :20.

$$\text{Distancia recorrida promedio}_{\text{mes}} = 200 \frac{\text{km}}{\text{dia}} * 28 \text{ dias} = 400 \frac{\text{km}}{\text{mes}}$$

$$\frac{N^{\circ} \text{ de repostajes}}{\text{mes}} = \frac{\text{Distancia recorrida promedio}_{\text{mes}}}{\text{Autonomia (km)}}$$

$$\frac{N^{\circ} \text{ de repostajes}}{\text{mes}} = \frac{4\,00 \frac{\text{km}}{\text{mes}}}{537,6 \text{ km}} = 0,74 = 1$$

$$\begin{aligned} \text{Consumo unitario } H_{2\text{mes}} &= \frac{1 \text{ repostajes}}{\text{mes}} * 5,6 \frac{\text{kg } H_2}{\text{repostaje}} \\ &= 5,6 \frac{\text{kg } H_2}{\text{mes} - \text{vehículo}} \end{aligned}$$

$$N^{\circ} \text{ de vehículos livianos}_{\text{servicio particular}} = \frac{\text{Abastecimiento } H_2 \text{ en lima}}{\text{Consumo unitario } H_{2\text{mes}}}$$

$$N^{\circ} \text{ de vehículos livianos}_{\text{servicio particular}} = \frac{10\,441,6 \frac{\text{kg } H_2}{\text{mes}}}{5,6 \frac{\text{kg } H_2}{\text{mes} - \text{vehículo}}}$$

$$N^{\circ} \text{ de vehículos livianos}_{\text{servicio particular}} = 1\,864$$

$$N^{\circ} \text{ de vehículos livianos}_{\text{servicio publico}} = 1\,250$$

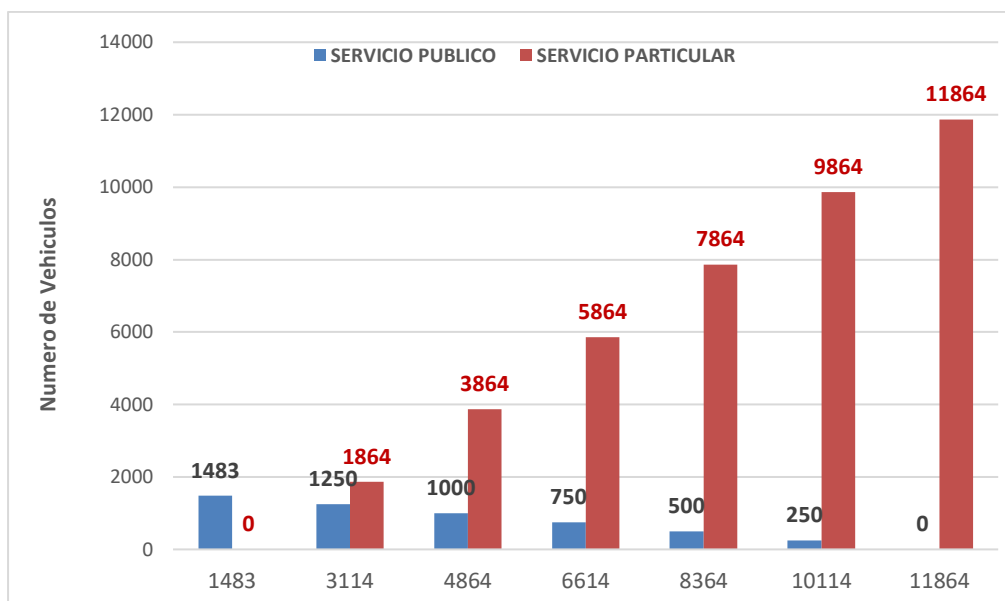
Se ha realizado los cálculos para autos de servicio publico 1 483, 1 250, 1 000, 750, 500, 250, 0.

Para los cuales ha encontrado su contraparte en vehículos de servicio público, tal como se muestra en la figura 29. En donde se puede observar que en el caso para un sistema de almacenamiento de 5,6 kg H₂ , la inserción del hidrogeno al servicio exclusivo para vehículos livianos de servicio público, se puede tener una flota vehicular de hasta 1 483 vehículos, mientras que para el caso de que el hidrogeno sea exclusivo para el servicio particular, se puede tener hasta un total de 11 864 vehículos livianos de servicio particular.

Se presenta algunos casos, tal como en el caso de tener una flota de hasta 750 vehículos livianos para servicio publico y 5 864 vehículos livianos para servicio particular, con un total de 6 614 vehículos.

Figura 30

Distribucion de la flota vehicular para servicio público y particular con H₂ con almacenamiento de 5,6 kg.



Nota. Elaboracion propia con informacion del ítem 4.4

Del mismo modo se ha realizado los cálculos para sistemas de almacenamiento de 6,3 kg H₂, con las consideraciones del ítem 4.1 para vehículos livianos de servicio público y servicio particular.

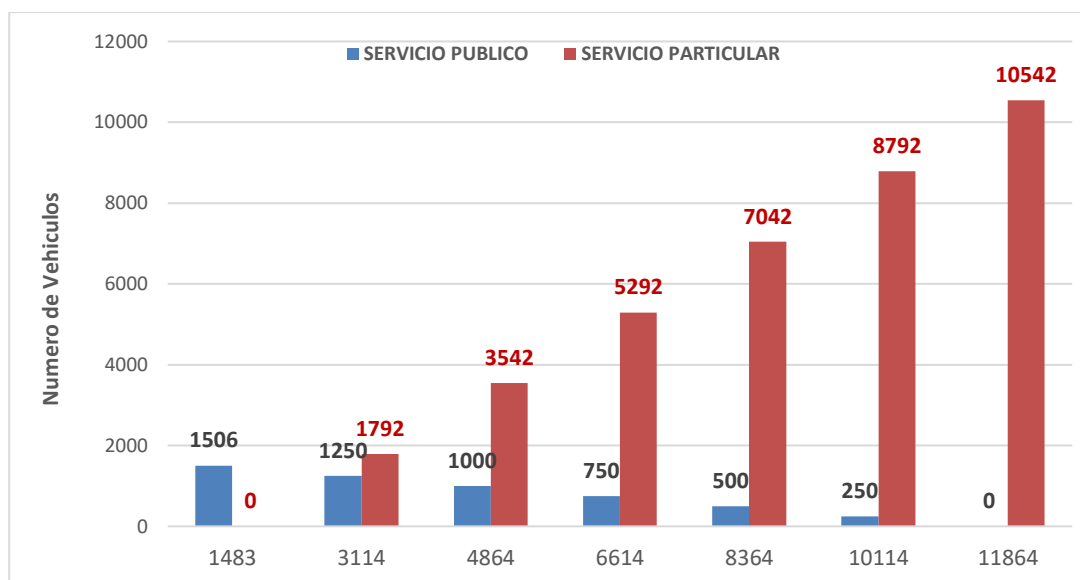
Se ha realizado los cálculos para autos de servicio público 1 506, 1 250, 1 000, 750, 500, 250, 0.

Para los cuales ha encontrado su contraparte en vehículos de servicio público, tal como se muestra en la figura 30. En donde se puede observar que en el caso para un sistema de almacenamiento de 6,3 kg H₂, la inserción del hidrogeno al servicio exclusivo para vehículos livianos de servicio público, se puede tener una flota vehicular de hasta 1 506 vehículos, mientras que para el caso de que el hidrogeno sea exclusivo para el servicio particular, se puede tener hasta un total de 10 542 vehículos livianos de servicio particular.

Se presenta algunos casos, tal como en el caso de tener una flota de hasta 750 vehículos livianos para servicio público y 5 864 vehículos livianos para servicio particular, con un total de 5 292 vehículos.

Figura 31

Distribucion de la flota vehicular para servicio público y particular con H₂ con almacenamiento de 6,3 kg.



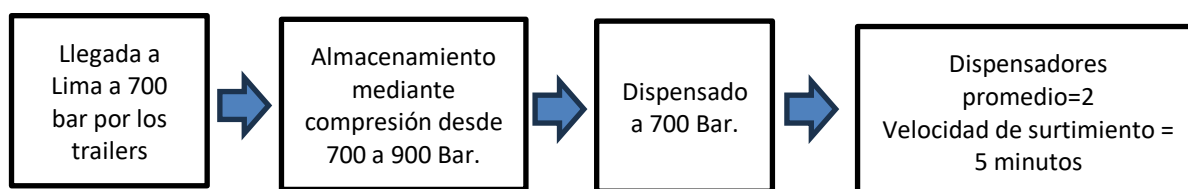
Nota. Elaboracion propia con informacion del ítem 4.4

4.5.3 Estimación de las hidrogeneras para abastecer la flota vehicular máxima de servicio público y servicio particular con hidrogeno verde en la ciudad de Lima.

Se presenta el esquema típico para la cadena de suministro en la ciudad de Lima:

Figura 32

Cadena de suministro en Lima para dispensar hidrogeno verde.



Nota. Elaboracion propia con informacion de Iberdrola.

Se tiene el siguiente cuadro de distancias para la ciudad de Lima:

Tabla 22

Distancias y tiempo de recorrido promedio de un vehiculo liviano en Lima.

Punto 1	Punto 2	Distancia (km)	Tiempo de recorrido medio
Ancon	Lurín	92,1	2 h 16 m
Dist. La Punta	San Juan de Lurigancho	34,9	1 h 50 m
Dist. La Punta	Lurín	49,1 km	1 h 15 m
Ancon	Dist. La Punta	44,1 km	1 h 15 m
Ancon	San Juan de Lurigancho	51,9 km	1 h 40 m
Lurín	San Juan de Lurigancho	47,7 km	1 h 20 m
Chosica	San Juan de Lurigancho	21,1 km	50 m
Lurín	Lima	42,2 km	1 h 27 m
Ancon	Lima	47,8 km	1 h 40 m
Dist. La Punta	Lima	16,8 km	55 m
San Juan de Lurigancho	Lima	14,5 km	46 m
Chosica	Lima	18,6 km	43 min
Barranco	Lima	12,5 km	41 min

Nota. Elaboracion propia con informacion de Google Maps, tomando la distancia más extrema del distrito hacia otro distrito de Lima y Callao.

De la tabla 21 si es cierto un valor aproximado entre diversos distritos, en ninguno de los casos las distancias afectan a la autonomía del vehiculo liviano de servicio público y particular con hidrogeno el cual es de 537,6 km y 603,8 km este último para el caso de un Vehiculo Hyundai Nexa.

Tomando como referencia el Vehiculo Toyota Mirai, cuya autonomía es 537,6 km (el de menor autonomía)

Premisas:

Se cuenta con una demanda base de 2 214,72 kg H₂/dia.

