

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS AMÉRICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

BACHILLERATO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA RESIDUAL DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN FORMA DE HIDRÓGENO**

RICARDO ALONSO MORALES NÚÑEZ

SAN JOSÉ, COSTA RICA, JULIO, 2023

CONTENIDO

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	7
Planteamiento del problema	7
Justificación	7
Objetivos de la investigación	8
Objetivo General	8
Objetivos Específicos	8
Limitaciones	9
Resumen	9
Antecedentes	10
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	16
Energía eléctrica	16
Ley de Ohm.....	17
Efecto voltaico.....	17
Conectores y cables	19
Hidrógeno, generación y propiedades	19
Electrólisis	20
Almacenamiento del hidrógeno.....	22
Fragilización.....	26
Radiación e irradiancia.....	26
Célula Fotovoltaica	29
PVGIS.....	34
Horas Solares Pico.....	34
Conexiones serie y paralelo de los paneles	34
Inversores	36
Acumuladores químicos.....	37
Tarifas eléctricas.....	38
Generación distribuida	39
Pilas de combustible	40
Rendimiento de una pila de combustible	44
Pila de combustible de membrana polimérica.....	45
Hidrógenos gris, verde y azul	46

Litio	47
Plomo	50
NEC, CSA y EC-79	52
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO	53
Diseño teórico	56
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS	59
Caso de estudio	59
Diseño aplicable	60
Inversor conectado a la carga	61
Pila de combustible y almacenamiento	61
Electrolizador	62
Alimentación de los Electrolizadores	65
Acumulador	66
Paneles solares	66
Demanda de potencia	67
Discusión de resultados	68
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71
Conclusiones	71
Recomendaciones	74
REFERENCIAS	76
ANEXOS	80
Anexo 1. Diagrama unifilar	80
Anexo2. Fichas técnicas	81
Anexo 3. Precios	95
Anexo 4. Factores para memorias de cálculo	98
Anexo 5. Factores medioambientales	101
Anexo 6. Facturas eléctricas	104

Figuras

Figura 1. Constitución de semiconductores	18
Figura 2. Tabla de obtención de hidrógenos	20
Figura 3. Esquema de Funcionamiento y reacciones de diferentes tipos de electrolizadores	22
Figura 4. Tecnologías de almacenamiento de Hidrógeno	24
Figura 5. Consumo energético en los procesos de compresión y licuefacción del hidrógeno	25
Figura 6. Tipos de radiación sobre una superficie.....	27
Figura 7. Radiación solar global incidente en un día despejado y en su día nublado	27
Figura 8. Tipos de células fotovoltaicas	29
Figura 9. Célula fotovoltaica policristalina	31
Figura 10. Proceso de elaboración de células solares	32
Figura 11. Tejado con papel solar amorfo.....	33
Figura 12. Conexión serie y paralelo de paneles solares.....	36
Figura 13. Consulta de tarifas eléctricas	39
Figura 14. Instalación solar fotovoltaica	40
Figura 15. Pila de combustible	41
Figura 16. Ejemplos de pilas de combustible.....	43
Figura 17. Tipos de pilas de combustible.....	44
Figura 18. Esferas termodinámicas de generadores eléctricos.....	44
Figura 19. Ciclo del uso del hidrógeno	47
Figura 20. Campos de litio en el salar de Atacama, Chile	48
Figura 21. Diagrama de flujo de modelo inicial.....	56
Figura 22. Diseño aplicable de flujo de energía y producción de hidrógeno	61

Tablas

Tabla 1. Operacionalización de variables.....	54
Tabla 2. Facturación por mes	59

NOMENCLATURA

- CDMX. Ciudad de México
- EE. UU. Estados Unidos
- GD. Generación distribuida
- NEC. Código Eléctrico Nacional basado de la NFPA
- CSA. Canadian Standards Association
- EC-79. Normativa Europea para fabricación de equipo compatible con hidrógeno
- AGM. Tipo de batería de plomo similar a la batería de gel
- ARESEP. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
- CNFL. Compañía Nacional de Fuerza y Luz
- PVGIS. Photovoltaic Geographical Information System
- PVMAPS. Software del PVGIS
- HSP. Horas solares pico
- MINAE. Ministerio de Ambiente y Energía
- PVC. Polímero plástico usado principalmente en tuberías
- AR-NT-POASEN. Norma técnica de generación distribuida
- AY-NT-SUCOM. Norma técnica de generación distribuida
- Tipo N (semiconductor). Semiconductor con un electrón más
- Tipo P (semiconductor). Semiconductor con un electrón menos
- V. Tensión eléctrica
- I. Corriente eléctrica
- R. Resistencia eléctrica
- e^- . Electrón
- CC y CA. Corriente continua y corriente alterna
- H_2O (H_2O). Agua
- H_2 (H_2). Hidrógeno
- O_2 (O_2). Oxígeno
- CO_2 . Dióxido de carbono
- slpm. Standard litre per minute (1 litro por minuto, a 1atm y 273,15°K)
- KOH. Hidróxido de potasio alcalino
- AEC. Electrolizador alcalino

- PEM. Electrolizador de membrana de intercambio de protones
- SOEC. Electrolizador de estado sólido o de alta temperatura
- AEM. PEM. Electrolizador de membrana de intercambio de aniones
- AFC. Pila de combustible basada en un electrolito líquido alcalino
- PAFC. Pila de combustible basada en ácido fosfórico como electrolito
- MCFC. Pila de combustible de carbonatos fundidos
- SOFC. Pila de combustible basada en óxidos sólidos cerámicos
- PEMFC. Pila de combustible de membrana polimérica, mencionada también como PEM
- Vcell. Voltaje necesario para electrólisis
- Bar. Medida de presión
- PCI. Poder calorífico inferior
- V_{TM} , I_{TM} . Tensión y corriente de un módulo fotovoltaico respectivamente
- V_{TS} , I_{TS} . Tensión y corriente de la suma de módulos fotovoltaicos respectivamente
- AWG. Clasificación de calibres de cables

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

Planteamiento del problema

¿Qué tan rentable y ecoamigable sería proponer un sistema distinto a los actualmente utilizados para el almacenamiento de energía residual producida por generadores fotovoltaicos utilizando la producción de hidrógeno como combustible?

Justificación

Actualmente, el avance tecnológico en sistemas de generación de energía eléctrica ha permitido encontrar maneras eficientes de aprovechar la energía solar, energía que es abundante pero que, por su condición, no se mantiene a lo largo del día ni del año. Es por esto por lo que, durante los momentos de generación máxima, se ha buscado la forma más eficaz y económica de almacenar este recurso energético. Así, se ha conseguido almacenarlo de manera química en baterías de distintos compuestos o se ha devuelto a la red eléctrica para reducir en un porcentaje la factura mensual.

No obstante, es necesario tomar en cuenta la pregunta de este planteamiento: si se concluye que el sistema de almacenamiento de hidrógeno es ecoamigable y si se logra almacenar suficiente combustible como para mantener un hogar o parte de una industria funcionando durante largos periodos, es posible tener una solución al almacenamiento energético que procure un futuro mejor para el planeta, además de un mecanismo que ahorre dinero en la facturación eléctrica. Ya existen tecnologías para la creación de energía eléctrica a base de hidrógeno, las cuales se están usando para la movilidad automotriz. Además, con el uso de inversores es posible tomar esa corriente directa y aplicarla a nuestras necesidades.

En los mecanismos actuales de tratamiento de la energía residual de la energía acumulada por los sistemas fotovoltaicos se tienen los siguientes detalles: en el caso del almacenamiento en bancos de baterías se sabe que dichas baterías tienen un efecto perjudicial para el ecosistema. El litio es un recurso agotable y contaminante, y el plomo no posee las capacidades de almacenamiento del litio por lo que su uso está quedando obsoleto en gran medida.

En el caso de subir la energía a la red se evidencia el hecho de que la compañía reintegra solo un porcentaje de lo generado; esto añadido a que, en tiempo de no producción eléctrica, se depende de la red para abastecer las necesidades. La producción de hidrógeno podría ser una opción viable para sustituir el sistema de almacenamiento en batería, esto debido a que el concepto se basa en la electrólisis y compresión del gas. Hay barreras por tratar en la pérdida de eficiencia como lo es comprimir, y pérdidas relacionadas con la tecnología misma. El propósito consiste en establecer si esas mermas son significativas para establecer el sistema como algo viable, y su costo aproximado de diseñar e implementar un sistema como el descrito.

Otro punto importante es describir la vida útil de todo el sistema. En esta medida, es necesario determinar el desgaste en componentes como el compresor, fatiga mecánica en tanques, vida útil de los paneles, e incluso partes que aún no son contempladas en esta idea que se verán a lo largo del estudio. Sin embargo, extendiendo la idea en términos ambientales, si este proyecto logra mitigar el uso de litio, plomo, níquel, etc. para la elaboración de baterías y su desecho a largo plazo (aún si su rentabilidad es baja), podría tener consideraciones importantes para su desarrollo dado el camino que se debe tomar con respecto al cuidado del planeta.

Objetivos de la investigación

Objetivo General

Analizar la factibilidad económica y ecológica de utilizar hidrógeno como fuente de almacenamiento para la energía residual de los sistemas fotovoltaicos.

Objetivos Específicos

1. Diseñar un sistema de generación de hidrógeno basado en el uso de la energía residual de un sistema fotovoltaico.
2. Establecer vida útil y alcances del proyecto.
3. Comparar eficiencia energética y costo de implementación respecto a sistemas de almacenamiento en baterías y subida a la red.

4. Investigar el impacto ecológico que conlleva la producción y almacenamiento de hidrógeno en comparación con las baterías de litio y plomo.
5. Calcular la tasa de recuperación para ver factibilidad económica del proyecto.

Limitaciones

El caso de este diseño será llevado nada más a los cálculos sin una implementación práctica dado el coste de las tecnologías. Así, debido al tipo de tecnología que se desea de investigar, cabe la posibilidad de que no haya en el país distribuidores del equipo considerado para el presente diseño, por lo que parte de análisis de factibilidad económica puede verse involucrado en un cambio de divisas y cálculos de importación desde el extranjero.

Otra posible limitación podría ser la amenaza de mantener bajo altas presiones un gas almacenado en edificios que no fueron diseñados para su cometido como edificios administrativos o casas de habitación. Normalmente se trabaja el hidrógeno en construcciones o plantas específicas para dicho fin dado que en altas concentraciones es volátil.

Resumen

En 1847 el químico escocés James Young observó que del techo de una mina de carbón en Derbyshire se filtraba un aceite negro. Young empezó a experimentar con el aceite y logró producir un combustible más ligero para lámparas y uno más denso para lubricar máquinas, a este proceso se le conoce como destilación. Una vez se acabó, pensó en crearlo de manera artificial y creó lo que se conoce hoy como queroseno a base del crudo que encontró en África. Después, el crudo sería conocido como petróleo, cuyo nombre proviene del latín “piedra” y “aceite” o bien, “aceite de roca”. Se ha utilizado este preciado recurso para mover la economía mundial y gran parte del desarrollo de la humanidad ¿Pero a qué costo?

En 1917 el inventor Alexander Graham Bell denominó “Efecto Invernadero” al cambio climático que está siendo creado en el mundo. Gran parte de esto es el resultado del uso de los combustibles obtenidos al destilar dicho crudo. A esta problemática se le han buscado combustibles alternativos que permitan detener o mitigar al máximo el daño al planeta, siendo el

hidrógeno un combustible que se puede fabricar de manera artificial y utilizar al momento necesario sin residuos contaminantes.

Este documento pretende esclarecer la factibilidad de utilizar el hidrógeno como fuente de almacenamiento de energía residual de los sistemas fotovoltaicos comparando dicha tecnología con diseños ya probados y comunes en las técnicas de generación distribuida actuales, las cuales son subidas a la red y almacenamiento en baterías. El enfoque, además de ser financiero, tiene también un énfasis ecológico al que se le dará un mayor grado de importancia.

En caso de no ser factible financieramente pero sí ecológicamente, es un diseño de gran consideración ya que conforme se ha avanzado como sociedad, tecnologías que parecían contener un grado de factibilidad baja y alto costo hace quince años, hoy pueden ser elementos tan comunes para la vida diaria como lo es un *smartphone*. Conforme se avance en el uso de energías limpias, estas mejoras se irán presentando de manera natural pudiendo llevar estas tecnologías a un futuro más verde.

Antecedentes

Como un primer antecedente, resulta óptimo mencionar la tesis doctoral de Pino Lucena (2010) la cual hace alusión a un enfoque de almacenamiento de energía eléctrica producida en parques eólicos. Su título es *Análisis de sistemas integrados de producción de hidrógeno a partir de energía eólica. Aportaciones al modelado dinámico de sistemas* y detalla aspectos de la generación de electricidad a partir de la energía eólica y formas de almacenarla. Asimismo, especifica modelos de obtención de hidrógeno que, en este caso, como en el descrito en dicha tesis, es por medio de electrolisis, a la vez que realiza énfasis en materiales utilizables, costos de equipo, que por el año de publicación de la tesis deben ser actualizados, y eficiencias termodinámicas del modelo propuesto. Para efectos del diseño a una escala menor como sería el de una casa u oficina, los datos de producción de hidrógeno, almacenamiento y posterior utilización son los elementos claves por estudiar para tener una guía de la factibilidad de las distintas técnicas que se podrán emplear.