El número de repostajes para un vehículo de servicio particular es, teniendo en cuenta las consideraciones del ítem 4.1:

$$\begin{aligned} \text{Numero repostaje mes}_{\text{servicio particular}} &= \frac{20 \frac{(\text{dia} - \text{viajes promedio})}{\text{mes}} * 20 \frac{\text{km}}{\text{dia}}}{536,7 \frac{\text{km}}{\text{repostaje}}} \\ &= 0,745 = 1 \frac{\text{repostaje}}{\text{mes}} \end{aligned}$$

El número de repostajes para un vehículo de servicio público es, teniendo en cuenta las consideraciones del ítem 4.1:

$$\begin{aligned} \text{Numero repostaje mes}_{\text{servicio publico}} &= \frac{28 \frac{(\text{dia} - \text{viajes promedio})}{\text{mes}} * 150 \frac{\text{km}}{\text{dia}}}{536,7 \frac{\text{km}}{\text{repostaje}}} \\ &= 7,82 = 8 \frac{\text{repostaje}}{\text{mes}} \end{aligned}$$

Para el caso:

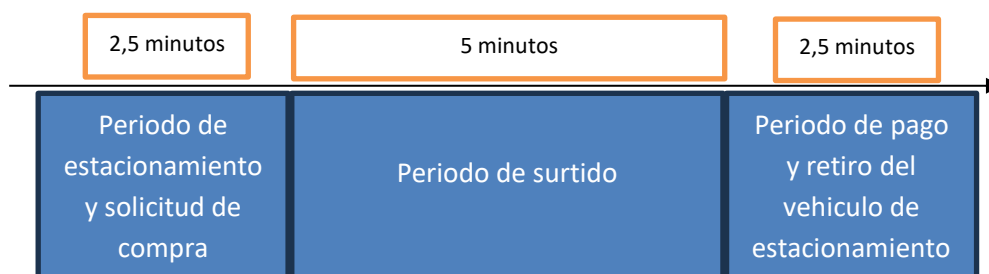
Número de vehículos livianos de servicio público= 1 483

Número de vehículos livianos de servicio particular= 0.

Se toma en consideración el siguiente periodo de repostaje:

Figura 33

Período de tiempo de repostaje de hidrogeno en vehiculo liviano.



Nota. Elaboracion propia con informacion de Iberdrola para el periodo de surtido, mientras que el periodo inicial y final se tomado como referencia el estudio de tiempos de abastecimiento de combustibles en Perú del MTC.

Periodo de tiempo de repostaje: 10 minutos. (6 repostajes en una hora)

Horas de operación de la hidrogenera: 15 horas (el periodo de tiempo tiene en cuenta desde las 7.00 am a 10.00 pm, periodo de tiempo en que se concentra el servicio de repostaje para vehículos convencionales en Lima debido al uso del servicio vehicular) para un total de 8 repostajes mensuales.

$$\text{Numero de surtidores} = \frac{8 * 1\,483}{30 * 15 * 6} = 4,39 = 5 \text{ surtidores de } H_2$$

Para el caso:

Número de vehículos livianos de servicio público= 0

Número de vehículos livianos de servicio particular= 11 864

Se toma en consideración el siguiente periodo de repostaje:

Periodo de tiempo de repostaje: 10 minutos. (6 repostajes en una hora)

Horas de operación de la hidrogenera: 15 horas (el periodo de tiempo tiene en cuenta desde las 7.00 am a 10.00 pm, periodo de tiempo en que se concentra el servicio de repostaje para vehículos convencionales en Lima debido al uso del servicio vehicular) para un total de 1 repostaje mensual.

$$\text{Numero de surtidores} = \frac{1 * 11\,864}{30 * 15 * 6} = 4,39 = 5 \text{ surtidores de } H_2$$

Para el caso:

Número de vehículos livianos de servicio público= 750

Número de vehículos livianos de servicio particular= 5 864

Se toma en consideración el siguiente periodo de repostaje:

Periodo de tiempo de repostaje: 10 minutos. (6 repostajes en una hora)

Horas de operación de la hidrogenera: 15 horas (el periodo de tiempo tiene en cuenta desde las 7.00 am a 10.00 pm, periodo de tiempo en que se concentra el servicio de repostaje para vehículos convencionales en Lima debido al uso del servicio vehicular)

para un total de 1 repostaje mensual para vehículos particulares y 8 repostajes mensuales para vehículos de servicio público.

$$\text{Numero de surtidores} = \frac{1 * 5\,864}{30 * 15 * 6} + \frac{8 * 750}{30 * 15 * 6} = 4,39 = 5 \text{ surtidores de } H_2$$

Del mismo modo para el caso para vehículos con autonomía de 603,8 km (el de mayor autonomía)

Premisas:

Se cuenta con una demanda base de 2 214,72 kg H₂/día.

El número de repostajes para un vehiculo de servicio particular es, teniendo en cuenta las consideraciones del ítem 4.1:

$$\begin{aligned} \text{Numero repostaje } mes_{\text{servicio particular}} &= \frac{20 \frac{(\text{día} - \text{viajes promedio})}{\text{mes}} * 20 \frac{\text{km}}{\text{día}}}{603,8 \frac{\text{km}}{\text{repostaje}}} \\ &= 0,662 = 1 \frac{\text{repostaje}}{\text{mes}} \end{aligned}$$

El número de repostajes para un vehiculo de servicio público es, teniendo en cuenta las consideraciones del ítem 4.1:

$$\begin{aligned} \text{Numero repostaje } mes_{\text{servicio publico}} &= \frac{28 \frac{(\text{día} - \text{viajes promedio})}{\text{mes}} * 150 \frac{\text{km}}{\text{día}}}{603,8 \frac{\text{km}}{\text{repostaje}}} \\ &= 6,95 = 7 \frac{\text{repostaje}}{\text{mes}} \end{aligned}$$

Para el caso:

Número de vehículos livianos de servicio público= 1 506

Número de vehículos livianos de servicio particular= 0.

Se toma en consideración el siguiente periodo de repostaje:

Periodo de tiempo de repostaje: 10 minutos. (6 repostajes en una hora)

Horas de operación de la hidrogenera: 15 horas (el periodo de tiempo tiene en cuenta desde las 7.00 am a 10.00 pm, periodo de tiempo en que se concentra el servicio de repostaje para vehículos convencionales en Lima debido al uso del servicio vehicular) para un total de 7 repostajes mensuales.

$$\text{Numero de surtidores} = \frac{7 * 1\,504}{30 * 15 * 6} = 3,89 = 4 \text{ surtidores de } H_2$$

Para el caso:

Número de vehículos livianos de servicio público= 0

Número de vehículos livianos de servicio particular= 10 542

Se toma en consideración el siguiente periodo de repostaje:

Periodo de tiempo de repostaje: 10 minutos. (6 repostajes en una hora)

Horas de operación de la hidrogenera: 15 horas (el periodo de tiempo tiene en cuenta desde las 7.00 am a 10.00 pm, periodo de tiempo en que se concentra el servicio de repostaje para vehículos convencionales en Lima debido al uso del servicio vehicular) para un total de 1 repostaje mensual.

$$\text{Numero de surtidores} = \frac{1 * 10\,542}{30 * 15 * 6} = 3,9 = 4 \text{ surtidores de } H_2$$

Para el caso:

Número de vehículos livianos de servicio público= 750

Número de vehículos livianos de servicio particular= 5 292

Se toma en consideración el siguiente periodo de repostaje:

Periodo de tiempo de repostaje: 10 minutos. (6 repostajes en una hora)

Horas de operación de la hidrogenera: 15 horas (el periodo de tiempo tiene en cuenta desde las 7.00 am a 10.00 pm, periodo de tiempo en que se concentra el servicio de repostaje para vehículos convencionales en Lima debido al uso del servicio vehicular) para un total de 1 repostaje mensual para vehículos particulares y 7 repostajes mensuales para vehículos de servicio público.

$$\text{Numero de surtidores} = \frac{1 * 5\,292}{30 * 15 * 6} + \frac{7 * 750}{30 * 15 * 6} = 3,9 = 4 \text{ surtidores de } H_2$$

En ambos casos para autonomías entre 536,7 y 603,8 km se requieren un valor de 5 a 4 puntos de suministro de hidrogeno para abastecer la demanda de hidrogeno por parte de la flota vehicular liviana de servicio público y particular. Teniendo en cuenta las consideraciones de cálculo, se debe contar con por lo menos en cada punto de suministro con 2 surtidores para evitar conglomeraciones y demoras en el suministro durante la comercialización, además cada punto de suministro típico consta de 2 surtidores, con lo cual se debe contar con 5 a 4 puntos de suministro (10 a 8 surtidores)

Del mismo modo se menciona que la capacidad de la hidrogenera típica para 750 bar de presión de tipo comercial esta entre el rango de 400-500 kg H₂/dia de suministro. Tomando como referencia lo recomendado por:

Linde Hydrogen FuelTech (Alemania)

Norma ISO 19880-1:2020, define los requisitos generales para diseño y seguridad de estaciones de carga de hidrógeno (HRS) hasta 700 bar.

SAE J2601:2021, define los protocolos de llenado de vehículos FCEV (350 y 700 bar).

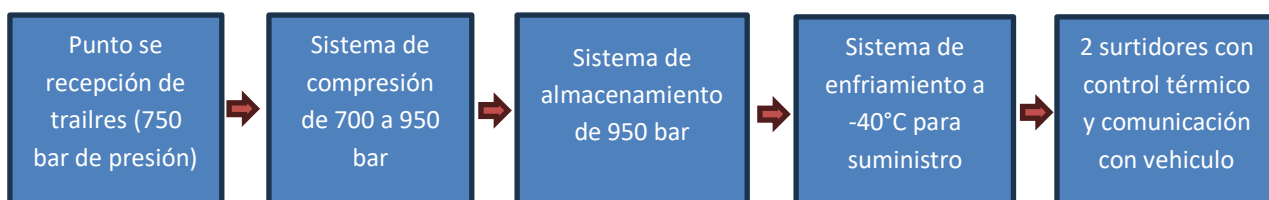
Las estaciones certificadas conforme a J2601 típicamente operan en el rango 300–500 kg/día.

DOE Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office. (USA)

Las especificaciones de los puntos de suministro son los siguientes:

Figura 34

Características técnicas de los puntos de suministro de hidrogeno.



Nota. Elaboracion propia con informacion de Hydrogen Refueling Station Technical Performance Targets”. U.S. Department of Energy (DOE), 2023.

Tabla 23

Características técnicas de hidrogenera de 700 bar para flota liviana urbana

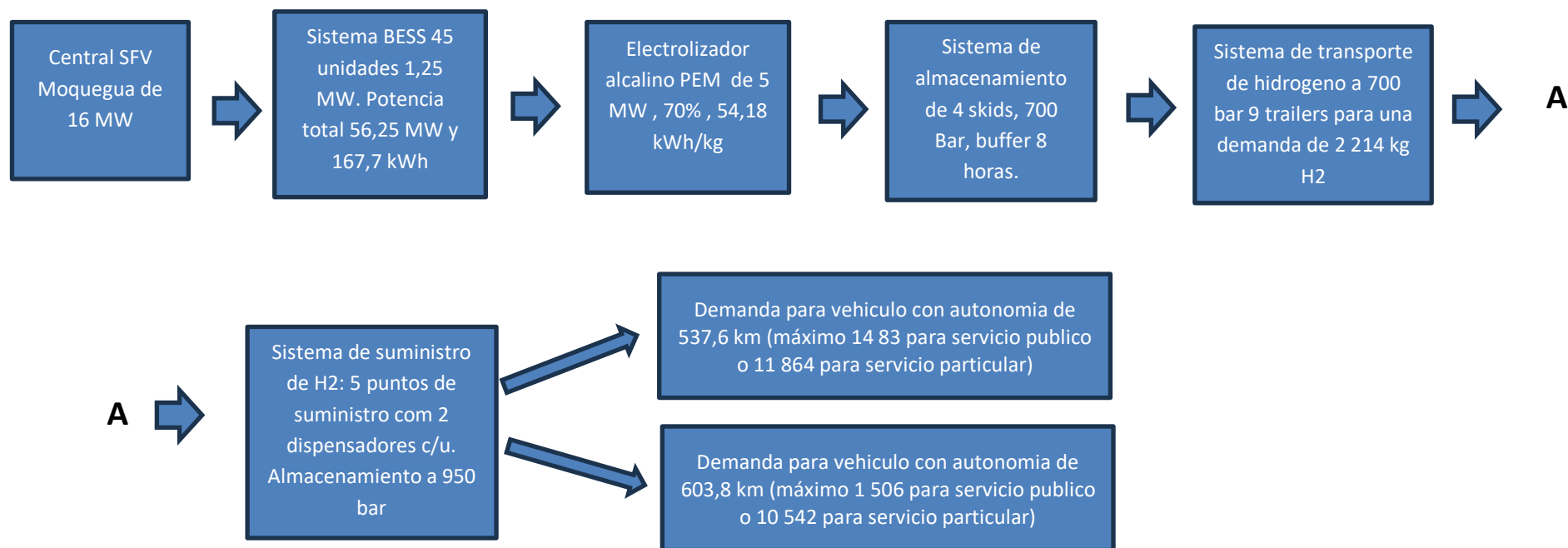
Componente	Características / Valores típicos
Presión nominal del dispensado	700 bar (10 000 psi)
Presión de almacenamiento intermedia	950 bar (en bancos escalonados o cascada)
Temperatura del H ₂ al despacho	−40 °C (refrigeración obligatoria según SAE J2601)
Tipo de llenado	Controlado por algoritmo térmico (SAE J2601)
Tiempo de llenado	3–5 minutos por vehículo liviano de servicio particular y público.
Compresores	Multietapa, tipo pistón o hidráulico; potencia eléctrica 100–300 kW
Almacenamiento intermedio (“buffer”)	Cilindros de acero o composite; 200–400 kg de capacidad total (divididos en bancos de 700 y 950 bar)
Dispensador o surtidor	1 o 2 boquillas (700 bar) con conectores tipo SAE J2600
Sistema de enfriamiento	Chiller o intercambiador criogénico para alcanzar −40 °C durante llenado
Control y seguridad	Detección de fugas, purga automática, sensores de presión y temperatura redundantes, enclavamientos eléctricos
Área requerida	150 – 250 m ² (para estación mediana urbana con 2 surtidores)
Ruido operativo	70–80 dB (por compresor encapsulado)

Nota. Elaboracion propia con informacion de Hydrogen Refueling Station Technical Performance Targets”. U.S. Department.

Se presenta la cadena de suministro típica con propuesta del informe de tesis.

Figura 35

Cadena de suministro de hidrogeno verde desde Central SFV Moquegua para abastecer vehículos livianos en Lima.



Nota. Elaboracion propia con informacion de lo desarrollado en los ítems de este capítulo.

4.6 Discusión de resultados.

Según Bances, C. (2023) manifiesta que es factible el empleo en el sector de transporte para el suministro de hidrogeno mediante electrolizadores alcalinos, siendo la tecnología de producción de hidrogeno de mayor penetración comercial, siendo su limitante los elevados costos para su masificación, indica que probablemente sea factible el suministro de energía eléctrica se realice a través del suministro de energía eléctrica del SEIN. Del mismo modo aún no existe una normativa que permita su promoción y desarrollo. En el presente informe se presenta la propuesta para la cadena de suministro de hidrogeno para vehículos livianos de servicio particular y servicio publico en la ciudad de Lima mediante el suministro de hidrógeno verde abastecido por energía eléctrica generada y almacenada en sistemas BESS, lo cual tecnológicamente es viable a pesar de que el punto de generación es realizado en Moquegua cerca de las centrales solares fotovoltaicas. Aunque en este informe no se ha tomado en cuenta, ya existe la ley de promoción de fomento del hidrogeno verde el año 2024, aunque está pendiente aún su reglamento.

Como lo afirman Burjel, C. & Casitorto, S. (2023) en su investigación para la Pontificia Universidad Católica de Argentina concluyen que el hidrógeno verde es una alternativa tecnológica futura, siendo viable técnicamente mediante el empleo de sistemas solares fotovoltaicas, aunque no indica la metodología de obtención, manifiesta que es de vital importancia la selección de la tecnología de generación eléctrica apropiada para la producción de hidrogeno, manifestando la importancia de la ubicación geográfica de la planta de generación y los puntos de suministro. El informe presenta la propuesta futura del suministro de hidrogeno verde para la flota vehicular liviana, a partir de la generación de energía eléctrica generada en la central SFV Moquegua de 16 MW y almacenada en sistemas BESS de 56,25 MW, la cual es almacenada y transportada a 700 bar mediante trailers a una distancia de 1 099 km, con lo cual se abastece vehículos de transporte publico y liviano para un rango de autonomía de 537,6 a 603,8 km.

Po otro lado, Flores, J. et al. (2019) manifiesta que la gestión de la cadena de suministros favorece la calidad de los bienes o servicios, optimizando la producción en función a la demanda, transporte y distribución que cubra las expectativas de una tecnología aun emergente, pero que en el futuro o corto plazo tendrá a masificarse tal como es la movilidad con hidrogeno, la cual resulta ser más efectiva en autonomía que los vehículos BEV, para lo cual se necesita tener propuestas dentro de un mundo global y competitivo, del cual el sector energético forma parte para un abastecimiento seguro, confiable y de

calidad. En la tesis se presenta la propuesta para la cadena de suministro de hidrógeno verde mediante la generación de energía eléctrica con una central SFV ubicada en Moquegua, que incluye un sistema BESS para la gestión diaria de la energía, un electrolizador alcalino PEM (que es el más desarrollado tecnológicamente a la fecha), el sistema de almacenamiento a 750 bar antes de su transporte hacia la ciudad de Lima. Su transporte y punta de llegada a sistemas de suministro urbano y distribución con lo cual se busca abastecer a una cantidad de flota vehicular que energéticamente solo representa el 0,25% de la energía consumida en el sector transporte liviano.

Así mismo, García, S. (2021) concluye que el hidrógeno, presenta a corto plazo un elevado potencial en el sector transportes, y un mejor desempeño frente a los vehículos BEV, en lo referente a menor tiempo de recarga (5 minutos) y mayor autonomía (537,6 a 603,8 km), pero esta aun limitado su uso y masificación debido a los altos costos operativos con las tecnologías desarrolladas a la fecha, aunque se ha avanzado mucho con respecto a las normativas para su futura implementación. En el presente informe se valida los beneficios de la mayor autonomía y tiempo de recarga de los vehículos livianos a hidrógeno, de tal manera que se requieren menor número de puntos de suministro y surtidores, habiéndose determinado un total 5 puntos de suministro (con dispensadores por punto de suministro) para cubrir la demanda diaria de 2 214.72 kg H₂.

Habib, C. (2022) en su investigación para la cadena de suministro de hidrógeno para el Norte de Chile manifiesta que es técnicamente viable para toda la región norte de Tarapacá, y detalla que se debe analizar cada detalle de las condiciones específicas del suministro, si bien es cierto solo detalla la demandada, asume que la energía eléctrica proviene de los nodos de la red del sistema interconectado y detalla de forma genérica la ruta de suministro de energía eléctrica, modos de transporte, almacenamiento y tecnologías de conversión) y escenarios posibles de desarrollo del hidrógeno. A diferencia de la presente tesis se aboca a las características de la cadena de suministro de hidrógeno verde para abastecer la demandada parcial del sector transporte de vehículos livianos de servicio público y servicio particular. Para ello se especifica que el inicio de la cadena de suministro es a través del empleo de una central SFV ubicada en la localidad de Moquegua, para una demanda de 1 506 vehículos de servicio público o 10 542 de servicio particular para autonomías de 603,8 km o para una flota de 1 483 vehículos de transporte público o 11 864 vehículos de servicio particular de autonomía igual a 537,6 km, para lo

cual se ha tomado en cuenta las características de consumo del parque vehicular liviano de la ciudad de Lima.

Por otro lado, Márquez, A. (2021) concluye que las características técnicas de una instalación de producción de hidrógeno verde en España, a través de energía renovable, y su almacenamiento, para su empleo en el sector transporte público urbano e interprovincial, implica el abastecimiento de energía eléctrica a través de una central SFV, la cual tiene una mejor perspectiva de uso con respecto a la energía eólica. Para ello indica que es necesario identificar la demanda y la cadena de suministro de mejor tecnología para su implementación, siendo aun un obstáculo el alto costo, pero presentar mejor desempeño que los vehículos BEV. En el presente informe se considerado dentro de la cadena de suministro al electrolizador alcalino PEM cuya eficiencia es 70% y su rendimiento específico es de 54,18 kWh/kg H₂. Esta aplicado al sector transporte liviano el cual tiene un diseño de almacenamiento a 700 bar, no se considera una producción menor (350 bar) por que según esas condiciones esta orientado a vehículos de carga o transporte medio o pesado.

Finalmente, Mata, P. (2023) en su investigación sobre una red de hidrogeneras en Colombia manifiesta que la identificación de los componentes de la cadena de suministro es el estudio de la demanda la cual de preferencia debe ser fija para tener en cuenta las capacidades de los componentes de la cadena de suministro. E indica que la generación de hidrogeno debe realizarse mediante centrales SFV acoplados a la red. En nuestro informe se opto por que el suministro de energía eléctrico sea proveniente del SEIN, en este caso la Central SFV Moquegua de 16 MW, para generar el hidrogeno, pero hay q tener en cuenta que existen costos asociados a la cadena de suministro tal como lo representan los compresores de los sistemas de almacenamiento de la planta de electrolisis y los compresores de los puntos de suministro para elevarlo a 950 bar.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 Conclusiones.

- Se ha estimado la energía consumida por el sector de transporte liviano en la ciudad de Lima, los cuales consumen GLP (29%), GNV (30%), Gasohol y Petroleo BD5, lo cual representa un equivalente entre 26´476 348,8 a 17´828 936.9 kg H₂ al mes. La flota vehicular se compone 1´396 482 vehículos, donde el 89,1% pertenece al servicio particular y 10,9% pertenece al servicio público.
- Se estimo que a partir de la central solar fotovoltaica de 16 MW ubicada en Moquegua se puede aprovechar para generar 120 MWh al dia para ser almacenada en una planta BESS de 45 unidades, sumando un total de 56,25 MW y una energía de 167,7 MWh. Solo en tres meses del año se presenta un déficit de energía que puede ser cubierta desde otra central SFV de la zona mediante contratos PPA.
- Se ha determinado que se requiere de un electrolizador alcalino PEM de 5 MW y 120 MWh de eficiencia 70% y un rendimiento especifico de 54,18 kWh/kg H₂ para generar 2 214,72 kgH₂ en un buffer de 8 horas. Además, se requiere 4 skids de 700 bar para los sistemas de almacenamiento. Del mismo modo se requieren 9 trailers para el transporte de hidrogeno a 700 bar para un recorrido de 1 099 km.
- Se ha estimado para dos modelos de vehículos con hidrogeno el tamaño de la flota vehicular para una demanda mensual de 66 441,6 kgH₂ al mes, así tenemos que para un vehiculo con autonomía de 537,6 km se puede tener una flota vehicular liviana de 750 vehículos de servicio público y 5 864 vehículos para servicio particular. O para un vehiculo con autonomía de 603,8 km se puede tener una flota vehicular liviana de 750 vehiculo de servicio público y 5 292 vehículos para servicio particular.
- Se ha estimado un repostaje al mes para los vehículos de servicio particular y de 5 a 4 repostajes al mes para vehículos de servicio publico de 5 a 4 surtidores, con lo cual teniendo en cuenta las características de las estaciones de despendio de hidrogeno, se opta por 5 puntos de suministro, cado uno de ellos con dos dispensadores.
- Se han determinado las características de los factores de la cadena de suministros que permitirán el empleo del hidrogeno verde en el Sector Transporte Liviano público y particular a partir del suministro de energía eléctrica con una central SFV Moquegua

de 16 MW y un sistema BESS para la ciudad de Lima-Perú, pero para el año 2030 su implementación aun se presenta lejano, debido a los costos del suministro y uso del hidrogeno verde, siendo su desempeño en autonomía y tiempo de repostaje es de mejor desempeño con relación a los vehículos BEV.