En términos de un segundo antecedente, la autora Cancina Silva (2021), en su investigación titulada *Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile*, presenta modelos de producción de hidrógeno y compresión a escalas comerciales donde,

inclusive, se presentan dos ciclos de licuefacción para el hidrógeno: *Claude* y *Linde-Hampson*, métodos de compresión y envases para su almacenamiento de forma líquida y gaseosa, en ese orden. A su vez, brinda explicaciones de métodos de electrolisis utilizables como lo son tecnologías alcalinas y PEM (electrolito de polímero), donde esta última indica ser la más utilizada al tener capacidad de trabajar bajo variaciones de potencia, que en el presente caso de generación bajo energía solar posee fluctuaciones tanto de consumo como de producción. Además, detalla que se evidencia la condición de que hay mayor carga energética en la productividad de hidrógeno con el método PEM que con el alcalino y, por tanto, menor eficiencia y costos más elevados.

De la misma forma, se obtienen detalles importantes como el hecho de necesitar agua desmineralizada para generar hidrógeno. Este factor asocia un costo extra tanto en producción como en mantenimiento al tener que incluir equipo que practique ósmosis inversa al diseño, así, se presenta una guía respecto a los mecanismos de almacenamiento. Expone opciones distintas tanto de envasarlo como un gas a presión o un líquido en estado criogénico cercano a los 20°K, especifica detalles técnicos refiriendo a dichos envases como los materiales de lo que deben estar fabricados, los sitios donde deben estar ubicados y temas de fatiga que representarán un coste de mantenimiento en caso de necesitar remplazo en periodos más cortos que la vida útil del sistema en sí.

Desde un tercer antecedente, sobre sale la investigación de Villegas y Alcívar (2020) titulada *Diseño de un sistema fotovoltaico para la escuela de educación básica Simón Bolívar de la comunidad Masa 2, Golfo de Guayaquil*. En esta, los autores diseñan un sistema fotovoltaico aislado de la red en una zona con carencia de dicho servicio básico; este diseño se orienta hacia la alimentación eléctrica de una escuela y dotar de iluminación a los estudiantes, así como brindar herramientas que les permitan aprender con tecnologías de computación que requieren electricidad para su correcto funcionamiento. Mediante el cálculo de carga y demanda necesarias se hacen los cálculos del generador solar, acumulador e inversor, asimismo, estos son útiles para dar guía a aquellos cálculos que se pueden usar en el ejemplo del diseño del proyecto de trabajo con hidrógeno. Al ejemplificar un modelo que utiliza baterías como método de almacenamiento, e implementando ese modelo con baterías, es posible aplicar el mismo método empleado o similar para obtener un ejemplo de acumulación con baterías para el proyecto en cuestión, y a partir de ahí, realizar comparaciones y obtener resultados cuantificables con respecto al hidrógeno.

En un cuarto antecedente teórico, resalta el enfoque realizado por Rivera Vargas (2016) en su texto *El Hidrógeno como fuente alterna de energía*. El tema trabajado en este documento es la obtención del hidrógeno y su impacto en comparación con la dependencia a los hidrocarburos como principal fuente energética directa o indirecta. Indica información relevante al análisis de la presente investigación al demostrar con tablas el consumo aproximado de una ciudad como lo es CDMX que utiliza hidrocarburos en el 91 % de su producción total y al mismo tiempo establece el impacto ecológico que esto implica.

En consonancia con la presente propuesta, el diseño plantea un sistema de GD donde, en casos como los de CDMX cuya producción eléctrica necesita tanto de estos recursos, podría ser una solución alternativa para evitar la dependencia a los hidrocarburos. Una proyección de una cantidad de GD en el modelo de producción eléctrica de CDMX daría una idea del impacto ambiental que una tecnología como la planteada podría cambiar el panorama de ciudades dependientes de dichas fuentes de energía.

De la misma manera, Martínez (2013) en su investigación titulada *Implementación de paneles solares en casa habitación* realiza una propuesta para equipos de generaciones anteriores, la cual tiene consideraciones de factores de seguridad a dimensionar. A su vez, existen cuidados en los equipos que se conectarán al sistema para evitar daño por cargas y regulación de voltaje para cambios en el consumo. Considera, además, detalles como la puesta a tierra de los paneles y del sistema después de los inversores. Especifica características de conexiones de paneles en serie y en paralelo, protecciones de la instalación fotovoltaica tanto en la parte de corriente directa como en la parte de corriente alterna hablando inclusive de porcentajes de dimensionamiento de hasta un 125 % en la capacidad de los paneles en caso de un cortocircuito en el sistema.

Dichas estimaciones no solo son de importancia para salvaguardar la salud humana sino también para velar por el buen y seguro funcionamiento del sistema y de los componentes que a él se conecten. Es importante detallar que asuntos básicos como conexiones y desconexiones son también tratados en este documento.

Así también, Salas (2018) en su investigación titulada *Análisis de un sistema eléctrico dedicado a la iluminación para la implementación de paneles fotovoltaicos una empresa electromecánica* expone sobre los cálculos energéticos necesarios en cuatro distintos diseños para

la instalación de paneles en una empresa para determinar la factibilidad de instalación, en este sentido, habla de inversores y microinversores como opciones posibles y los cálculos para cada caso. Este diseño se realiza en un edificio localizado en San Juan de Tibás donde se revisan consumos en los años 2017 a 2018. Esta referencia ofrece datos reales para trabajar con efectividad del sistema en este edificio particular, y partiendo de este diseño es posible obtener cálculos matemáticos para el presente proyecto y hacer comparativas con el modelo de GD propuesto en esta tesis que es con almacenamiento de subida a la red.

Por su parte, Edwards (2015), en su guía práctica titulada *Factibilidad de instalación de un sistema de generación fotovoltaico para una vivienda de clase media*, define un diseño ya establecido para la utilización de un sistema fotovoltaico de GD, el edificio beneficiado es una casa de habitación de clase media donde el almacenamiento es por medio de subida a la red. Este proyecto utiliza normas del NEC y hace referencia al empleo de este para la correcta instalación, selección de cableado y demás reglamentaciones para la adecuada instalación de cualquier sistema. Estas reglamentaciones se estudian y se ponen en ejecución en el proyecto propuesto en el diseño por realizar. La autora, en este caso, realizó el estudio financiero para un modelo de un hogar, asemejándose al modelo que realizaremos. Permitiéndonos comparar la factibilidad de un sistema de subida a la red con respecto al almacenamiento en hidrógeno.

Así, Stamm y Thoms (2021), en investigación *Hidrógeno Verde en Costa Rica*, enfatizan los beneficios de la producción de hidrógeno verde en el país y en el mundo para lograr la descarbonización. Esto hace énfasis a la importancia de dedicar investigación, esfuerzo, tiempo y estudio a las opciones para la implementación del uso de una energía tan limpia como lo es el hidrógeno. De la misma manera, está lo conocido como el hidrógeno gris, un sistema de obtención de dicho combustible a partir de combustibles fósiles e hidrocarburos y como se ha mencionado, el hidrógeno verde que se obtiene a partir de la electrólisis del agua por medio de métodos de energías renovables, como lo es el caso del diseño en cuestión.

A su vez, hacen alusión a limitantes tecnológicas que aún le concierne un esfuerzo por parte de la humanidad para seguir desarrollando, como lo son los electrolizadores para dividir el agua que aún no son fabricados en masa a bajo costo y que no cuentan con la robustez para soportar condiciones adversas. Aun así, es notable la importancia de seguir trabajando arduamente en estos

modelos de obtención de hidrógeno verde para lograr mitigar la contaminación. Un detalle importante que enfatizan es la gran ventaja que tiene Costa Rica, como país frente a un aumento en la tecnología de generación de Hidrógeno, por las grandes cantidades de agua necesarias para mantener un modelo a gran escala. Para una idea de GD esto supone ser un gran aporte para que el diseño propuesto sea viable a escalas mayores.

En la misma línea, Muñoz et al. (2022), en su texto *Producción de hidrógeno verde para des carbonizar las actividades económicas en Costa Rica*, realizan énfasis en la producción de hidrógeno verde para ayudar a reducir la huella de carbono en Costa Rica. Estos autores mencionan a Ad Astra Rocket como primera compañía en implementar la generación de hidrógeno en el país, asilo que demuestra la factibilidad técnica de dicha tecnología, a un plan por parte del MINAE para la implementación de hidrógeno para el transporte. Estos indicios dan base para interpretar la importancia de la implementación de tecnologías como la descrita en el factor ambiente. Si se puede lograr en cantidades aplicables de manera industrial, se debe de lograr implementar en cantidades destinadas para el consumo de una casa de habitación autosustentable. También hacen hincapié en documentos de desarrollo científico que se ha dado en otros países donde buscan maneras de migrar al hidrógeno como fuente de almacenamiento de energía. Todo esto indica y da cabida a la importancia de seguir implementando tecnologías que permitan cada vez mejor utilizar dicho combustible verde.

El autor Solano (s. f.), en su *Estudio de factibilidad de implementación de un sistema de generación fotovoltaica conectado a la red o conectado a baterías en una empresa productora de materiales a base de PVC ubicada en el Coyol de Alajuela*, hace énfasis en dos diseños elaborados a profundidad. Es necesario mencionar que ambos se constituyen con base en un sistema fotovoltaico diseñado para alimentar una fábrica de PVC ubicada en el Coyol de Alajuela. Por su parte, uno de estos diseños es la generación y subida a la red, mientras que el otro diseño trata de la generación y almacenamiento en baterías para posterior uso.

Una vez que el autor realiza ambos diseños (explicando temas como selección de tipos de baterías: ácido plomo, gel AGM, etc.; e inversores, micro inversores, etc., con sus respectivos modelos, ventajas y desventajas), es que genera unas comparaciones de factibilidades de un sistema u otro. Este estudio de factibilidades es utilizado en métodos de comparación cuantitativa

del diseño que se propone en esta tesis, y se añade a dicha comparación el modelo con generación de hidrógeno para cuantificar la factibilidad financiera de dicho proyecto. Otro detalle considerable es que habla de las normas técnicas AR-NT-POASEN y AY-NT-SUCO, ambas contempladas por la ARESEP para la GD, las cuales son incluidas en la tesis a desarrollar para evitar incumplimiento de dichas normativas.

Asimismo, Bravo (2020), en su investigación *Diseño del sistema de energías renovables con paneles fotovoltaicos para diferentes modelos de escuelas en Costa Rica*, aclara términos como radiación e irradiancia, conceptos necesarios para establecer modelos de trabajo para el diseño de ejemplo que se utiliza en esta propuesta. Además, brinda una clara ejemplificación de los distintos tipos de paneles solares, capacidades de generación, funcionamiento a distintas horas del día, eficiencia, en fin, un cúmulo de detalles para selección de equipo a considerar para el diseño. A la vez, hace referencia a PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) para tener datos acerca de la radiación solar en distintas partes del mundo. Estos detalles han de ser considerados en los cálculos de eficacia del sistema a ser diseñado. PVGIS proporciona las capacidades fotovoltaicas de distintas tecnologías y configuraciones, datos típicos de variabilidad durante el año, mapas por país o región de recurso solar y potencial eléctrico de los paneles.

Por último, Méndez (2019) en su propuesta *Diseño fotovoltaico adecuado para un edificio administrativo* enfoca su estudio en la factibilidad financiera de la instalación de distintos sistemas de paneles solares en una zona de Cartago, distintas tecnologías y áreas. El fin es buscar la máxima rentabilidad para las distintas necesidades. Se toman valores importantes como inclinación de paneles respecto a los puntos cardinales para máxima eficiencia y un estimado de la capacidad obtenida para los mismos con estas consideraciones. Ofrece ejemplos de instalaciones en serie y en paralelo, con sus respectivas características, e identifica tipos de paneles solares que se pueden investigar al momento de diseñar el presente sistema de generación.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

A continuación, se presenta la teoría que guio esta tesis para lograr cumplir con el objetivo de analizar la factibilidad económica y ecológica de utilizar hidrógeno como fuente de almacenamiento para la energía residual de los sistemas fotovoltaicos.

Energía eléctrica

Desde la perspectiva de Alejandro (2019) cada vez que existe un tránsito de partículas cargadas decimos que hay una corriente eléctrica. En general, se considera que la corriente eléctrica es un concepto macroscópico, es decir, que la carga se traslada en forma colectiva. En tal sentido, la corriente puede ser asimilada a un modelo de fluido y la terminología física asociada al fenómeno suele tener muchas analogías (incluso el término corriente proviene del mundo de los fluidos).

Aunque para fijar ideas hablamos del fluir de electrones dentro de un conductor sólido, el concepto de corriente eléctrica es mucho más general. Ejemplos de naturaleza diferente se dan en medios semiconductores y dieléctricos. La corriente también fluye en medios con distintos estados de agregación (sólidos, líquidos y gases) y no existe ningún impedimento para que pueda ocurrir en el vacío. Los rayos en las tormentas eléctricas, los electrones en un tubo de rayos catódicos y la corriente en un diodo o en un transistor, son solo el inicio de una inmensa lista de fenómenos que involucran corrientes eléctricas.

Según este enfoque, los circuitos de corriente alterna constituyen un ejemplo cotidiano de aplicación del electromagnetismo, ya que las redes domiciliarias son circuitos de este tipo. Cuando tratamos la ley de Faraday, observamos que los montajes de bobinas giratorias en campos magnéticos uniformes generan fuerzas electromotrices oscilantes a expensas de la energía aportada por un agente externo (motor). Tal dispositivo puede utilizarse como fuente de alimentación para un circuito, en cuyo caso diremos que el dispositivo es una fuente de tensión alterna y que el circuito está sometido a un régimen de corriente alterna. En nuestro tratamiento, nos remitiremos exclusivamente a fuentes de tensión alterna que suministran tensiones de la forma:

$$v_F(t) = V_F \sin(\omega t + \varphi)$$

donde $v_F(t)$ representa la diferencia de potencial garantizada entre los terminales de la fuente en cada instante (note que es una función del tiempo). Como se trata de una magnitud que oscila armónicamente, cabe definir su amplitud V_F , su frecuencia angular ω y su fase inicial ϕ (Alejandro Paola, 2019, p. 241).

Ley de Ohm

En este sentido, Ferrero (2020) afirma que la resistencia, normalmente simbolizada como R , es un elemento muy importante en el estudio de circuitos eléctricos. Este es un elemento pasivo, cuyo propósito es oponerse al flujo de corriente a través de una sección determinada en el circuito. Sus unidades en el SI son los Ohmios (Ω). El valor deseado de una resistencia eléctrica puede ser obtenido en su proceso de construcción, al manipularse los parámetros de su geometría y composición química; por ejemplo, existen resistencias de películas de óxidos de metales, películas de carbón, hilos metálicos enrollados o embobinados, entre otras. El valor de la resistencia se puede obtener como:

$$R = \frac{\rho L}{A}$$

donde ρ es un parámetro llamado resistividad eléctrica, cuyas unidades son $\Omega \cdot m$. Este valor es característico de la composición química del material que constituye la resistencia y depende de la temperatura (algunos valores a $20^\circ C$: ρ plata = $1,47 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$, ρ cobre = $1,72 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$, ρ oro = $2,44 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$, ρ madera = $1 \times 10^8 \Omega \cdot m$). Adicionalmente, L es la longitud del material y A es el área transversal de este.

Según este autor, la ley de Ohm establece una relación entre la corriente que atraviesa una resistencia y el voltaje necesario para que esto ocurra, la cual toma la forma $V = IR$.

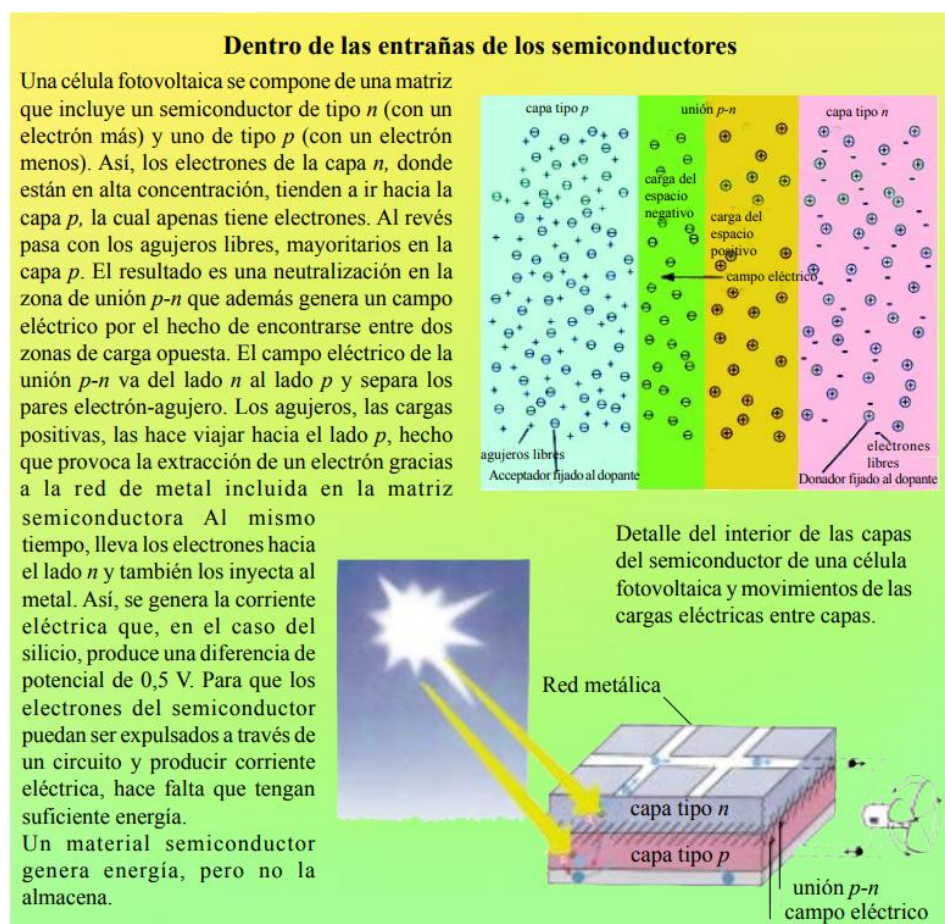
Efecto voltaico

Sobre el efecto voltaico, Miralles (2000) establece que el nombre de fotovoltaico proviene de la raíz *phos* (luz, en griego) y de volta -en honor de Alexander Volta (1745-1827), pionero de la electricidad- para designar la generación de electricidad con energía radiante del sol. El efecto fotovoltaico fue descubierto hace siglo y medio (1939) por el físico francés Edmon Becquerel. En

uno de los múltiples experimentos que hizo para estudiar la electricidad, observó que dos planchas de metal, sumergidas en un líquido conductor y expuestas a la luz del sol, generaban un pequeño voltaje. Casi cuarenta años más tarde, un noble inglés, Willoughby Smith descubrió que el selenio era sensible a la luz. Estudios posteriores con este elemento permitieron a Adams y Daays comprobar que la luz excitaba el selenio y se generaba electricidad. En 1886 un industrial americano, Charles Firtts, desarrolló la primera célula de selenio, pero la primera célula fotovoltaica no se fabricó hasta el año 1954 en los laboratorios Bell.

A grandes rasgos, se puede decir que el efecto fotovoltaico es la capacidad que tienen algunos elementos químicos para absorber fotones (nombre que reciben las partículas de luz del sol) y luego liberar una corriente de electrones que, si se captura, puede ser utilizada como electricidad.

Figura 1. Constitución de semiconductores



Fuente: Miralles (2000, p. 7).

Conectores y cables

Según Diaz (2001) el concepto de conductor eléctrico se aplica a los cuerpos capaces de conducir o transmitir la electricidad. Un conductor eléctrico está formado, en primera instancia, por el conductor como tal, usualmente de cobre. Este puede ser alambre, es decir, una sola hebra o un cable formado por varias hebras o alambres retorcidos entre sí. Los materiales más utilizados en la fabricación de conductores eléctricos son el cobre y el aluminio. Aunque ambos metales tienen una conductividad eléctrica excelente, el cobre constituye el elemento principal en la fabricación de conductores por sus notables ventajas mecánicas y eléctricas.

Asimismo, este autor afirma que el uso de uno u otro material, como conductor, dependerá de sus características eléctricas (capacidad para transportar la electricidad), mecánicas (resistencia al desgaste, maleabilidad), del uso específico que se le quiera dar y del costo. Estas características llevan a preferir al cobre en la elaboración de conductores eléctricos. El tipo de cobre que se utiliza en la fabricación de conductores es el cobre electrolítico de alta pureza, 99.99 %. Dependiendo del uso que se le vaya a dar, este tipo de cobre se presenta en los siguientes grados de dureza o temple: duro, semiduro y blando o recocido.

Hidrógeno, generación y propiedades

El hidrógeno se entiende por Morante (2020) como el elemento químico más simple y pequeño, y formado por un solo protón y electrón. Por su simplicidad estructural, es el elemento más abundante del universo, presente de forma masiva en las estrellas y los planetas gaseosos. Ahora bien, al contrario de lo que podríamos esperar, en nuestro planeta no lo encontramos de forma libre, sino formando compuestos como el agua o como componente de la mayoría de las moléculas orgánicas. Por este motivo, para disponer de él es preciso desarrollar una tecnología que sea capaz de separarlo de dichos compuestos de forma eficiente.

En condiciones normales, el hidrógeno se encuentra en forma de moléculas de gas diatómica, H₂. Tiene un elevado valor de energía por unidad de masa, mucho más que los combustibles tradicionales. Sin embargo, es un gas muy ligero, con una densidad de tan solo 0.09 kg/m³, lo que no permite almacenar una cantidad másica importante en un volumen razonable. En

resumen, tiene una alta densidad energética en masa y una baja densidad energética en volumen. Asimismo, su compresión, licuación o transformación en otros combustibles requiere una energía adicional que debe ser tomada en cuenta en el balance energético P26.

En una comparativa respecto al gas natural tenemos que el hidrógeno tiene una densidad entre 6 y 10 veces menor que el gas natural. Es decir, para conseguir la misma cantidad de masa se requiere más volumen de almacenamiento. No obstante, una misma cantidad másica aporta el doble de energía en el caso del hidrógeno. Como resultado de ambas propiedades, se puede decir que el hidrógeno precisa tres (3) veces el volumen que el gas natural para aportar la misma cantidad de calor. Si se precisa licuación para su almacenamiento o transporte, el punto de ebullición del hidrógeno es muy bajo (-253°C), lo que requiere retos tecnológicos y energéticos importantes. Para efectos de obtención de hidrógeno, se presenta la siguiente tabla.

Figura 2. Tabla de obtención de hidrógenos

Método	Proceso	Materia prima
Térmico	Reformado con vapor	Gas natural
	Termólisis	Agua
	Pirólisis	Biomasa/Gas natural
	Gasificación	Biomasa/Carbón
Electroquímico	Electrólisis	Agua
	Fotoelectroquímico	Agua
Biológico	Fotobiológico	Agua y algas
	Fermentación	Productos/Bacterias
	Digestión anaerobia	Biomasa

Fuente: Morante (2020).

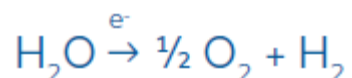
Electrólisis

Desde Morante (2020) la expresión griega *lysis* significa descomposición o rotura, por lo que la electrólisis describe un proceso en el que la energía eléctrica constituye la fuente principal para realizar las reacciones químicas participantes y que dan lugar a la rotura molecular. En el caso de la electrólisis de agua, mediante la aplicación de un voltaje –diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos– y una corriente continua al agua, se promueve la disociación de las moléculas del agua (H_2O) en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2), que se liberan en estado gaseoso. Por tanto, un

electrolizador es un dispositivo electroquímico que convierte la energía eléctrica en energía química, en algunos casos combinada también con energía térmica al no trabajar a temperatura ambiente.

De este modo, en casos de producción excedente de energía eléctrica renovable (cuando la red eléctrica se encuentra saturada; en casos de baja demanda eléctrica; o simplemente con la intencionalidad de producir un combustible renovable), se puede almacenar la energía renovable en forma de hidrógeno. Como se apunta más adelante, si esta energía proviene de fuentes renovables –eólica, solar, marina, etc.– se denomina hidrógeno verde, ya que no se genera ninguna emisión de CO₂ en toda la cadena de producción.

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



Las tecnologías de electrólisis han llegado a su mayor desarrollo comercial en esta última década y en la actualidad existen, principalmente, tres tipos de electrolizadores que difieren entre ellos en el material de electrolito utilizado. De mayor a menor madurez tecnológica, se ordenan en: electrolizadores alcalinos (AEC); de membrana de intercambio de protones (PEM); y de estado sólido o de alta temperatura (SOEC).