5.2 Recomendaciones.

- Desde un punto de vista estratégico, si bien es cierto transportar H₂ comprimido/líquido largas distancias es costoso y conlleva riesgos; para demandas urbanas altas (Lima) suele ser más eficiente generar H₂ localmente o transmitir electricidad y electrólisis cerca del punto de consumo. Pero no se cuenta con centrales SFV cercanas a la ciudad de Lima, y por la potencia que se requiere en el electrolizador y en los dispensadores, resulta muy costoso la generación local (Lima) la generación de hidrogeno. Se puede orientar su uso en la zona Sur del Perú en los departamentos de Arequipa, Tacna y Moquegua, para reducir el costo de transporte, que si bien no se planteado en los objetivos específicos, actualmente es muy elevado.
- En el corto-medio plazo (hasta 2030) al margen de los costos actuales de la cadena de suministro de hidrogeno verde es más económico el empleo de energía renovable desde Moquegua compensando el déficit de generación de energía mediante acuerdos de PPA. Al largo plazo se debe evaluar la viabilidad de un hidroducto dedicado Moquegua–Lima o ramales, o hub de producción intermedio con transporte físico por red.
- Se plantea con urgencia medidas regulatorias y de incentivo por parte del estado hasta que los costos de la obtención de hidrogeno verde y uso en vehículos sea económico frente a los vehículos convencionales. Así tenemos: Incentivos fiscales y regulatorios para inversiones en electrolizadores y estaciones. Tarifas eléctricas competitivas para producción de H₂ verde (contratos PPA desde proyectos renovables en Moquegua). Programas de apoyo a flotas públicas (buses municipales, taxis públicos) para crear demanda temprana. Estándares técnicos y de seguridad nacionales para hidrógeno (adaptar ISO y códigos internacionales) y Líneas de financiamiento/garantías (BID, bancos multilaterales) para mitigación de riesgo de proyecto.

VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- AAP (2025). INFORME DEL SECTOR AUTOMOTOR diciembre 2024. Gerencia de Estudios Económicos y Estadísticas de AAP. Disponible en:
<https://aap.org.pe/informes-estadisticos/diciembre-2024/Informe-Diciembre-2024.pdf>
- Acosta, C. y Carbajal, M. (2021). La electromovilidad y su efecto en el mercado de energía del Perú. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. Universidad Nacional del Santa. Perú. Disponible en:
<http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/3742>
- Alcalde, S. (2023). Ventajas e inconvenientes del hidrógeno como combustible alternativo. National Geographic España. Disponible en:
https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/ventajas-e-inconvenientes-hidrogeno-como-combustible-alternativo_14897
- Alvarado, A. (2022). Proyecto de planta de producción de hidrógeno verde para necesidades nacionales. Tesis de título Universidad de Chile. Disponible en:
<https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/186623>
- Ángeles, P. (2022). Tecnología de los vehículos a hidrógeno. Centro de Ingeniería y Tecnología. Disponible en:
https://www.researchgate.net/publication/363663245_TECNOLOGIA_DE_LOS_VEHICULOS_A_HIDROGENO
- APEC (2024). Grenergy adquiere el 50% de megaproyecto de hidrógeno verde en Arequipa. APEC. Perú. Disponible en:
<https://apecperu.pe/2024/2024/09/24/grenergy-adquiere-el-50-de-megaproyecto-de-hidrogeno-verde-en-arequipa/>
- Ansol Energía Renovable (2024). Aprovechando el poder del sol: energía fotovoltaica para la generación de hidrógeno verde. Blog de Ansol Energía Renovable. España. Disponible en:
<https://www.ansol.com/aprovechando-el-poder-del-sol-energia-fotovoltaica-para-la-generacion-de-hidrogeno-verde/>
- Antala. (2023). ¿Qué es una hidrogenera y cómo funciona? Blog de Empresa Antala. España. Disponible en:
<https://www.antala.es/que-es-una-hidrogenera-y-como-funciona/>

Baca, V., Ortega, E. y Ramos, R. (2024). Perú aprueba la Ley No. 31992, Ley del fomento del hidrógeno verde. Consultorio Jurídico Garrigues. Perú. Disponible en:

https://www.garrigues.com/es_ES/noticia/peru-aprueba-ley-no-31992-ley-fomento-hidrogeno-verde#:~:text=31992%2C%20ley%20de%20fomento%20del,combustible%20y%20como%20vector%20energ%C3%A9tico.

Bances, C. (2023). Estudio de la utilización del hidrogeno verde en la locomoción del transporte pesado. Transportes Pakatnamu. Tesis de Ingeniero Mecánico Electricista. Universidad Pedro Ruiz Gallo. Perú. Disponible en:

[file:///C:/Users/HP%20250/Downloads/Bances_Montenegro_Cesar_Paul%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/HP%20250/Downloads/Bances_Montenegro_Cesar_Paul%20(1).pdf)

BMW (2023). Coches de hidrogeno, todo lo que se desea saber. Empresa BMW. España. Disponible en:

<https://www.bmw.com/es/innovation/coches-de-hidrogeno-asi-funcionan.html>

Buendia, M., De la Cruz, J., Gallardo, J. y Marquiño, V. (2022) Análisis de viabilidad de generación de hidrógeno verde en la región sur del Perú para determinar su competitividad en la matriz energética. Tesis de maestría ESAN. Perú. Disponible en:

<https://repositorio.esan.edu.pe/server/api/core/bitstreams/03ac2066-a7d6-4336-b437-28c81e9981c5/content>

Burjel, A. & Cositorto, S. (2023). Análisis de factibilidad de una planta de producción de hidrógeno verde en Argentina. Tesis de Ingeniería Industrial. Pontificia Universidad Católica de Argentina. Disponible en:

<https://repositorio.uca.edu.ar/handle/123456789/16854>

Cancino, R. (2021). Producción y almacenamiento hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile. Tesis de título Universidad de Chile. Disponible en:

<https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/181631>

Chart (2024). Liquid Hydrogen Transport System. Empresa Chart. USA. Disponible en:

<https://files.chartindustries.com/LH2TransportTrailerSpecSheetST18600H.pdf>

- Chunga, C. & Huatay, R. (2022). Cadena de valor para utilización de hidrógeno verde en camiones mineros. Tesis de grado de Ingeniero Mecánico Electricista. Universidad Cesar Vallejo. Disponible en:
https://repositorio.ucv.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12692/102231/Chunga_VCF-Huatay_GR-SD.pdf?sequence=4&isAllowed=y
- Diario El Comercio (2024). Auto de hidrógeno: ¿cuántos kilómetros puede recorrer este vehículo y cuánto cuesta?. Diario El Comercio. Disponible en:
https://elcomercio.pe/tecnologia/actualidad/auto-de-hidrogeno-cuantos-kilometros-puede-recorrer-este-vehiculo-y-cuanto-cuesta-co2-contaminacion-electromovilidad-noticia/?gad_source=1&gclid=Cj0KCQjwpP63BhDYARIsAOQkATZGSqNabxnV6AwyA0-aC9YxokezQXQ9D-y8pi3-wN-aD6-wi5JRqPoaAkPHEALw_wcB
- Diario Gestión (2023). ¿Como reducir la contaminación del aire? Diario Gestión. Perú. Disponible en:
<https://especial.gestion.pe/lima2034/>
- Fernández, C. (2023). Energética del Hidrogeno. Artículo de Interés. España. Disponible en:
<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/3823/fichero/3.3+Distribuci%C3%B3n+del+Hidr%C3%B3geno.pdf>
- Flores, J., Manrique, M. Taco, A. y Tevez, J. Gestión de cadena de suministro: una mirada desde la perspectiva teórica. Revista Venezolana de Gerencia, vol. 24, núm. 88, pp. 1136-1146, 2019, Universidad de Zulia, Disponible en.
<https://www.redalyc.org/journal/290/29062051009/html/>
- García, S. (2021) El futuro de los coches de hidrógeno. Tesis de Ingeniería de Tecnologías Industriales. Universidad Pontificia de Comillas. España. Disponible en:
<file:///C:/Users/HP%20250/Downloads/TFG-SantiagoGarciaPrieto2-.pdf>
- GIZ (2021). Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad GNA. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Disponible en:
<https://4echile.cl/wp-content/uploads/2021/09/Produccion-y-costos-H2-GNA.pdf>

- Griñan, G. (2024). ¿Cuál es el método de transporte de hidrógeno más rentable y sostenible? Fundación REPSOL. España. Disponible en:
<https://openroom.fundacionrepsol.com/es/contenidos/transporte-de-hidrogeno-mas-rentable-y-sostenible/>
- Habib, C. (2022). Diseño de una red de cadena de suministro de hidrogeno para el norte de Chile. Tesis de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Chile. Disponible en:
<https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/194376/Diseno-de-una-red-de-cadena-de-suministro-de-hidrogeno-para-el-Norte-de-Chile.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Herbert, G. (2022). ¿Son los coches de hidrógeno mejor opción que los vehículos eléctricos? Euro news. España. Disponible en:
<https://es.euronews.com/next/2022/09/21/son-los-coches-de-hidrogeno-mejor-opcion-que-los-vehiculos-electricos>
- Honrubia, M. (2025). La pila de combustible de hidrogeno para vehículos. Ennomotive. Disponible en:
<https://www.ennomotive.com/es/pila-de-combustible-de-hidrogeno/>
- Iberdrola. (2025) Qué es y cómo funcionan las hidrogeneras? Blog de Iberdrola. Disponible en:
<https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeneras>
- ICADE (2020) LA PILA DE HIDRÓGENO: LA OPORTUNIDAD QUE EUROPA ESTÁ PERDIENDO. Universidad Pontificia de Comillas. España. Disponible en:
<https://repositorio.comillas.edu/rest/bitstreams/421964/retrieve>
- Induambiente (2024). Claves del Hidrógeno Verde. Portal Induambiente. Chile. Disponible en:
<https://www.induambiente.com/informe-tecnico/calderas/claves-del-hidrogeno-verde>
- Márquez, A. (2021). Estación de producción y distribución de hidrógeno para flota de vehículos (hidrogenera). Tesis de Maestría de Ingeniería Industrial. Universidad de Extremadura. España. Disponible en:
file:///C:/Users/HP%20250/Downloads/TFMUEX_2022_Marquez_Gil.pdf

- Martínez., Ziar, H., Haverkort, H. y Isabella, O. (2023). Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 182 (2023) 113407. Disponible: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123002642>
- Mata, P. (2023). Caso de negocio de una red de hidrogenas en Colombia. Tesis de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Los Andes de Colombia. Disponible en: <https://repositorio.uniandes.edu.co/entities/publication/cc5bc96b-0210-4916-b76b-a7a79d594dd3>
- Merino, C., Ruiz, J. y Nieto, E. (2023). Uso y costes del hidrógeno en transporte. *Revista Digital del Cedex. España*. Disponible en: <https://ingenieriacivil.cedex.es/index.php/ingenieria-civil/article/view/2477>
- Ministerio de Energía de Chile (2023). Curso de Hidrogeno. Gobierno de Chile. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/clase_1_hidrogeno_verde_mujer_-_bibliografia_preguntas_y_respuestas.pdf
- Ministerio de transporte y comunicaciones (2021). Boletín Estadístico 2020-II. Oficina General de Planeamiento y Presupuesto del MTC. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1839085/Bolet%C3%ADn%20Estad%C3%ADstico%202020%20-%20II%20Semestre.pdf>
- Ortiz de Zuñiga (2024) Diseño de una Planta de Hidrógeno Verde mediante Energía Solar y Ósmosis para la Sostenibilidad Energética. Tesis de maestría. Universidad Politécnica de Comillas. España. Disponible: https://repositorio.comillas.edu/jspui/bitstream/11531/86392/2/TFM_OrtizdeZuñiga_Jimena.pdf
- Osinergmin (2024). Boletín estadístico IV Trimestre 2023. Procesamiento, Producción y Transporte de Gas Natural. Osinergmin. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/4595844/Bolet%C3%ADn%20Estad%C3%ADstico%20de%20Gas%20Natural%20-Trimestre%202023-I.pdf?v=1684878061>
- Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética de Chile. (2024) Cadena de Valor Hidrógeno Verde. Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética

de Chile, GIZ GmbH y Ministerio Federal del Clima de Alemania. Disponible en:

<https://4echile.cl/recursos/cadena-de-valor-h2/>

Quispe, Y. (2017). Cadena de Suministros y la calidad de Servicio de la empresa Barret & BUR S.A.C Periodo 2015 al 2016 Nuevo Chimbote. Tesis de Grado de Licenciatura en Administración. Universidad Cesar Vallejo. Disponible en: https://repositorio.ucv.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12692/10212/quispe_ry.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Rodríguez, R. (2022). La cadena de suministro y el rendimiento financiero y sostenible en la industria de México. Tesis doctoral Universidad Politécnica de Cartagena. Colombia. Disponible en: <https://repositorio.upct.es/server/api/core/bitstreams/a532781c-f10f-48c5-95ba-2482d30393f5/content>

Sanguenza, V. (2022) Estudio de la optimización de logística en la producción, almacenamiento y exportación de hidrógeno verde en Chile. Tesis Ingeniero Civil Químico. Universidad de Concepción. Chile. Disponible en: <http://repositorio.udec.cl/jspui/bitstream/11594/10904/1/Sanhueza%20Vasquez%2C%20Blas%20%20Tesis.pdf>

Schorer, R. & Vásquez, R. (2019). Tecnologías del HIDRÓGENO y perspectivas para Chile. Ministerio de Energía de Chile. Disponible en: https://energia.gob.cl/electromovilidad/img/Tecnolog%C3%ADas-del-hidr%C3%B3geno-y-perspectivas-para-Chile_2019.pdf

Sitec (2025). ¿GNV o GLP, cual es el mejor? Web de Sitec. Disponible en : https://sitec.pe/gnv-o-glp-cual-es-el-mejor/?utm_source=chatgpt.com

Tejada (2020). El vehículo de hidrógeno. Materiales nanoporosos para almacenamiento reversible de hidrógeno: Simulaciones de Monte Carlo-Metrópolis de carbones nanoporosos formados por varias capas de grafeno. Tesis doctoral. Universidad de Valladolid. España. Disponible en: <https://uvadoc.uva.es/bitstream/handle/10324/44457/TFG-G4757.pdf;jsessionid=28D4A14E85E1313BFB21D2676D9677C8?sequence=1>

Toyota (2024). ¿Qué autonomía tiene un coche de hidrógeno? Toyota. España. Disponible en:

<https://www.toyota.es/electrificacion/hidrogeno/autonomia-coche-pila-hidrogeno>

Valencia, J. (2023) Transporte de hidrógeno usando infraestructura existente, una apuesta exitosa para la industria energética en Colombia. Tesis Maestría en Regulación Energética. Universidad Externado de Colombia. Disponible en: <https://bdigital.uexternado.edu.co/server/api/core/bitstreams/e502f751-f30e-45e3-9afd-0d42163784aa/content>

VII. ANEXOS

Anexo 1: Propiedades del hidrogeno.

Tabla 2-1. Propiedades del hidrógeno [5]

Propiedad	Valor
Nombre, símbolo, número	Hidrógeno, H, 1
Categoría	No metal
Peso atómico	1.008
Electrones, protones, neutrones	1, 1, 0
Color, olor	Incoloro, inoloro
Toxicidad	No, asfixiante simple
Fase	Gas
Densidad	Gas: 0.089 g l ⁻¹ ; líquido: 0.07 g cm ⁻³
Energía de ionización	13.5989 eV
Ratio de expansión de L a G	1:848 (Condiciones atmosféricas)
Punto de fusión y ebullición	-259.14 °C, -252.87 °C
Poder Calorífico Inferior (PCI)	118.8 MJ kg ⁻¹
Temperatura de la llama adiabática	2107 °C
Límites de explosividad en aire	4 – 75 %
Velocidad de la llama laminar	3.06 m s ⁻¹
Flash point	-253 °C
Temperatura de autoignición	585 °C
Research octane number (RON)	>130

Tabla 2-2. Comparativa del hidrógeno con otros combustibles [5]

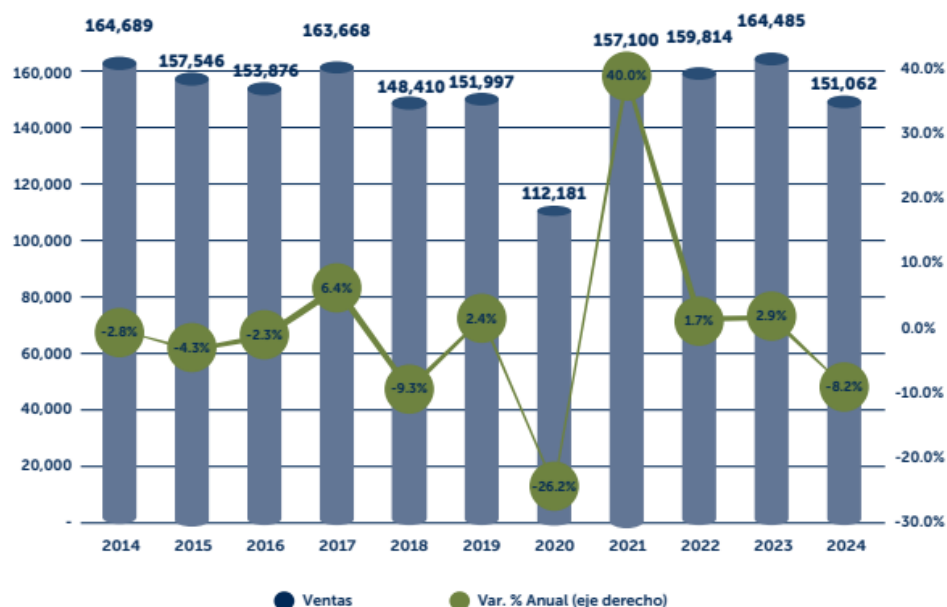
Combustible	Energía por masa (MJ·kg ⁻¹)	Energía por volumen (MJ·l ⁻¹)
Hidrógeno (líquido)	143	10.1
Hidrógeno (comprimido a 700 bar)	143	5.6
Hidrógeno (presión ambiente)	143	0.0107
Metano (presión ambiente)	55.6	0.0378
Gas natural (líquido)	53.6	22.2
Gas natural (comprimido a 250 bar)	53.6	9
Gas natural	53.6	0.0364
Propano LPG	49.6	25.3
Butano LPG	49.1	27.7
Gasolina	46.4	34.2
Biodiesel	42.2	33
Diesel	45.4	34.6

Nota: Información obtenida de Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile.

https://energia.gob.cl/electromovilidad/img/Tecnolog%C3%ADas-del-hidr%C3%B3geno-y-perspectivas-para-Chile_2019.pdf