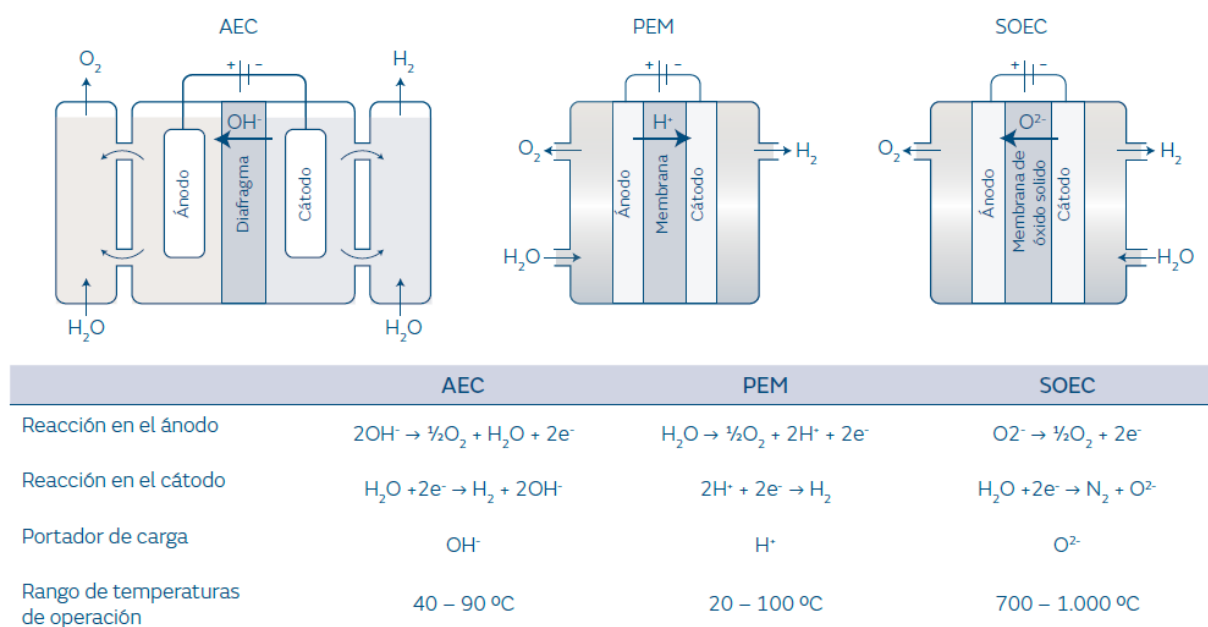
Para optimizar sus características hay varios parámetros, a parte del propio diseño o configuración de celda, que los diferentes fabricantes procuran optimizar con el uso de distintos materiales catalíticos en los electrodos, como son:

- la eficiencia farádica, ~100 %, para garantizar la utilización de la corriente eléctrica inyectada en producir hidrógeno y no en otras reacciones químicas secundarias, y la eficiencia energética en condiciones de trabajo de alta productividad, es decir, usar una alta densidad de corriente por unidad de área del electrodo para garantizar una alta productividad de hidrógeno, y una mínima polarización de celda, V_{cell} , que dé una máxima

eficiencia energética electroquímica (definida como $1,23/V_{cell}$, donde 1,23 V es la diferencia de potencial mínima requerida para separar el hidrógeno del agua).

El aumento de temperatura en el rango de operación contribuye a disminuir V_{cell} , aunque también puede hacer disminuir la eficiencia farádica. Los sistemas de electrolizadores ya comercializados están basados en las tecnologías AEC o PEM. Con respecto a la tecnología PEM, los fabricantes prometen mejoras significativas en un futuro próximo, unas mayores densidades de corriente ($500\text{-}2.000\text{ mA/cm}^2$) que los electrolizadores alcalinos ($200\text{-}500\text{ mA/cm}^2$) o los electrolizadores SOEC ($300\text{-}600\text{ mA/cm}^2$), lo que les hace más compactos, aunque presentan una menor vida media que los alcalinos.

Figura 3. Esquema de Funcionamiento y reacciones de diferentes tipos de electrolizadores



Fuente: Morante (2020).

Almacenamiento del hidrógeno

Morante (2020) expresa que existen varios sistemas de almacenamiento de hidrógeno, los cuales permiten acumular energía a largo plazo y prácticamente sin pérdidas en el tiempo. Sin embargo, el principal reto de este almacenamiento proviene de su baja densidad por unidad de volumen –a diferencia de su alta energía por unidad de masa–, ya que cuando se almacena un

producto se considera principalmente el volumen que ocupa y no la masa. Por ello, para incrementar la densidad volumétrica se utilizan diferentes métodos, como son la compresión, la licuefacción o la incorporación del hidrógeno en la superficie o interior de otros compuestos químicos.

Los primeros proyectos piloto con sistemas renovables de hidrógeno en los años noventa demostraron el potencial de usar hidrógeno para el almacenamiento estacional del excedente de energía de los meses de verano a invierno. Sin embargo, no siempre es posible generar y almacenar hidrógeno *in situ*. El almacenamiento a gran volumen –en cavernas de sal, por ejemplo– requiere de formaciones geológicas específicas, lo que implica la necesidad de transporte desde el punto de producción hasta el lugar de almacenamiento.

Según este autor, las técnicas de almacenamiento se dividen en dos grandes grupos: en forma de hidrógeno o incorporado en otros compuestos. El hidrógeno se puede almacenar en estado gaseoso, líquido, en la superficie e interior de sólidos o en compuestos químicos portadores de hidrógeno (metano sintético, metanol, amoníaco, entre otros). El almacenamiento de hidrógeno como gas requiere de tanques de alta presión (350-700 bar), mientras que el almacenamiento en estado líquido requiere de temperaturas criogénicas, debido a que el punto de ebullición del hidrógeno a presión atmosférica es de $-252,8\text{ }^{\circ}\text{C}$.

El almacenamiento en sólidos, en cambio, se realiza en las superficies (por adsorción) o dentro de los sólidos (por absorción). El hidrógeno comprimido se utiliza, por lo general, en el almacenamiento a bordo de vehículos donde las estaciones de reabastecimiento de combustible disponen de tanques de alta presión (825-950 bar). Como contrapartida, la energía utilizada en la compresión es significativamente alta, de alrededor del 7 % del contenido energético del hidrógeno.

Figura 4. Tecnologías de almacenamiento de Hidrógeno



Fuente: Morante (2020).

La licuefacción de hidrógeno, en cambio, aumenta en gran medida la densidad de energía almacenada y permite el transporte a gran escala por camión cisterna o barco, lo cual resulta atractivo para largas distancias, donde las tuberías no son económicamente factibles. Por ejemplo, más del 90 % del hidrógeno comercial en EE. UU. se transporta en estado líquido, hecho éste que demuestra una madurez en tecnologías de licuefacción. Sin embargo, el consumo energético en almacenamiento líquido es incluso superior al de compresión, respecto al poder calorífico inferior (PCI) del hidrógeno. Sobre el consumo energético, sobresalen las siguientes premisas:

Figura 5. Consumo energético en los procesos de compresión y licuefacción del hidrógeno

Consumo energético en los procesos de compresión y licuefacción del hidrógeno.

	Energía primaria consumida en el proceso	Consumo eléctrico (kWh/kgH ₂)
H ₂ comprimido a 500 bar (incluyendo enfriamiento)	15 %	2,6
H ₂ comprimido a 900 bar (incluyendo enfriamiento)	21 %	3,5
Licuefacción	78 %	13

Fuente: Morante (2020).

Si se compara la energía gravimétrica (energía por masa) y la densidad volumétrica (energía por volumen) del hidrógeno frente a otros combustibles (ver Figura 6) se comprueba que, en términos de masa, el hidrógeno tiene casi tres veces el contenido de energía de la gasolina (120 MJ/kg frente a 44 MJ/kg, respectivamente). Sin embargo, el hidrógeno tiene menor energía por volumen que la gasolina, y en función de las condiciones de almacenamiento del hidrógeno, se pueden alcanzar volúmenes similares a la gasolina. Por ejemplo, el hidrógeno líquido tiene una densidad volumétrica de 8 MJ/L frente a 32 MJ/L de la gasolina. Esto implica que se requiera un volumen superior en hidrógeno para almacenar el mismo contenido energético que la gasolina.

Desde este autor, el almacenamiento de hidrógeno sigue siendo un desafío, especialmente para aplicaciones de transporte donde el volumen disponible es limitado, en comparación a las aplicaciones estacionarias, donde la huella de los tanques (es decir, el espacio ocupado) de gas comprimido puede ser menos crítica. En la Figura 6 se ilustra el volumen necesario de hidrógeno en distintas condiciones y se compara con un depósito convencional de gasolina. A continuación, se describe cada uno de los sistemas de almacenamientos en más detalle: tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido, tanques de almacenamiento de hidrógeno líquido criogénico, almacenamiento mediante la incorporación en materiales químicos y depósitos a gran escala.

Fragilización

Desde la noción de Aguado (2021) la exposición constante al hidrógeno provoca un fenómeno conocido como fragilización por hidrógeno en muchos materiales. El hidrógeno es un elemento muy reactivo, con gran tendencia a combinarse con las sustancias metálicas, lo que provoca cambios en su red cristalina y en sus propiedades mecánicas, como la pérdida de resistencia y ductilidad que pueden ocasionar la iniciación o propagación de fracturas metálicas.

A su vez, el almacenamiento de hidrógeno a altas temperaturas o presiones requiere la utilización de materiales especiales que sean resistentes al ataque corrosivo por hidrógeno, que tiene principalmente dos formas de actuación. Una de ellas se denomina carburación superficial y ocasiona una pérdida de resistencia. La otra forma de corrosión es la descarburación interna, que ataca desde el interior del acero, y genera una pérdida de resistencia y ductilidad, ocasionada por la aparición de fisuras en los bordes de grano.

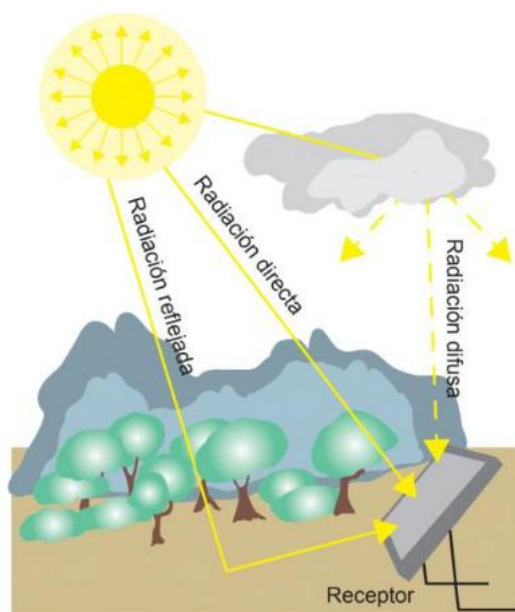
Radiación e irradiancia

Cantos (2016) afirma que la radiación solar es la energía que se genera en el sol mediante reacciones nucleares de fusión, se transmiten en forma de radiación electromagnética y alcanzan la atmósfera terrestre. En general, la radiación que recibe un módulo fotovoltaico o un captador solar térmico es la suma de los siguientes tipos de radiaciones:

- Radiación directa: proviene directamente del sol y se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos en los que incide. Este tipo de radiación es inferior cuanto más nublado sea el día.
- Radiación difusa: proviene de la atmósfera, debido a la dispersión de parte de la radiación solar en ella, y se dirige en todas las direcciones. Si no existen nubes, este tipo de radiación suele ser del 15 % de la radiación global, pero en días nublados alcanza valores superiores al 50 %.
- Radiación reflejada o de albedo: procede de la superficie terrestre y otros objetos, debido a la reflexión de la radiación solar sobre el terreno, lagos, etcétera. La cantidad de esta radiación depende de la capacidad de una superficie para reflejar la radiación solar. Dicha capacidad se mide con el coeficiente de reflexión de esa superficie o «albedo».

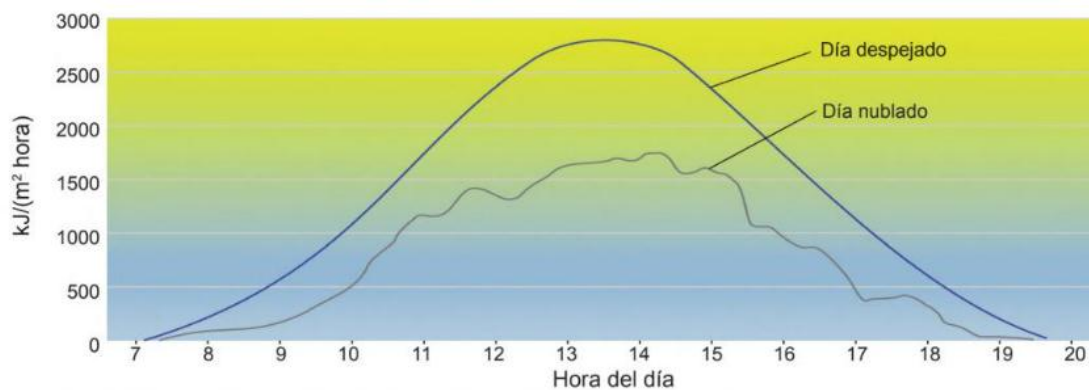
Este autor expone que se conoce como radiación solar global sobre una superficie a la suma de las radiaciones directa, difusa y reflejada, y es la que nos interesa conocer. Para el caso de superficies horizontales, en las que no incide radiación reflejada, la radiación solar global es la suma de las radiaciones directa y difusa.

Figura 6. Tipos de radiación sobre una superficie



Fuente: Morante (2020).

Figura 7. Radiación solar global incidente en un día despejado y en su día nublado



Fuente: Morante (2020).

Desde Cantos (2016), la radiación solar que llega a la superficie terrestre no es constante, sino que depende de las siguientes variaciones: 1) variaciones imprevisibles, como la nubosidad; y 2) variaciones previsibles, como el día y la noche, los cambios estacionales y los debidos al movimiento de la Tierra. La irradiancia y la irradiación son, respectivamente, magnitudes que cuantifican la potencia y la energía recibida por unidad de superficie debido a la radiación solar. La irradiancia es una medida de la potencia solar incidente por unidad de superficie, que cuantifica la intensidad de la radiación y se mide en W/m^2 o en algún otro múltiplo de esta unidad (por ejemplo, kW/m^2). La irradiancia procedente del sol se ve reducida en su paso por la atmósfera, de forma que a la superficie terrestre llegan aproximadamente $1000\text{W}/\text{m}^2$ si el cielo está despejado, dato normalizado que se utiliza para definir los parámetros nominales de los módulos fotovoltaicos.