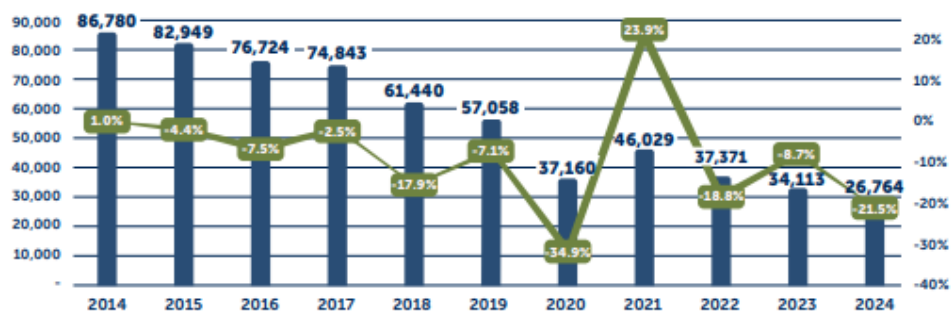
Anexo 2

Venta vehículos livianos 2014-2024



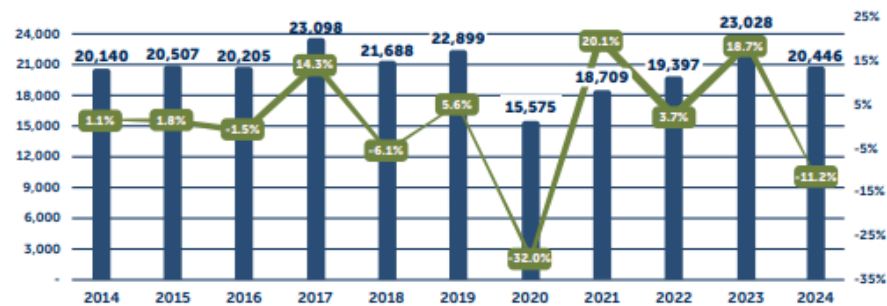
AUTOMÓVILES, SW

A Diciembre de cada año



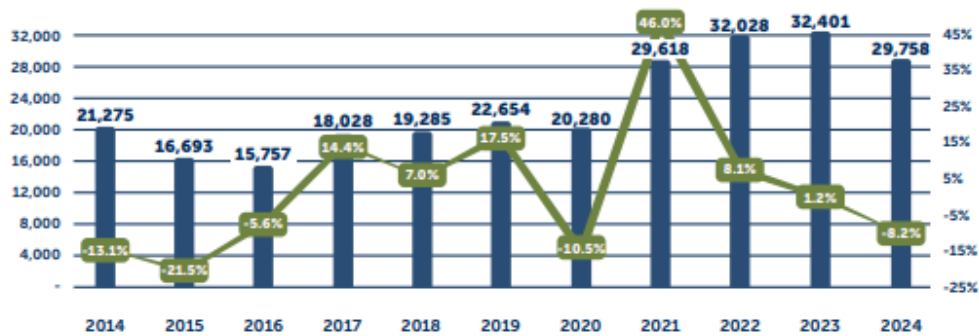
CAMIONETAS

A Diciembre de cada año



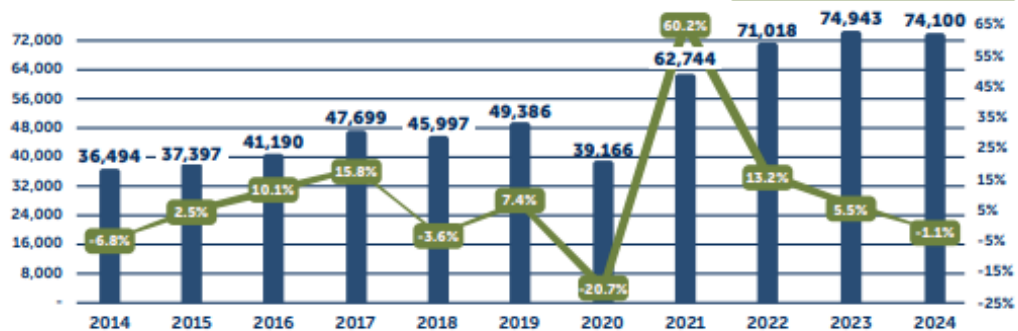
PICK UP, FURGONETAS

A Diciembre de cada año



SUV, TODOTERRENO

A Diciembre de cada año



Nota: Informacion obtenida de SUNARP

Anexo 3

Estimación del Parque Automotor Circulante, según departamento, 2020

DEPARTAMENTO	TOTAL	CLASE DE VEHICULO								REMOL- CADOR	REMOLQUE SEMI-REM.
		AUTOMÓVIL	STATION WAGON	CAMIONETAS			ÓMNIBUS	CAMIÓN			
				PICK UP	RURAL	PANEL					
TOTAL	3 070 704	1 295 519	539 881	334 791	409 156	45 971	98 253	221 891	49 092	76 150	
Amazonas	2 119	245	646	392	326	24	60	282	54	90	
Ancash	38 725	17 231	6 918	4 645	5 883	271	975	2 341	221	240	
Apurímac	3 975	767	1 381	353	679	56	142	564	18	15	
Arequipa	229 266	102 285	25 523	27 878	31 513	2 326	7 232	18 028	5 268	9 213	
Ayacucho	5 686	1 903	945	689	767	62	243	969	53	55	
Cajamarca	30 014	7 901	5 979	5 603	6 076	431	878	2 227	266	653	
Cuzco	91 802	38 069	16 034	11 061	13 569	761	3 438	8 293	427	150	
Huancavelica	1 186	199	379	150	147	21	85	172	29	4	
Huánuco	18 075	7 837	1 916	3 150	2 109	104	497	1 961	138	363	
Ica	27 923	13 979	4 061	3 154	2 558	286	1 049	2 204	330	302	
Junín	76 284	24 900	14 966	9 915	12 052	465	2 405	9 002	978	1 601	
La Libertad	213 166	85 371	27 649	27 678	19 736	1 506	8 681	21 905	5 130	15 510	
Lambayeque	78 677	34 972	9 064	10 470	10 389	1 081	1 680	7 947	661	2 413	
Lima ^{1/}	2 025 227	884 965	382 925	196 133	265 763	32 761	62 549	124 340	33 395	42 396	
Loreto	5 469	1 978	627	924	833	69	323	689	12	14	
Madre de Dios	1 407	378	365	221	207	24	28	168	12	4	
Moquegua	14 535	4 766	3 423	1 846	2 471	387	530	938	104	70	
Pasco	6 790	1 226	1 963	449	815	88	415	1 481	162	191	
Piura	64 836	27 951	8 307	11 638	8 425	464	1 618	5 481	603	349	
Puno	53 692	11 049	10 392	5 654	15 050	3 118	2 879	4 869	345	336	
San Martín	13 957	3 023	1 642	4 519	2 156	84	315	1 882	170	166	
Tacna	53 978	20 143	12 551	5 633	5 793	1 485	1 924	4 792	640	1 017	
Tumbes	3 246	1 154	463	462	535	58	79	430	23	42	
Ucayali	10 669	3 227	1 762	2 174	1 304	39	228	926	53	956	

Nota: Datos estimados en función a vehículos inmatriculados (placas asignadas) que provienen de la Asociación Automotriz del Perú y una tasa de baja vehicular

1/: Incluye a la Provincia Constitucional del Callao

Fuente: MTC - OGPP - Oficina de Estadística

Elaboración: MTC - OGPP - Oficina de Estadística

Nota: Información obtenida de MTC - OGPP - Oficina de Estadística

Anexo 4

Energía generada entre Agosto 2024 a Julio 2025 por la Central SFV Moquegua.

FECHA	TOTAL ENERGIA ACTIVA (MWh)	FECHA	TOTAL ENERGIA ACTIVA (MWh)	FECHA	TOTAL ENERGIA ACTIVA (MWh)
01/08/2024	121,690	01/09/2024	117,583	01/10/2024	152,033
02/08/2024	118,121	02/09/2024	143,503	02/10/2024	159,862
03/08/2024	119,547	03/09/2024	144,218	03/10/2024	129,908
04/08/2024	130,155	04/09/2024	151,116	04/10/2024	148,398
05/08/2024	130,961	05/09/2024	149,887	05/10/2024	140,010
06/08/2024	87,060	06/09/2024	150,692	06/10/2024	141,345
07/08/2024	125,025	07/09/2024	126,544	07/10/2024	135,047
08/08/2024	139,137	08/09/2024	137,120	08/10/2024	100,951
09/08/2024	137,890	09/09/2024	114,490	09/10/2024	100,884
10/08/2024	137,750	10/09/2024	126,634	10/10/2024	117,219
11/08/2024	131,397	11/09/2024	152,145	11/10/2024	150,013
12/08/2024	133,964	12/09/2024	148,694	12/10/2024	159,038
13/08/2024	130,969	13/09/2024	152,229	13/10/2024	160,527
14/08/2024	134,189	14/09/2024	149,484	14/10/2024	161,153
15/08/2024	133,354	15/09/2024	151,175	15/10/2024	163,860
16/08/2024	135,868	16/09/2024	150,486	16/10/2024	164,589
17/08/2024	135,802	17/09/2024	148,560	17/10/2024	167,234
18/08/2024	136,709	18/09/2024	146,784	18/10/2024	169,879
19/08/2024	136,317	19/09/2024	153,667	19/10/2024	168,643
20/08/2024	119,026	20/09/2024	142,997	20/10/2024	168,796
21/08/2024	82,108	21/09/2024	151,516	21/10/2024	164,617
22/08/2024	75,527	22/09/2024	136,860	22/10/2024	163,890
23/08/2024	115,464	23/09/2024	141,128	23/10/2024	166,177
24/08/2024	148,119	24/09/2024	146,573	24/10/2024	167,969
25/08/2024	145,668	25/09/2024	149,827	25/10/2024	126,191
26/08/2024	141,228	26/09/2024	141,899	26/10/2024	116,507
27/08/2024	137,465	27/09/2024	132,643	27/10/2024	157,547
28/08/2024	127,516	28/09/2024	156,086	28/10/2024	163,300
29/08/2024	103,919	29/09/2024	152,015	29/10/2024	163,259
30/08/2024	123,472	30/09/2024	153,147	30/10/2024	165,078
31/08/2024	122,123				

FECHA	TOTAL ENERGIA ACTIVA (MWh)	FECHA	TOTAL ENERGIA ACTIVA (MWh)	FECHA	TOTAL ENERGIA ACTIVA (MWh)
01/11/2024	146,821	01/12/2024	139,901	01/01/2025	121,5925
02/11/2024	162,418	02/12/2024	152,884	02/01/2025	124,586
03/11/2024	160,640	03/12/2024	114,906	03/01/2025	97,10125
04/11/2024	167,488	04/12/2024	132,898	04/01/2025	100,69025
05/11/2024	166,141	05/12/2024	145,056	05/01/2025	127,48925
06/11/2024	150,240	06/12/2024	144,007	06/01/2025	113,0115
07/11/2024	129,160	07/12/2024	138,908	07/01/2025	122,19275
08/11/2024	123,237	08/12/2024	144,117	08/01/2025	115,1295
09/11/2024	142,584	09/12/2024	95,476	09/01/2025	126,79325
10/11/2024	146,502	10/12/2024	142,785	10/01/2025	119,96575
11/11/2024	160,041	11/12/2024	153,300	11/01/2025	160,807
12/11/2024	149,628	12/12/2024	147,541	12/01/2025	163,57725
13/11/2024	161,608	13/12/2024	149,937	13/01/2025	154,4095
14/11/2024	149,041	14/12/2024	154,906	14/01/2025	162,51
15/11/2024	148,247	15/12/2024	157,165	15/01/2025	156,739
16/11/2024	155,722	16/12/2024	149,597	16/01/2025	162,14025
17/11/2024	143,023	17/12/2024	166,098	17/01/2025	158,1395
18/11/2024	137,640	18/12/2024	146,285	18/01/2025	151,1965
19/11/2024	141,403	19/12/2024	154,856	19/01/2025	136,31925
20/11/2024	129,349	20/12/2024	137,342	20/01/2025	114,94525
21/11/2024	115,884	21/12/2024	163,892	21/01/2025	100,921
22/11/2024	129,642	22/12/2024	161,283	22/01/2025	130,635
23/11/2024	126,469	23/12/2024	155,684	23/01/2025	109,64525
24/11/2024	109,092	24/12/2024	158,039	24/01/2025	128,1315
25/11/2024	93,265	25/12/2024	160,352	25/01/2025	115,18325
26/11/2024	107,373	26/12/2024	150,225	26/01/2025	139,15575
27/11/2024	115,770	27/12/2024	141,301	27/01/2025	114,678
28/11/2024	154,139	28/12/2024	164,228	28/01/2025	105,413
29/11/2024	142,854	29/12/2024	143,131	29/01/2025	146,53825
30/11/2024	133,869	30/12/2024	148,319	30/01/2025	150,27075
		31/12/2024	113,204	31/01/2025	135,53675

FECHA	TOTAL ENERGIA ACTIVA (MWh)	FECHA	TOTAL ENERGIA ACTIVA (MWh)	FECHA	TOTAL ENERGIA ACTIVA (MWh)
01/02/2025	159,390	01/03/2025	147,191	01/04/2025	128,296
02/02/2025	158,461	02/03/2025	134,587	02/04/2025	128,327
03/02/2025	154,586	03/03/2025	118,953	03/04/2025	136,108
04/02/2025	147,409	04/03/2025	88,131	04/04/2025	129,864
05/02/2025	159,436	05/03/2025	128,539	05/04/2025	134,987
06/02/2025	154,262	06/03/2025	91,988	06/04/2025	118,916
07/02/2025	149,460	07/03/2025	154,063	07/04/2025	136,576
08/02/2025	142,021	08/03/2025	133,467	08/04/2025	135,905
09/02/2025	132,160	09/03/2025	141,326	09/04/2025	134,702
10/02/2025	78,048	10/03/2025	50,129	10/04/2025	136,470
11/02/2025	49,664	11/03/2025	154,912	11/04/2025	121,723
12/02/2025	120,077	12/03/2025	152,727	12/04/2025	136,431
13/02/2025	94,877	13/03/2025	137,087	13/04/2025	137,375
14/02/2025	88,099	14/03/2025	152,351	14/04/2025	120,379
15/02/2025	141,436	15/03/2025	150,645	15/04/2025	137,469
16/02/2025	88,524	16/03/2025	136,699	16/04/2025	128,705
17/02/2025	79,395	17/03/2025	128,182	17/04/2025	122,506
18/02/2025	86,912	18/03/2025	119,646	18/04/2025	135,021
19/02/2025	128,520	19/03/2025	134,659	19/04/2025	108,168
20/02/2025	150,651	20/03/2025	149,715	20/04/2025	115,770
21/02/2025	163,114	21/03/2025	142,716	21/04/2025	37,941
22/02/2025	156,116	22/03/2025	145,438	22/04/2025	87,267
23/02/2025	159,008	23/03/2025	143,715	23/04/2025	123,139
24/02/2025	156,842	24/03/2025	144,935	24/04/2025	137,725
25/02/2025	150,140	25/03/2025	139,780	25/04/2025	123,007
26/02/2025	155,012	26/03/2025	137,474	26/04/2025	131,265
27/02/2025	118,530	27/03/2025	141,242	27/04/2025	118,427
28/02/2025	137,499	28/03/2025	142,210	28/04/2025	124,167
		29/03/2025	134,923	29/04/2025	127,237
		30/03/2025	122,500	30/04/2025	128,866
		31/03/2025	125,595		