Según este autor, se utiliza la letra G , sin subíndice, para designar la irradiancia global. Entre paréntesis se indica la orientación (α) y la inclinación (β) de la superficie. Si el acimut es cero, solamente debe indicarse la inclinación. Por ejemplo:

- $G(-15, 30)$: irradiancia global sobre una superficie con acimut 15° (este) y con una inclinación de 30° .
- $G(0)$: irradiancia global sobre una superficie horizontal.

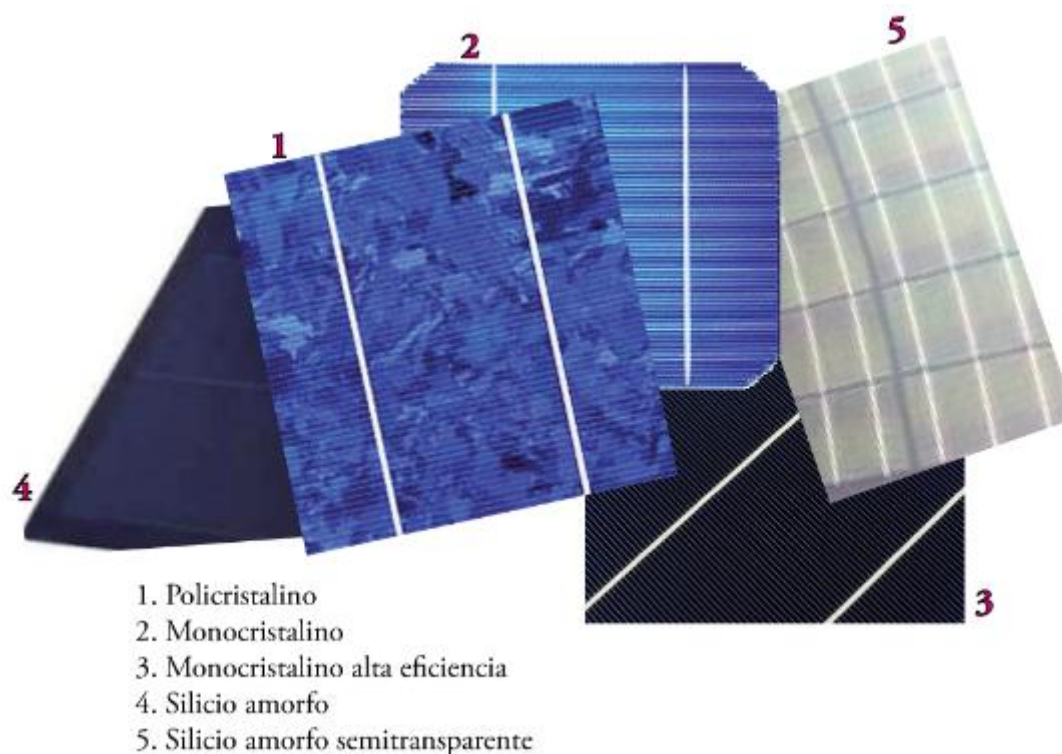
La irradiación es la energía solar que recibe una unidad de superficie en un tiempo determinado. Es decir, se obtiene al integrar o sumar las irradiancias que se presentan durante ese periodo de tiempo considerado. Se mide en $\text{W}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ o en algún otro múltiplo (por ejemplo, $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$). Para designar la irradiación global, utilizamos la letra G con uno o dos subíndices. El primer subíndice indica el periodo de tiempo de integración de la irradiación, que puede ser horario (h), diario (d), mensual (m) o anual (a). El segundo subíndice hace referencia al valor medio mensual (m) o anual (a). Por ejemplo:

- $G_{dm}(10, 40)$: valor medio mensual de la irradiación global diaria sobre una superficie con acimut 10° (oeste) y con una inclinación de 40° .
- $G_a(30)$: irradiación global anual sobre una superficie inclinada 30° y con acimut cero.

Célula Fotovoltaica

Tobajas (2018) comprende la función de la célula fotovoltaica en la necesidad de captar la energía radiante solar y transformarla en energía eléctrica. Un panel solar está compuesto por un número variable de células solares, entre 31 y 36 conectadas eléctricamente en serie; del número de células depende el voltaje de salida. El fabricante es el que decide el número mínimo para garantizar la carga efectiva del banco de baterías. La superficie del panel oscila entre 0,5 y 1,3 m², donde las células están ensambladas entre dos estratos, uno superior de cristal de silicio y otro inferior de material plástico. Estos dos productos se colocan en un horno de alta temperatura y se obtiene un bloque único laminado, donde se añaden marcos que normalmente son de aluminio.

Figura 8. Tipos de células fotovoltaicas



Fuente: Tobajas (2018).

Desde este autor, la célula solar está formada por la unión de dos materiales semiconductores de silicio dopado (impurezas en el silicio), uno tipo N y otro tipo P que forman la unión P-N o unión diodo. Al incidir la luz solar aparece un campo eléctrico desde la zona N,

donde están los electrones libres, hasta la zona P, donde existen los huecos, aunque dentro del semiconductor las cargas están compensadas, aparecen polaridades localizadas en la interfaz de unión P-N.

El proceso de fabricación de las células solares de silicio lo podemos dividir en tres grandes etapas:

- **Obtención del silicio de alta pureza.** Este se obtiene a partir del óxido de silicio, SiO_2 básicamente cuarzo, que es muy abundante en la naturaleza y, por ello, el abastecimiento está asegurado. El problema es que tiene que ser de gran pureza, semejante al utilizado en la industria electrónica. Actualmente se trabaja con silicio de menor pureza para la fabricación de células solares, lo que da como resultado un menor coste.
- **Obtención de obleas.** Utilizando como materia prima polvo de silicio de alta pureza se hace crecer el mono cristal hasta obtener una pieza cilíndrica de diámetro variable entre 2 y 20 cm, con longitud alrededor de 1 m. La barra de silicio se corta mediante sierras especiales para producir obleas de espesor aproximado de 300 μm . En esta etapa hay una pérdida de material de, aproximadamente, un 60 % en forma de serrín. Actualmente existen otras formas más eficientes de cortado de la barra.
- **Procesado de la oblea.** Para obtener finalmente la oblea, esta sufre un proceso que consiste en los siguientes pasos:
 - Pulido;
 - formación de unión P-N;
 - decapado y limpieza;
 - capa antirreflectante;
 - fotolitografía para formación de contactos;
 - material para soldadura de electrodos;
 - limpieza del decapante (Tobajas, 2018, pp. 8-9).

Figura 9. Célula fotovoltaica policristalina

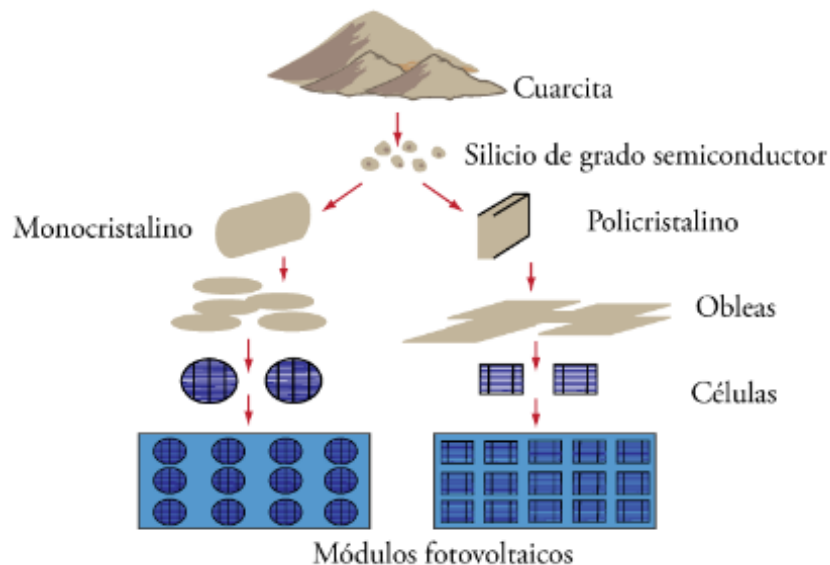


Fuente: Tobajas (2018).

La formación de la unión P-N es la etapa más crítica de todo el proceso de fabricación, debido a que el buen funcionamiento de la célula solar depende en gran medida de una buena unión P-N. Por otro lado, una adecuada capa antirreflectante también es necesaria, ya que una superficie de silicio bien pulida puede llegar a reflejar hasta el 34 % de la radiación de onda larga y un 54 % si es de onda corta.

Así, desde la perspectiva de este autor, la fabricación de células solares es muy compleja. La materia prima es la arena común (SiO_2), a la que se le extrae el oxígeno que contiene y donde el silicio resultante sufre un complejo proceso de purificación y se transforma en plaquitas de silicio fotovoltaico, posteriormente, se efectúan las operaciones fisicoquímicas de formación del circuito eléctrico interno y de formación de electrodos metálicos ya descritos. Por último, se encapsula y se forman los módulos o paneles. En la fig. 10 se detalla gráficamente el proceso de fabricación:

Figura 10. Proceso de elaboración de células solares



Fuente: Tobajas (2018).

Los tipos de paneles solares que actualmente están en el mercado son: paneles solares monocristalinos, policristalinos, amorfos, de sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre, de arsénico de galio y bifaciales.

- **Paneles solares monocristalinos:** proporcionan el rendimiento más elevado, alrededor del 20 % en la fabricación en serie y un 24 % en modelos de laboratorio. Se obtienen de silicio puro fundido y dopado con boro; su inconveniente es que tienen un precio medio alto. Por su rentabilidad energética son las placas más utilizadas.
- **Paneles solares policristalinos:** proporcionan un rendimiento entre 12 y 14 %, tienen un espesor reducido de varias micras. Se diferencian de los paneles monocristalinos en que son de forma cuadrada, esto hace que se aproveche mejor el espacio entre las células que componen el panel solar, también se tendrá en cuenta que el coste por panel es menor, ya que se aplica menos silicio en su fabricación y su proceso es menos complicado.
- **Paneles solares amorfos:** proporcionan un rendimiento inferior al 10 %, tienen como ventaja su maleabilidad. Actualmente se instalan en tejados (tejas solares) y superficies de edificios de oficinas donde se aplica en tamaños considerables por su adaptabilidad. Ser extremadamente delgados y económicamente rentables hace que tengan un futuro muy prometedor.

- **Paneles solares de sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre:** tienen como ventaja que su proceso de fabricación es fácil porque se utiliza poco material activo. Los rendimientos máximos obtenidos en laboratorio no superan el 10 %, que quedan reducidos a la mitad cuando llegan a la actividad industrial. Otro problema radica en que estas células se degradan con el paso del tiempo; aun así, se continúa estudiando, pues los precios pueden ser muy competitivos debido a su bajo coste.
- **Paneles solares de arsénico de galio:** son los más indicados para la fabricación de paneles, ya que su rendimiento teórico alcanza límites cercanos al 27–28 % en su versión monocristalina. Pero presentan el inconveniente de la escasez de material, lo que encarece mucho la materia prima. Como característica satisfactoria es que tienen un coeficiente elevado de absorción, lo que hace que con poco material se obtenga una eficacia elevada.
- **Paneles solares de telurio de cadmio:** su rendimiento en laboratorio es del 16 % y en módulos comerciales del 8 %.
- **Paneles solares híbridos:** combinación entre panel solar fotovoltaico y panel solar térmico. Se trata de refrigerar las células fotovoltaicas por medio de agua que, a su vez, por medio de un acumulador, podemos utilizar como agua caliente sanitaria (Tobajas, 2018, pp. 10-11).

Figura 11. Tejado con papel solar amorfo



Fuente: Tobajas (2018).

PVGIS

Desde la noción del Centro Científico de la Unión Europea (s. f.), PVGIS provee información acerca de rendimiento de sistemas de radiación solar y fotovoltaica (PV) para cualquier localidad de Europa y África, y gran parte de Asia y América.

Tiene acceso abierto a:

- Potencial de generación eléctrica para distintas tecnologías y configuraciones.
- Radiación solar y temperatura, tanto promedios mensuales como perfiles diarios.
- Series completas de horas de variabilidad de radiación solar y generación fotoeléctrica.
- Datos típicos del año meteorológico para nueve variables climáticas
- Mapas, por país o región, de recursos solares y potencial fotovoltaico listos para imprimir.
- El software PVMAPS incluye todos los modelos de estimación utilizados en PVGIS.

PVGIS está disponible en inglés, francés, italiano y español.

Horas Solares Pico

Desde la perspectiva de OkitSolar (2022) al dimensionar una instalación fotovoltaica una de las primeras cosas que se debe realizar es el cálculo de las Horas Solar Pico (HSP). Para realizar el cálculo de las HSP podemos emplear la herramienta gratuita PVGIS. La HSP se definen como la cantidad de energía que se recibe en un metro cuadrado de superficie. Por ejemplo, si en un punto geográfico tenemos 5 HSP, tenemos durante 5 horas $1000\text{W}/\text{m}^2$, o lo que es lo mismo $5000\text{Wh}/\text{m}^2$ o $5\text{kWh}/\text{m}^2$. Esto no quiere decir que únicamente haya 5 horas de sol al día, sino que la energía recibida durante el acumulado de horas de sol en el día será igual a la energía total recibida en cinco horas.

Conexiones serie y paralelo de los paneles

Por otra parte, Tobajas (2018) explicita que, como norma general, nunca es posible conectar entre sí módulos de distintas características ni de distintos fabricantes. Para el conexionado se evidencian tres posibilidades:

- Conexionado en paralelo.

- Conexionado en serie.
- Conexionado mixto (serie-paralelo).

En el conexionado en paralelo se conectan entre sí todos los polos positivos y todos los negativos. En el conexionado en serie la conexión se hace del polo positivo de uno al negativo del siguiente. En el conexionado mixto (serie-paralelo) intervienen ambos conexionados, pero teniendo en cuenta que los conjuntos interconectados en serie y en paralelo deben tener las mismas características, es decir, tener el mismo número de módulos y estar conectados de igual forma. La tensión total en los módulos conectados en paralelo será la misma que la de un módulo:

$$V_{TM} = V_{módulo}$$

La intensidad total en módulos conectados en paralelo será la suma de la intensidad de cada módulo:

$$I_{TM} = I_{módulo1} + I_{módulo2} + I_{móduloN}$$

La tensión total en módulos conectados en serie será la suma de la tensión de cada módulo:

$$V_{TS} = V_{módulo1} + V_{módulo2} + V_{móduloN}$$

La intensidad total en módulos conectados en serie será la misma de cada módulo:

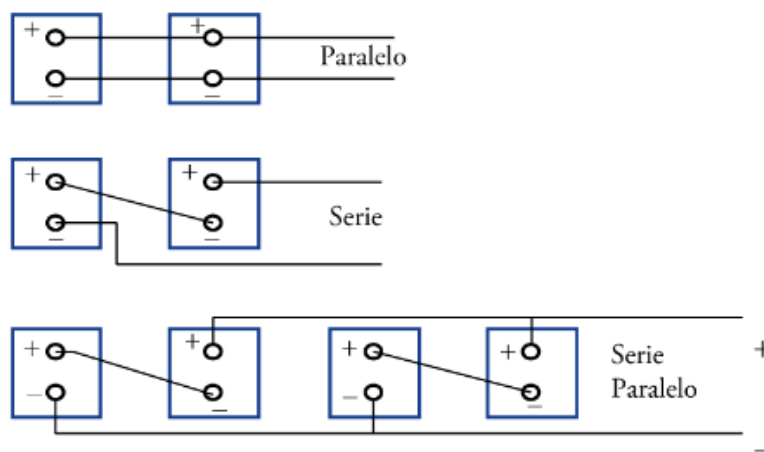
$$I_{TS} = I_{módulo}$$

La ‘tensión total’ y la ‘intensidad total’ en módulos conectados en mixto (serie-paralelo) dependerán de los módulos conectados en serie y en paralelo, como norma general será:

$$V_{TS} = \text{Número de paneles en serie} \times V$$

$$I_{TP} = \text{Número de paneles en paralelo} \times I_{módulo}$$

Figura 12. Conexión serie y paralelo de paneles solares



Fuente: Tobajas (2018).

Inversores

A partir de Guerrero Pérez (2017), en muchas aplicaciones que funcionan con corriente continua, las tensiones proporcionadas por el acumulador no coinciden con las solicitadas por los elementos de consumo. En estos casos, la mejor solución consiste en la utilización de un convertidor de tensión continua–continua (CC/CC). En otras aplicaciones, el consumo incluye elementos que funcionan con corriente alterna. Puesto que, tanto los paneles fotovoltaicos como las baterías proporcionan corriente continua, se hace necesaria la presencia de un inversor que transforme la corriente continua generada en alterna.

A su vez, afirma que los inversores, convertidores y rectificadores son sistemas de potencia capaces de adaptar la corriente generada en los módulos a las diferentes condiciones de consumo eléctrico. La denominación de cada uno de estos sistemas dependerá del tipo de corriente que transforme. Así, se denomina inversor al elemento que transforma la CC en CA; rectificador, al que transforma la CA en CC; y convertidor, el que modifica un valor de CC en otro diferente también en CC. Los parámetros que caracterizan a un inversor son:

- Tensión nominal: es la tensión por aplicar entre los bornes de entrada del inversor, y debe asegurar una correcta operación en todo margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

- Potencia nominal: es la potencia que el inversor puede suministrar de forma continua. Suele oscilar entre 100 y 5000 W. Es muy importante tener en cuenta que la potencia que produzca el inversor debe ser capaz de arrancar y operar todas las cargas de la instalación.
- Capacidad de sobrecarga: es la capacidad del inversor para suministrar una potencia que sea superior a la nominal y el tiempo que esta se pueda mantener.
- Eficiencia: es la relación que existe entre la potencia que el regulador entrega la carga y la que consume del generador o de las baterías.

Forma de onda: es la señal que el inversor suministra a su salida. El inversor perfecto es el de onda senoidal, pero también es el de mayor coste. Para determinadas aplicaciones, puede ser necesario uno de onda cuadrada (iluminación y pequeños motores) (Guerrero Pérez, 2017, pp.116-118).

Acumuladores químicos

Asimismo, según este autor, en el mercado no existe una batería óptima para todas las aplicaciones, sino que existen varios tipos. Los más importantes son:

- Plomo ácido (Pb-ácido).
- Níquel-Cadmio (Ni-Cd).
- Níquel-Zinc (Ni-Zn).
- Zn-Cloro (Zn-Cl₂).
- Litio (Li).

De todos estos, más del 90 % del mercado corresponde a las baterías de Plomo ácido que, en general y siempre que pueda realizarse un mantenimiento, son las que mejor se adaptan a los sistemas de generación fotovoltaica. Dentro de las de plomo ácido, se pueden localizar las de Plomo-Calcio (Pb-Ca) y las de Plomo-Antimonio (Pb-Sb).

Las primeras tienen, a su favor, una menor autodescarga, así como un mantenimiento más limitado; mientras que las de Pb-Sb sufren un deterioro inferior con la sucesión de ciclos y presentan mejores propiedades para niveles de baja carga. Este segundo tipo soporta grandes descargas y siempre tiene, atendiendo a las condiciones de uso, una vida media comprendida entre los diez y quince años. Por su implantación a nivel comercial, tienen también cierta importancia

los acumuladores de Níquel-Cadmio que, entre otras ventajas respecto a las de plomo ácido, presentan la posibilidad de ser utilizadas sin necesidad de elemento regulador, permanecer largo tiempo con bajo nivel de carga, estabilidad en la tensión que suministra y un mantenimiento mucho más espaciado en el tiempo. Sin embargo, su coste se cuadruplica, y su baja capacidad a régimen de descarga lenta desaconseja su uso en la mayoría de las aplicaciones fotovoltaicas.

Todas estas baterías pueden presentarse en forma estanca, conocidas como libres de mantenimiento o sin mantenimiento, lo que es beneficioso para algunas aplicaciones. No obstante, presentan una duración muy limitada frente a los acumuladores abiertos, no existen en el mercado acumuladores estancos de alta capacidad y son más caros que los abiertos. Las baterías de litio apenas se comienzan a implementar en aplicaciones solares, por lo que su uso todavía no está extendido.

Según este autor, en estudios recientes, se ha comprobado que las baterías de litio tienen ciertas características más favorables que, por ejemplo, las de Plomo-Ácido. Actualmente, los fabricantes se han centrado en el desarrollo y comercialización de las baterías de fosfato de hierro y litio (LiFePO_4 o LFP), un tipo de batería de ion de litio (Li-ion), ya que las de este tipo son más seguras y estables. De acuerdo con el mantenimiento que requieren, existen tres tipos de baterías: con mantenimiento, bajo mantenimiento y sin mantenimiento.

En las primeras, es necesario revisar el nivel de electrolito periódicamente, por lo que se deben retirar los tapones de la batería y comprobar que el líquido se encuentre en las marcas de referencia que aparecen en la pared de la batería. Si no se encontrara en el nivel adecuado, se tendría que aumentar el agua destilada hasta llegar al nivel deseado. Las baterías de bajo mantenimiento necesitan menos revisiones periódicas y, de ser necesario, debe reponerse el nivel de electrolito de la misma forma. Las baterías sin mantenimiento vienen selladas de fábrica, por lo que no requieren ninguna intervención.

Tarifas eléctricas

Con base en la página de la ARESEP, se obtienen los siguientes valores de tarifas de consumo eléctrico tomando como ejemplo la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL).

Figura 13. Consulta de tarifas eléctricas

Consultas de Tarifas Eléctricas Vigentes por Empresa

Selecciones una empresa:










Escoga el servicio eléctrico a consultar:

Residencial

Residencial horaria

Notas importantes:

- Cargo por energía = kWh
- Cargo por potencia = KW
- Según normativa el IVA aplica a consumos mayores a los 280 kWh
- Las presentes tarifas no incluyen IVA ni cargos por corte y/o reconexión.

Tipo de tarifa	DescripcionTarifa	Bloque	Tarifa
T-RE	Residencial	a. Bloque 0-30 kWh	1.867,20
		b. Bloque 31-200 kWh	62,24
		c. Bloque 201-300 kWh	95,51
		d. Bloque mayor a 300 kWh	98,74
T-REH	Residencial horaria	a. Bloque 0-500 KWh Punta	144,07
		b. Bloque 0-500 KWh Valle	59,06
		c. Bloque 0-500 KWh Noche	24,72
		g. Bloque mayor a 500 KWh Punta	178,13
		h. Bloque mayor a 500 KWh Valle	71,89
		i. Bloque mayor a 500 KWh Noche	33,27

Fuente: ARESEP (2023).

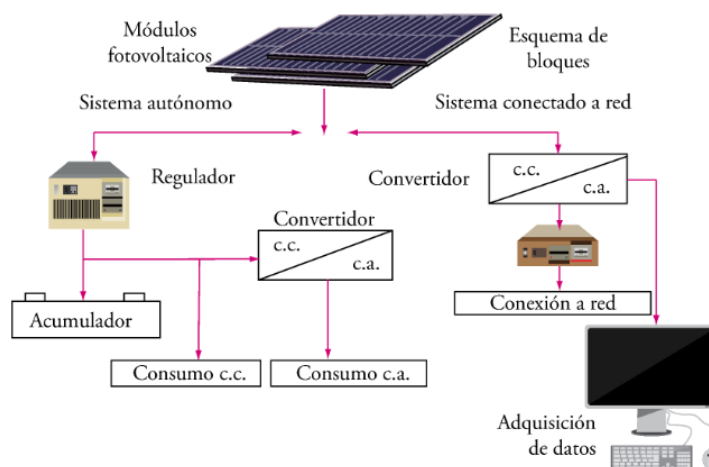
Generación distribuida

Tobajas (2018) establece que la conexión de instalaciones solares fotovoltaicas a red eléctrica consiste en inyectar energía eléctrica directamente a la red de suministro eléctrico, para su distribución y comercialización. En la actualidad, en España y en otros países (Alemania, Japón, etc.) han proliferado mucho las llamadas energías renovables y, dentro de ellas, los sistemas solares fotovoltaicos.

Las compañías suministradoras de electricidad están obligadas por ley a comprar la energía que se inyecta a su red una vez generada por las instalaciones solares fotovoltaicas. También el precio a desembolsar por la venta de energía eléctrica está fijado por ley, lo que resulta ser una forma de incentivar este tipo de energía, y se pospone su amortización a un plazo que puede oscilar entre 10 y 15 años. Las centrales solares conectadas a la red pueden variar desde las pequeñas instalaciones que van de 1 a 5 kW_p . Son instalaciones que se pueden tener en viviendas de tipo unifamiliar o aislada, o instalaciones de 100 kW_p que pueden estar en cubiertas o tejados de naves industriales, o plantas de varios megavatios, también denominados huertos solares.

Según esta visión teórica, el modelo más desarrollado en España es el llamado huerto solar, suele ser un terreno poco cultivable o rústico (secano, baldío) donde varios propietarios o el Ayuntamiento del lugar se unen para efectuar dicha instalación. El umbral de potencia establecida es de unos 100 kW_p para el precio máximo de venta de energía eléctrica. Estas instalaciones pueden ser fijas o con seguimiento solar a uno o dos ejes, como sabemos estas últimas seguirán al sol desde el amanecer hasta al anochecer con un rendimiento máximo en la recepción de energía solar.

Figura 14. Instalación solar fotovoltaica



Fuente: Tobajas (2018).