FECHA	TOTAL ENERGIA ACTIVA (MWh)	FECHA	TOTAL ENERGIA ACTIVA (MWh)	FECHA	TOTAL ENERGIA ACTIVA (MWh)
01/05/2025	37,500	01/06/2025	119,525	01/07/2025	108,521
02/05/2025	128,373	02/06/2025	119,574	02/07/2025	119,498
03/05/2025	108,305	03/06/2025	119,353	03/07/2025	117,377
04/05/2025	117,598	04/06/2025	119,987	04/07/2025	115,663
05/05/2025	125,045	05/06/2025	117,020	05/07/2025	116,377
06/05/2025	123,651	06/06/2025	115,624	06/07/2025	120,167
07/05/2025	127,228	07/06/2025	112,248	07/07/2025	121,341
08/05/2025	125,676	08/06/2025	120,107	08/07/2025	119,584
09/05/2025	128,068	09/06/2025	112,595	09/07/2025	122,895
10/05/2025	127,427	10/06/2025	104,057	10/07/2025	116,816
11/05/2025	125,400	11/06/2025	87,813	11/07/2025	123,817
12/05/2025	126,537	12/06/2025	114,231	12/07/2025	121,447
13/05/2025	98,069	13/06/2025	51,154	13/07/2025	117,993
14/05/2025	98,122	14/06/2025	60,115	14/07/2025	123,104
15/05/2025	123,870	15/06/2025	109,807	15/07/2025	123,012
16/05/2025	120,543	16/06/2025	81,942	16/07/2025	100,009
17/05/2025	122,764	17/06/2025	79,140	17/07/2025	123,468
18/05/2025	117,950	18/06/2025	80,576	18/07/2025	104,854
19/05/2025	124,568	19/06/2025	116,539	19/07/2025	122,478
20/05/2025	117,854	20/06/2025	116,185	20/07/2025	124,129
21/05/2025	117,730	21/06/2025	109,513	21/07/2025	126,110
22/05/2025	121,424	22/06/2025	91,849	22/07/2025	126,588
23/05/2025	121,636	23/06/2025	82,243	23/07/2025	125,529
24/05/2025	122,603	24/06/2025	119,078	24/07/2025	125,604
25/05/2025	88,252	25/06/2025	66,075	25/07/2025	126,000
26/05/2025	87,279	26/06/2025	113,711	26/07/2025	121,293
27/05/2025	102,534	27/06/2025	93,556	27/07/2025	124,938
28/05/2025	124,652	28/06/2025	63,406	28/07/2025	118,148
29/05/2025	124,347	29/06/2025	100,843	29/07/2025	96,672
30/05/2025	124,515	30/06/2025	119,780	30/07/2025	126,444
31/05/2025	123,103			31/07/2025	109,646

Nota: Informacion obtenida de COES SINAC.

Anexo 5

Especificaciones técnicas del vehículo Hyundai Nexu.

Característica	Especificación Técnica
Tipo de vehículo	SUV – Vehículo eléctrico con celda de combustible (FCEV)
Motorización eléctrica	Motor síncrono de imanes permanentes
Potencia máxima	113 kW (154 HP)
Par máximo	395 Nm
Tracción	Delantera (FWD)
Velocidad máxima	177 km/h
Capacidad del sistema de almacenamiento de H ₂	6,33 kg (equivalente a 156,6 L a 700 bar)
Presión de almacenamiento del H ₂	700 bar
Consumo promedio de H ₂	0,84 kg/100 km
Autonomía estimada (WLTP)	609 km (versión con llantas 17")
Tiempo de recarga de hidrógeno	5 minutos aprox.
Peso del vehículo	1 889 kg
Dimensiones (L × A × H)	4 670 mm × 1 860 mm × 1 630 mm
Distancia entre ejes	2 790 mm
Emisiones directas	0 g CO ₂ /km (solo vapor de agua)
Sistema de pila de combustible	PEM (membrana de intercambio de protones)
Potencia neta de la pila	95 kW
Capacidad de batería auxiliar (Li-ion)	1,56 kWh
Tipo de transmisión	Automática de una sola relación
Rendimiento energético equivalente	≈ 67 MPGe (millas por galón equivalente)



Nota: Información obtenida de Empresa Hyundai Motor Corp. (2024)

Anexo 6

Especificaciones técnicas de Electrolizador alcalino de 5 MW

Parámetro	Valor típico / rango	Detalle
Potencia eléctrica conectada (AC)	5 000 kW (5 MW)	Punto de conexión típico; incluye transformador y rectificación DC. (greenhydrogensystems.com)
Consumo eléctrico del stack (DC)	$\approx 4,0 - 5,0 \text{ kWh} / \text{Nm}^3 \text{ H}_2$ ($\approx 45 - 55 \text{ kWh} / \text{kg H}_2$, en base LHV)	Valor de referencia para AWE industriales; convierte a kWh/kg usando $1 \text{ kg} \approx 11,126 \text{ Nm}^3$. (ucpcdn.thyssenkrupp.com)
Producción de H_2 (nominal)	$\approx 1\,100 - 1\,300 \text{ Nm}^3/\text{h} \approx 100 - 115 \text{ kg/h} \approx 2.4 - 2.8 \text{ t/día}$ (a 5 MW)	Depende del consumo kWh/Nm ³ adoptado: $5\,000 \text{ kW} \div (4.3 \text{ kWh/Nm}^3) \approx 1\,163 \text{ Nm}^3/\text{h} \rightarrow \approx 104.5 \text{ kg/h}$. (ucpcdn.thyssenkrupp.com)
Presión de salida del electrolizador	1 bar (atm) hasta 20–30 bar (para stacks presurizados)	Algunos módulos presurizados comerciales ofrecen operación hasta ~30 bar, reduciendo la necesidad de compresión posterior. (hydrogen.johncockerill.com)
Pureza del hidrógeno	> 99.9 – 99.99 % (seco)	Adecuado para la mayoría de aplicaciones; para movilidad puede requerirse PSA o secado adicional. (ucpcdn.thyssenkrupp.com)
Consumo de agua (desionizada)	< 1.0 L / Nm ³ $\text{H}_2 \approx \sim 9 \text{ L} / \text{kg H}_2$	Agua de alimentación purificada; debe considerarse tratamiento y make-up. (ucpcdn.thyssenkrupp.com)
Rango de operación	10–100 % (depende del diseño); algunos fabricantes garantizan 10 % mínimo	Permite operación flexible ante variaciones de renovables. (ucpcdn.thyssenkrupp.com)
Eficiencia típica (electrolizador)	$\approx 60 - 75 \%$ (LHV basis) $\rightarrow$ equiv. a $\sim 45 - 55 \text{ kWh/kg}$	Depende de la célula, corriente, temperatura y presión. (Electric Hydrogen)
Auxiliares (OPEX eléctrico adicional)	$\approx 5 - 10 \%$ de la potencia del stack (bombas, rectificadores, control, calefacción, enfriamiento)	Añadir al cálculo de energía total (kWh/kg). (greenhydrogensystems.com)
Temperatura de operación	$\sim 60 - 90 \text{ °C}$ (varía por diseño)	Influye en eficiencia y degradación del stack. (greenhydrogensystems.com)
Refrigeración	Agua de enfriamiento o sistema aire/agua; caudal según diseño (m ³ /h)	Dimensionar circuito de refrigeración en balance térmico. (greenhydrogensystems.com)
Tiempo de arranque / parada	minutos a horas (depende de la integración y temperatura)	Los sistemas modernos permiten rampas rápidas, pero la electrónica y stack pueden requerir procedimientos. (greenhydrogensystems.com)
Vida útil de stacks	$\geq 40\,000 - 80\,000 \text{ h}$	Reemplazo parcial previsto; garantía y mantenimiento del OEM. (Cummins Inc.)
Huella / área estimada	100 – 600 m ² (site footprint, depende de skid/containers, compresores y tanques)	Variable: módulos contenerizadas ocupan menos huella; incluye área de balance-of-plant. (greenhydrogensystems.com)

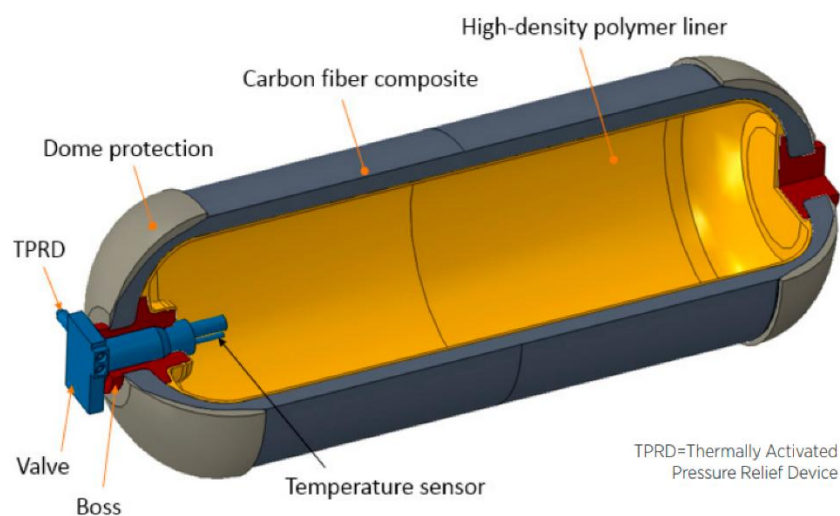
Nota: Información obtenida de

https://hydrogen.johncockerill.com/en/products/electrolysers/?utm_source=chatgpt.com

Anexo 7

Estructura de un tanque de hidrógeno a 700 bar se denomina Tipo IV (Composite Pressure Vessel) según la clasificación internacional ISO 11119 / SAE J2579:

Tipo de tanque	Material del liner (interior)	Refuerzo exterior	Presión típica	Aplicación
I	Acero	—	200–300 bar	Industrial
II	Acero	Fibra de vidrio	300–400 bar	Flotas antiguas
III	Aluminio	Fibra de carbono	350–700 bar	Buses, algunos prototipos
IV	Polímero (HDPE o PA)	Fibra de carbono + fibra de vidrio en matriz epoxi	700 bar	Autos modernos (Mirai, Nexo)



Nota: Información obtenida de Norma ISO 11119 / SAE J2579

Anexo 8

Especificaciones técnicas de sistema de almacenamiento de hidrógeno a 700 bar

Ítem / Componente	Descripción técnica	Valor típico / Rango	Referencia técnica
Configuración general	Sistema modular de 4 skids (bancos de cilindros tipo IV en bastidores de acero) con válvulas automáticas y manifold común.	4 bancos en cascada (baja, media, alta, muy alta presión)	ISO 19880-3, Linde, Nel H ₂
Capacidad total de almacenamiento	Masa total de hidrógeno almacenado a 700 bar (considerando compresibilidad y temperatura).	120–200 kg H ₂ (según volumen total 6–10 m ³ @ 700 bar)	Nel Hydrogen H2Station®, 2022
Presiones nominales	Rango de operación del sistema de cascada.	450 / 650 / 875 bar (low / mid / high / buffer)	SAE J2601, ISO 19880-1
Presión máxima de diseño (MAWP)	Límite máximo de presión permisible por el código de diseño.	875 bar (87.5 MPa)	ISO 11119-3, ASME Section VIII Div. 3
Temperatura de operación	Rango térmico en servicio.	–40 °C a +85 °C	ISO 19880-3
Tipo de tanque	Cilindros compuestos tipo IV (liner de polímero, refuerzo fibra de carbono/epoxi).	Tipo IV (liner PA o PE + fibra de carbono + resina epoxi)	Hexagon Purus, Luxfer
Volumen geométrico total (4 skids)	Capacidad interna combinada de los cilindros.	6–10 m ³ totales (1.5–2.5 m ³ por skid)	Linde Engineering HRS
Cantidad de cilindros por skid	Según configuración (paralelo o serie).	6–12 cilindros por skid	Nel Hydrogen
Volumen por cilindro	Capacidad unitaria.	150–300 L	Hexagon Purus, CPV
Diámetro × largo (cilindro)	Dimensiones típicas.	350–400 mm × 2,200–2,400 mm	ISO 11119-3
Material del bastidor (skid frame)	Estructura de soporte.	Acero estructural ASTM A36 o inoxidable 304 con recubrimiento anticorrosivo	Linde / PDC Machines
Sistema de conexión	Válvulas automáticas, manifold en acero inoxidable y sensores de presión PT100.	Conexiones Swagelok / Parker ¼"–½"	ISO 19880-3, ASME B31.3
Sistema de seguridad	Válvulas de alivio, rupture disks, sensores H ₂ , drenaje.	Activación a 1.1 × Pmax (≈960 bar)	ISO 19880-1, NFPA-2
Instrumentación	Transmisores de presión (0–1000 bar), RTD, PLC control.	4–20 mA, ±0.25 % FS	Linde / Siemens
Peso total (4 skids)	Incluye bastidor y cilindros cargados.	8,000–12,000 kg	Nel H ₂ / Hexagon Purus
Espacio requerido	Huella en planta.	25–40 m ² (4 × 2.5 m × 4 m aprox.)	DOE H2A Station Model
Ubicación	Área ventilada y protegida, con detección H ₂ y exclusión de ignición.	Exterior, cubierta abierta (mín. 3 m de radio libre)	ISO 19880-1, NFPA-2
Vida útil de los cilindros	Ciclos o años de operación.	10,000 ciclos / 15–20 años	ISO 11119-3
Mantenimiento	Inspección visual anual; prueba hidrostática cada 5 años.	Conforme ISO / fabricante	Linde, Air Liquide
Certificación	Normas de seguridad y presión.	ISO 11119-3, TPED / DOT / ASME	-