Pilas de combustible

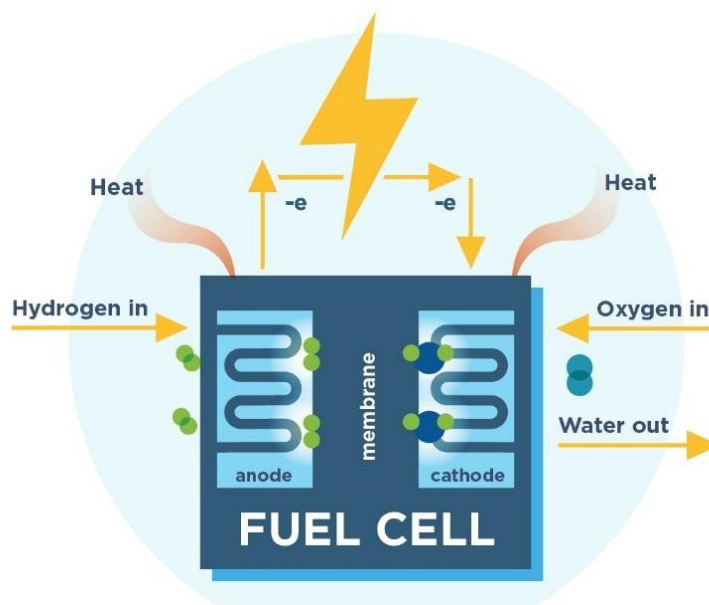
Desde la óptica de Alianza por el Hidrógeno (2020), una pila de combustible es un dispositivo que genera electricidad a través de una reacción electroquímica, no de combustión. En una celda de combustible, el hidrógeno y el oxígeno se combinan para generar electricidad, calor y agua. Las celdas de combustible se usan hoy en una variedad de aplicaciones, desde proporcionar energía a hogares y empresas, mantener en funcionamiento instalaciones críticas como hospitales, supermercados y centros de datos, y mover una variedad de vehículos, incluidos automóviles, autobuses, camiones, carretillas elevadoras, trenes y más.

Así, propone que los sistemas de celdas de combustible son una fuente de energía limpia, eficiente, confiable y silenciosa. Las celdas de combustible no necesitan recargarse periódicamente

como las baterías, sino que continúan produciendo electricidad siempre que se proporcione una fuente de combustible. Una pila de combustible está compuesta por un ánodo, un cátodo y una membrana electrolítica. Una celda de combustible típica funciona al hacer pasar hidrógeno a través del ánodo de una celda de combustible y oxígeno a través del cátodo.

En el sitio del ánodo, un catalizador divide las moléculas de hidrógeno en electrones y protones. Los protones pasan a través de la membrana electrolítica porosa, mientras que los electrones son forzados a través de un circuito, lo que genera una corriente eléctrica y un exceso de calor. En el cátodo, los protones, los electrones y el oxígeno se combinan para producir moléculas de agua. Como no hay partes móviles, las celdas de combustible operan silenciosamente y con una confiabilidad extremadamente alta.

Figura 15. Pila de combustible



Fuente: Tobajas (2018).

Debido a su química, las celdas de combustible son muy limpias. Las celdas de combustible que usan combustible de hidrógeno puro están completamente libres de carbono y sus únicos subproductos son la electricidad, el calor y el agua. Algunos tipos de sistemas de celdas de combustible son capaces de usar combustibles de hidrocarburos como gas natural, biogás, metanol

y otros. Debido a que las celdas de combustible generan electricidad a través de la química en lugar de la combustión, pueden lograr eficiencias mucho más altas que los métodos tradicionales de producción de energía, como las turbinas de vapor y los motores de combustión interna. Para aumentar aún más la eficiencia, una celda de combustible puede combinarse con un sistema combinado de calor y energía que utiliza el calor residual de la celda para aplicaciones de calefacción o refrigeración.

Esta óptica propone que las celdas de combustible también son escalables. Esto significa que las celdas de combustible individuales se pueden unir entre sí para formar pilas. A su vez, estas pilas se pueden combinar en sistemas más grandes. Los sistemas de celdas de combustible varían mucho en tamaño y potencia, desde el reemplazo de motores de combustión para vehículos eléctricos hasta instalaciones a gran escala de varios megavatios que suministran electricidad directamente a la red eléctrica. A continuación, se enumeran algunas de las celdas de combustible más utilizadas y las características que las hacen únicas.

Beneficios:

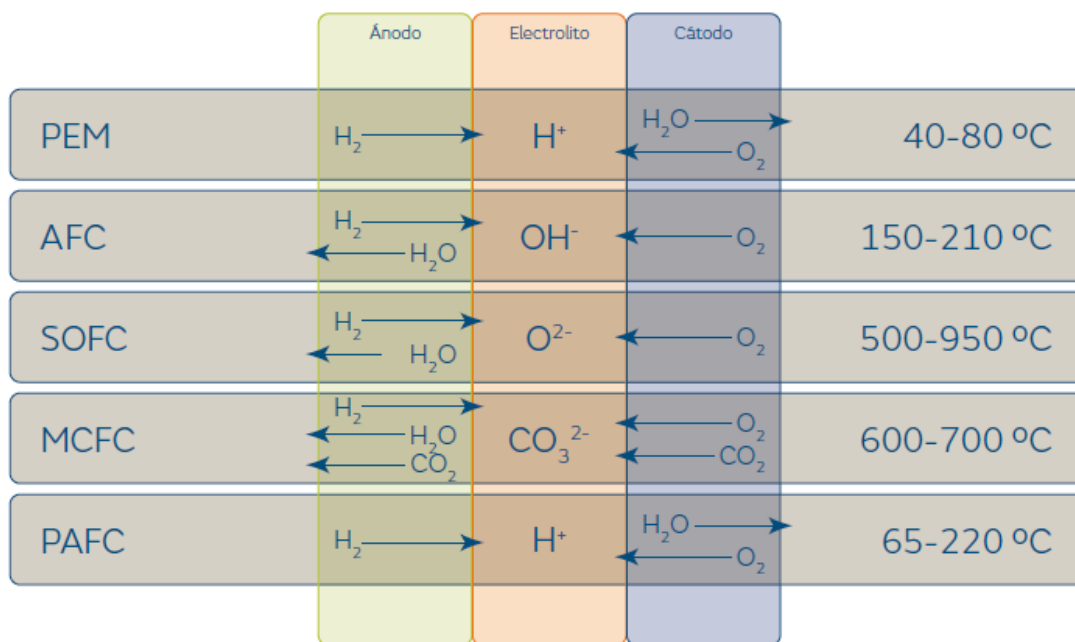
- Emisiones bajas a cero.
- Alta eficiencia.
- Fiabilidad.
- Flexibilidad de combustible.
- Seguridad energética.
- Durabilidad.
- Escalabilidad.
- Operación silenciosa.

Desde Morante (2020) existen varios tipos de pilas de combustible. Una forma de clasificarlas es según su temperatura de operación, aunque también se pueden clasificar según la naturaleza del ion transportado por el electrolito. En la actualidad, se definen cinco grupos principales de pilas de combustible:

- Las pilas de combustible de membrana polimérica (PEM, Proton Exchange Membrane), que trabajan a las temperaturas más bajas.

- Las pilas de combustible alcalinas (AFC, Alkaline Fuel Cells), basadas en un electrolito líquido alcalino (hidróxido potásico, KOH), y que operan a temperaturas ligeramente más elevadas.
- Las celdas basadas en ácido fosfórico como electrolito (PAFC, Phosphoric Acid Fuel Cells), que fueron las primeras celdas en comercializarse.
- Las pilas de carbonatos fundidos (MCFC, Molten Carbonates Fuel Cell) que trabajan a temperaturas más elevadas y exclusivamente con metano como gas de alimentación.
- Las basadas en óxidos sólidos cerámicos (SOFC, Solid Oxide Fuel Cells) que deben operar a temperaturas en un rango entre 700-950 °C dada la naturaleza cerámica de sus componentes, aunque gracias a esto ofrecen las mayores eficiencias (Morante, 2020, p. 138).

Figura 16. Ejemplos de pilas de combustible



Fuente: Morante (2020).

Figura 17. Tipos de pilas de combustible

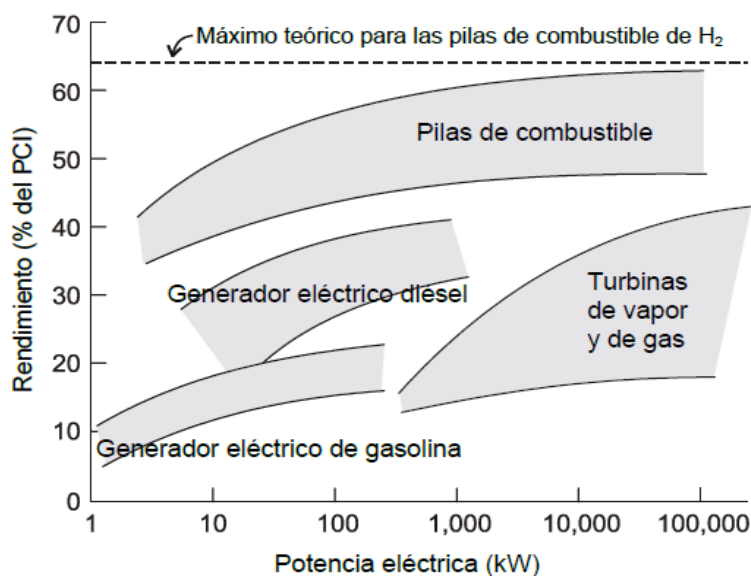
Tipos de pilas de combustible					
	PEFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC
Combustible utilizado	Hidrógeno o metano	Hidrógeno	Hidrógeno	Metano	Hidrógeno o metano
Rango de potencia (kW)	1-100	1-100	5-400	300-3.000	1-2.000
Eficiencia (%) H ₂ /CH ₄	60/40	60/-	40/-	-/50	70/60
Temperaturas de operación (°C)	40-80	65-220	150-210	600-700	600-900
Aplicación	Transporte Electricidad Cogeneración Generación distribuida	Electricidad Aplicaciones espaciales	Electricidad Cogeneración	Generación estacionaria a gran escala	Electricidad Cogeneración Generación distribuida

Fuente: Morante (2020).

Rendimiento de una pila de combustible

Aguado (2021) expone que, para una celda de combustible real, las tensiones típicas están entre 0,5 y 0,6 V con cargas de operación normales y pueden alcanzar 1,1 V en condiciones de circuito abierto. Por lo tanto, el rendimiento electroquímico de la celda está típicamente comprendido entre un 40 y 50 %, que en condiciones de circuito abierto puede alcanzar el 90 %.

Figura 18. Esferas termodinámicas de generadores eléctricos

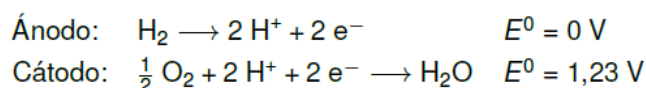


Fuente: Aguado (2021).

Pila de combustible de membrana polimérica

A su vez, este autor explica que las pilas de combustible de membrana polimérica (PEMFC), también denominadas pilas de combustible de membrana de intercambio de protones, proporcionan una densidad energética elevada y presentan la ventaja de ser ligeras y de menor tamaño en comparación con otras pilas de combustible. El electrolito de las PEMFC es una membrana delgada y sólida de un polímero de ácido sulfónico fluorado u otros polímeros similares, que son excelentes conductores de protones. El único líquido en estas pilas es el agua, de modo que pueden trabajar en cualquier orientación con mínimos problemas de corrosión. No obstante, la gestión del agua en la membrana es crítica para un funcionamiento eficiente, ya que la pila de combustible debe operar en condiciones que impidan que el agua obtenida como subproducto se evapore más rápido de lo que se produce, pues la membrana precisa mantenerse siempre hidratada. Una manera de evitar la deshidratación de la membrana consiste en saturar a los gases con vapor de agua a la entrada de la pila.

Asimismo, los protones generados en el ánodo atraviesan el electrolito sólido de membrana hasta el cátodo, donde se combinan con el oxígeno para formar agua. Las reacciones que tienen lugar en los electrodos de una pila PEMFC son las siguientes, siendo E^0 los potenciales estándar de cada semirreacción:



En el ánodo, el hidrógeno se difunde a través del soporte del electrodo y se oxida sobre las partículas del catalizador. Los protones generados migran hacia la membrana, mientras que los electrones lo hacen hacia los terminales eléctricos de la pila de combustible. Por tanto, el material del ánodo tiene que ser poroso a los gases, además de ser un conductor eléctrico. Los electrodos porosos de carbono contienen un catalizador de platino que, además de encarecer el sistema, limita el tipo de combustible que puede alimentarse debido a su extrema sensibilidad a la contaminación por monóxido de carbono. Este problema se agudiza en caso de que la pureza del hidrógeno no sea suficientemente alta. Por ello, y añadido a la limitación de la temperatura de operación de hasta unos 120° C impuesta por el polímero de la membrana, las PEMFC utilizan hidrógeno de gran pureza.

Aguado (2021) afirma que las PEMFC operan a temperaturas relativamente bajas (50–100° C), proporcionan densidades de corriente elevadas (de hasta 1 A/cm²) y tienen tiempos de respuesta rápidos, lo que permite que arranquen de manera rápida con menor tiempo de calentamiento que otras pilas de combustible. Esto supone la ventaja de un menor desgaste de los componentes del sistema, y aumenta su vida útil. Por el contrario, el calor residual no suele ser aprovechable para cogeneración u otro fin energético útil.