Nota: Información obtenida de Norma ISO 11119 / SAE J2579

Anexo 9

Fuentes normativas y técnicas de sistema de almacenamiento de hidrógeno a 700 bar

Referencia	Organismo / Año	Contenido relevante
ISO 19880-3:2023 — <i>Gaseous hydrogen — Fueling stations — Part 3: Hydrogen storage systems</i>	International Organization for Standardization (ISO)	Define la configuración modular de almacenamiento, presión de diseño (hasta 875 bar) y arquitectura en cascada con múltiples bancos para llenado eficiente.
ISO 19880-1:2020 — <i>General requirements for gaseous hydrogen fueling stations</i>	ISO	Establece criterios de seguridad, límites térmicos, y funcionamiento del sistema de almacenamiento—dispensado.
SAE J2601:2021 — <i>Fueling protocols for light duty gaseous hydrogen surface vehicles</i>	SAE International	Especifica la lógica de llenado con bancos de baja, media y alta presión, y la necesidad de un banco “buffer” para mantener flujo continuo.
NFPA 2:2023 — <i>Hydrogen Technologies Code</i>	National Fire Protection Association (EE. UU.)	Normas de seguridad para instalación, distancias y ventilación de sistemas presurizados de H ₂ .
ASME Section VIII Div. 3 – High Pressure Vessel Design Code	ASME (American Society of Mechanical Engineers)	Criterios de diseño estructural para tanques de hasta 1000 bar.
DOE Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office. (2023). Hydrogen Infrastructure Technical Targets.	U.S. Department of Energy (DOE)	Parámetros típicos de estaciones urbanas (300–500 kg/día), configuración modular 3–4 skids a 700 bar.

Nota: Información obtenida de Norma ISO 11119 / SAE J2579

Anexo 10

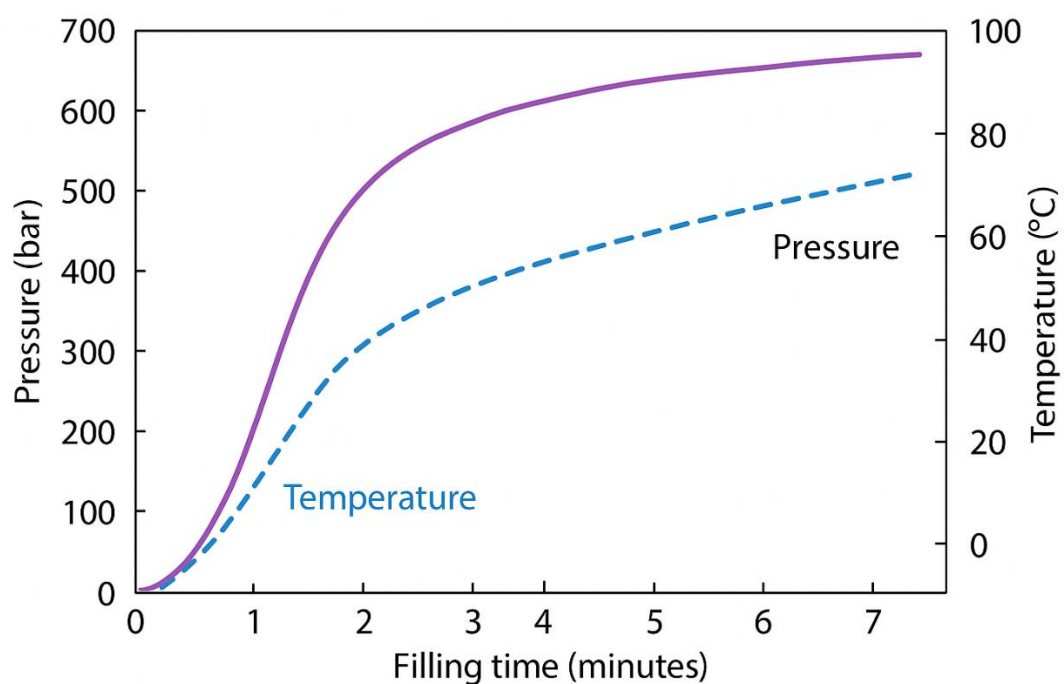
Especificaciones técnicas típicas para un tube trailer ~300 kg H₂

Parámetro	Valor típico / rango	Comentarios
Capacidad de hidrógeno transportado	~ 250-350 kg H ₂ (~300 kg)	Valor común en trailers grandes de gas comprimido. (innovatek.com)
Presión de diseño / trabajo	~ 200-250 bar (~2 600–3 600 psi)	Según normas antiguas para transporte gaseoso. (www1.eere.energy.gov)
Tubos / cilindros montados	8-12 cilindros de alta presión (o más)	Dependiendo configuración del trailer.
Longitud / dimensiones del trailer	Longitudes típicas ~36 ft (~11 m) para 9 tubos a ~175 bar en ejemplo. (cmwelding.com)	Tamaño variará con cantidad de tubos.
Material de cilindros / tubos	Acero alta presión (Tipo I) o compuestos (Tipo II/III/IV)	Los de ~300 kg suelen acero; los de mayor capacidad usan materiales compuestos. (Elecseed)
Peso sin carga del trailer (tara)	Varia según configuración; puede ser decenas de toneladas	Balance entre peso de tubo + estructura + tractor.
Normas de diseño / certificación	ASME, DOT (USA), ISO (Internacional)	Ejemplo: tubos conforme a ISO 11120. (cmwelding.com)
Seguridad y sistemas auxiliares	Detectores de H ₂ , válvulas de alivio, monitoreo de presión y temperatura	Esencial en transporte de hidrógeno.
Uso típico	Distribución en ruta, entrega a estaciones de servicio, abastecimiento industrial	

Nota: Información obtenida de Norma ISO 11119 / SAE J2579

Anexo 11

Detalles de la curva de llenado de tanque de almacenamiento de hidrogeno



Pressure and temperature profile during hydrogen refueling of a 700 bar tank

Nota: Informacion obtenida de SAE International (Society of Automotive Engineers).
SAE J2601:2021

Anexo 12

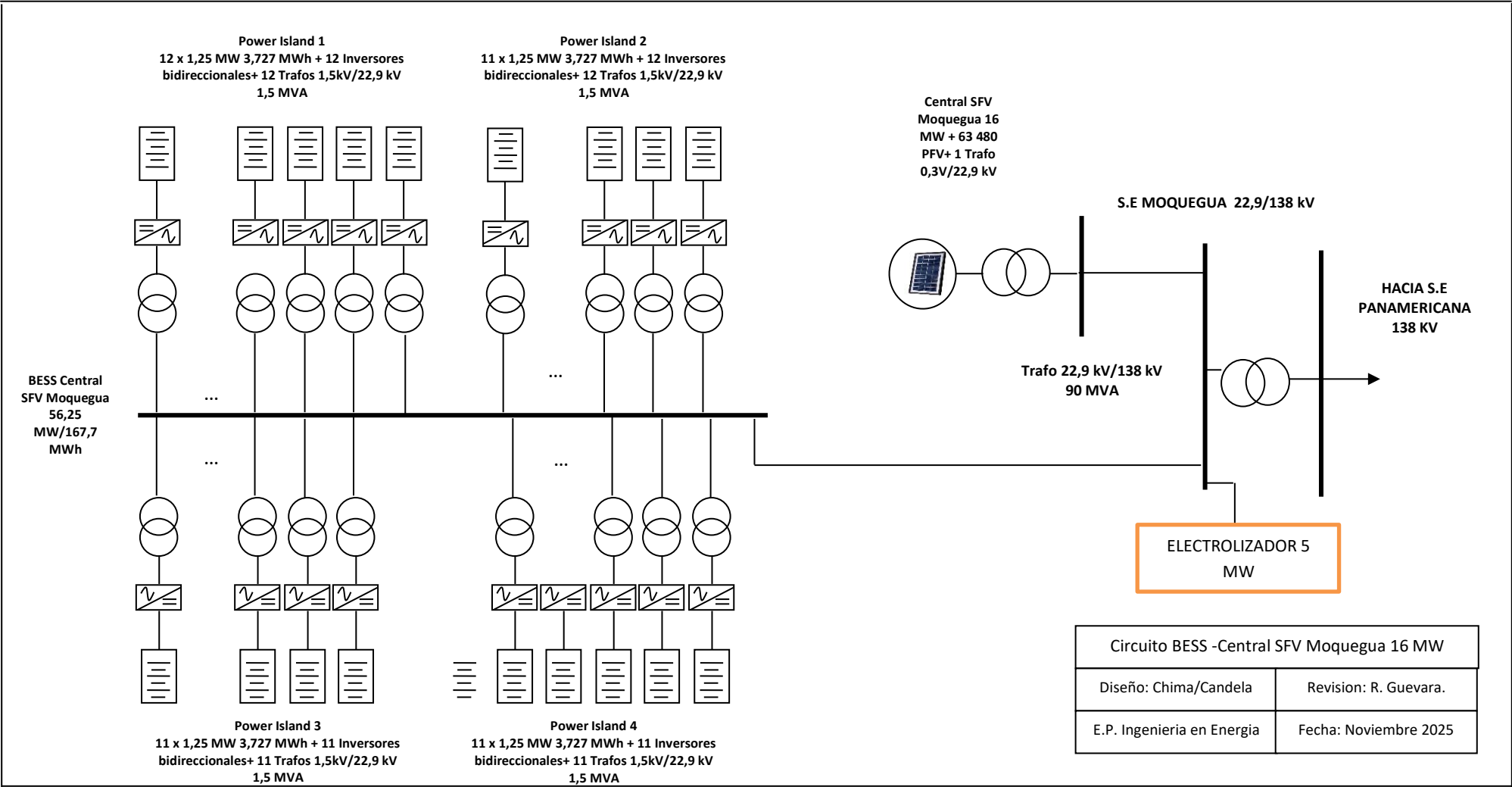
Mapa de la ciudad de Lima



Nota: Informacion obtenida de Google Maps.

Anexo 13

Distribucion de la planta con sistema BESS y Central SFV de Moquegua 16 MW



Nota: Elaboracion propia.