Hidrógenos gris, verde y azul

Según Morante (2020) aunque las propiedades fisicoquímicas del hidrógeno puedan no ser las ideales para su incorporación simple, directa y de forma masiva en nuestra economía, los beneficios potenciales que podría aportar son lo suficientemente importantes como para considerar su significativo papel en la cadena de valor, siempre que se tomen las oportunas medidas de seguridad. Como ventajas principales tenemos:

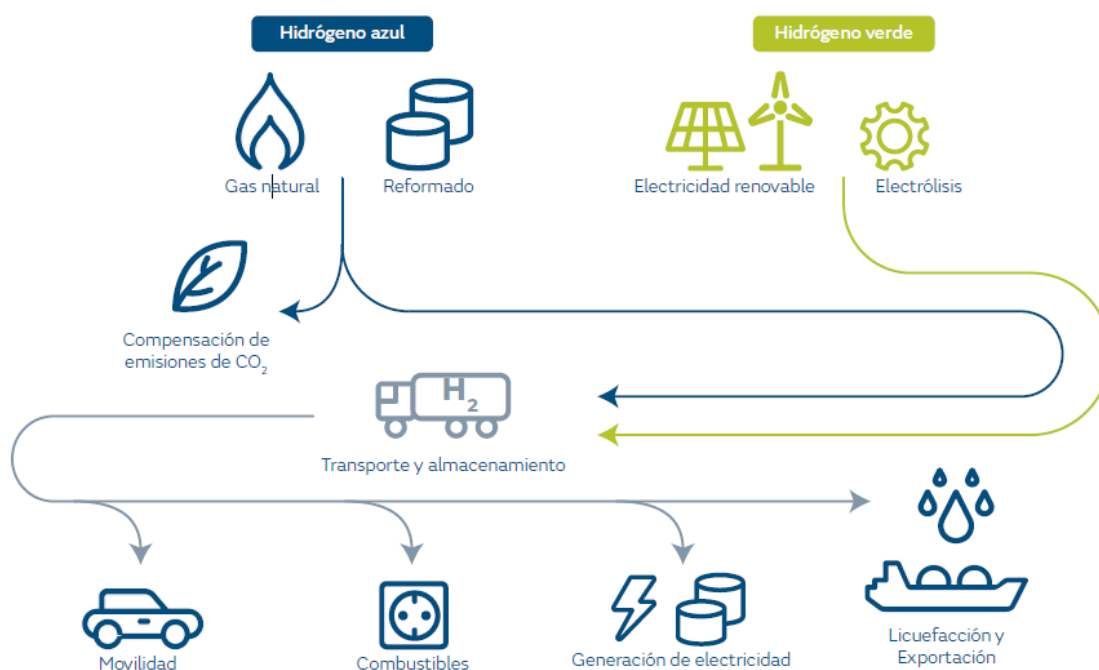
- Es el único combustible que no genera dióxido de carbono durante su utilización, ya que su combinación con oxígeno produce únicamente agua.
- Las reservas son inagotables, ya que es un combustible renovable.
- Se puede almacenar de forma relativamente sencilla.

Este autor expone que, recientemente, se ha popularizado el uso de colores para referirse al origen de producción del hidrógeno. El hidrógeno “gris” se refiere a la producción a partir de combustibles fósiles, principalmente gas natural, con emisiones asociadas de dióxido de carbono. El término “azul” se usa comúnmente para la producción a partir de combustibles fósiles, gestionando las emisiones de CO₂ mediante el uso de tecnologías de captura u otras formas de compensación. Se han propuesto nuevas vías azules para la obtención de hidrógeno a partir del pirólisis de metano fósil, lo que genera productos sólidos de carbono más fáciles de capturar que el dióxido de carbono, pero que continúan planteando un serio problema de residuos.

El término “verde” se aplica a la producción generalmente a partir de agua, empleando electricidad renovable, aunque también se refiere a otras fuentes renovables como la biomasa. En determinados informes, a veces se usan términos como “negro” o “marrón” para referirse a la producción de hidrógeno a partir de carbón. Actualmente, la producción mundial de hidrógeno es de unas 70 Mt, de las cuales el 99 % es gris, que genera unas emisiones anuales de 830 MtCO₂,

incluyendo todas las etapas del proceso. Así, para alcanzar los objetivos mundiales de descarbonización será necesaria la inmediata transición de hidrógeno gris al azul, neutro en carbono, y focalizar los esfuerzos en el despliegue de las tecnologías de hidrógeno verde, renovable y sin emisiones directas de CO₂.

Figura 19. Ciclo del uso del hidrógeno



Fuente: Morante (2020).

Litio

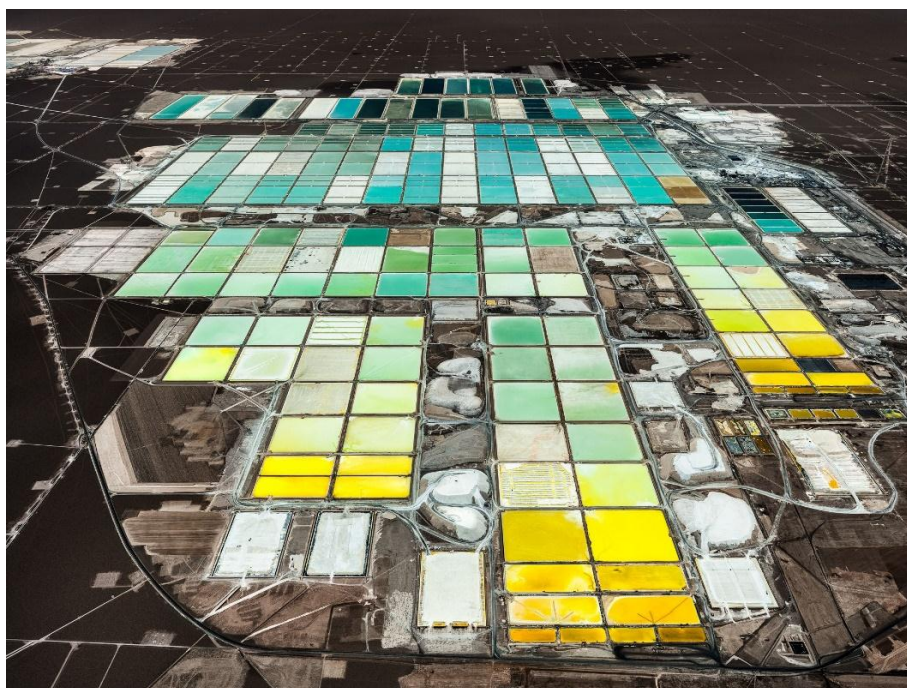
Campbell (2022) establece que los campos de extracción de litio en Sudamérica han sido captados por un fotógrafo desde el aire en una impresionante alta definición. Aunque las imágenes sean impresionantes a la vista, representan el lado oscuro de nuestro mundo que se electrifica rápidamente. El litio representa una vía para salir de nuestra dependencia de la producción de combustibles fósiles. Al ser el metal más ligero del planeta, se utiliza ampliamente en dispositivos eléctricos, desde teléfonos móviles y ordenadores portátiles hasta coches y aviones.

Asimismo, propone que las baterías de iones de litio son más famosas por alimentar los vehículos eléctricos, que están llamados a representar hasta el 60 % de las ventas de coches nuevos en 2030. La batería de un *Tesla Model S*, por ejemplo, utiliza unos 12 kg de litio. Estas baterías son la clave de una energía ligera y recargable. La demanda de litio no tiene precedentes y muchos

dicen que es crucial para la transición a las energías renovables. Sin embargo, esto no viene sin un coste: la extracción del elemento químico puede ser perjudicial para el medio ambiente. El fotógrafo aéreo alemán, Tom Hegen, está especializado en documentar las huellas que dejamos en la superficie terrestre. Su trabajo ofrece una visión general de los lugares donde extraemos, refinamos y consumimos recursos, con su última serie que expone el "Triángulo del Litio".

Según esta autora, esta región rica en yacimientos naturales se encuentra donde confluyen las fronteras de Chile, Argentina y Bolivia. Y aproximadamente una cuarta parte de ellos se almacena en el Salar de Atacama, en el norte de Chile. Hegen habló de su proyecto. ¿Por qué la extracción de litio es mala para el medio ambiente? Cualquier tipo de extracción de recursos es perjudicial para el planeta. Esto se debe a que la extracción de estas materias primas puede provocar la degradación del suelo, la escasez de agua, la pérdida de biodiversidad, el daño a las funciones del ecosistema y el aumento del calentamiento global. Pero cuando se piensa en la extracción, pensamos en combustibles fósiles como el carbón y el gas. Desgraciadamente el litio también cae bajo el mismo paraguas, a pesar de allanar el camino hacia un futuro eléctrico. El litio puede describirse como el mineral no renovable que hace posible las energías renovables, a menudo considerado como el próximo petróleo.

Figura 20. Campos de litio en el salar de Atacama, Chile



Fuente: Campbell (2022).

Según esta perspectiva, los tonos vivos de los campos de litio, o estanques, se deben a las diferentes concentraciones de carbonato de litio. Sus colores pueden ir desde el blanco rosado hasta el turquesa, pasando por el amarillo canario altamente concentrado. Un artículo publicado en 2015 en la revista *New Scientist* describió los campos como "paisajes surrealistas donde nacen las baterías". Es necesario decir que cualquier tipo de extracción de recursos es perjudicial para el planeta. Esto se debe a que la extracción de estas materias primas puede provocar la degradación del suelo, la escasez de agua, la pérdida de biodiversidad, el daño a las funciones del ecosistema y el aumento del calentamiento global.

Pero cuando se habla de la extracción, se piensa en combustibles fósiles como el carbón y el gas. Sin embargo, el litio también cae bajo el mismo paraguas, a pesar de allanar el camino hacia un futuro eléctrico. El litio puede describirse como el mineral no renovable que hace posible las energías renovables, a menudo considerado como el próximo petróleo. Según un informe de Amigos de la Tierra (ATI), la extracción de litio perjudica inevitablemente al suelo y provoca la contaminación del aire. A medida que aumenta la demanda, los impactos de la minería "afectan cada vez más a las comunidades en las que se lleva a cabo esta dañina extracción, poniendo en peligro su acceso al agua", dice el informe.

Desde esta visión, los salares de Sudamérica donde se encuentra el litio están situados en territorios áridos. En estos lugares, el acceso al agua es clave para las comunidades locales y sus medios de vida, así como para la flora y la fauna locales. En el salar de Atacama, en Chile, la minería consume, contamina y desvía los escasos recursos hídricos de las comunidades locales. La producción de litio mediante estanques de evaporación utiliza mucha agua: unos 21 millones de litros al día. Se necesitan aproximadamente 2,2 millones de litros de agua para producir una tonelada de litio.

Por su parte, un informe de la AT expone que la extracción de litio ha provocado conflictos con el agua en comunidades tales como Toconao en el norte de Chile. Así, resulta necesario preguntarse si resulta necesario dejar de extraer este recurso. En un informe similar publicado en 2021 por la organización sin ánimo de lucro BePe (Bienaventuradores de Pobres) también señala el agua como una de las principales preocupaciones de las operaciones de extracción de litio. A su vez afirma que no se han realizado suficientes investigaciones sobre la posible contaminación del agua y que resulta necesario su uso hasta que algún estudio determine la viabilidad del caso.

Según Bloomberg (2022) en la zona de Jujuy, Argentina, país que compone el llamado ‘Triángulo del Litio’, algunas comunidades indígenas se han opuesto a la extracción del litio en su territorio debido al impacto ambiental en la disponibilidad del agua para los ecosistemas y la población, de acuerdo con el equipo de investigadores Sobre la Tierra y la Fundación Heinrich Böll, con oficinas en Colombia. La contaminación del suelo con litio puede llegar a la cadena alimentaria por su movilidad en las aguas superficiales, subterráneas y su absorción por las plantas, situación que puede causar problemas de toxicología en el cuerpo humano, según un estudio publicado en Science Direct en 2021. El litio es clave para hacer frente al cambio climático en la transición a energías renovables, pero sus impactos a la salud, la biodiversidad y el medioambiente “están por verse”, dijo Andrés Ángel, asesor científico de la Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente (AIDA) a la agencia de noticias EFE.

Plomo

Por su parte, Lentech (2015) afirma que el plomo es un metal blando que ha sido conocido a través de los años por muchas aplicaciones. Este ha sido usado ampliamente desde el 5000 antes de Cristo para aplicaciones en productos metálicos, cables y tuberías, y también en pinturas y pesticidas. El plomo es uno de los cuatro metales que tienen un mayor efecto dañino sobre la salud humana. Este puede entrar en el cuerpo humano a través de la comida (65 %), agua (20 %) y aire (15 %).

Las comidas como fruta, vegetales, carnes, granos, mariscos, refrescos y vino pueden contener cantidades significantes de plomo. El humo de los cigarrillos también lo contiene pequeñas cantidades. El plomo puede entrar en el agua potable a través de la corrosión de las tuberías. Esto es más común que ocurra cuando el agua es ligeramente ácida. Este es el porqué los sistemas de tratamiento de aguas públicas son ahora requeridos para llevar a cabo un ajuste de pH en agua potable. Que sepamos, el plomo no cumple ninguna función esencial en el cuerpo humano, este puede principalmente causar daño después de ser tomado en la comida, aire o agua. El plomo provoca varios efectos no deseados, como:

- Perturbación de la biosíntesis de hemoglobina y anemia
- Incremento de la presión sanguínea
- Daño a los riñones

- Abortos y abortos sutiles
- Perturbación del sistema nervioso
- Daño al cerebro
- Disminución de la fertilidad del hombre a través del daño en el esperma
- Disminución de las habilidades de aprendizaje de los niños
- Perturbación en el comportamiento de los niños, como es agresión, comportamiento impulsivo e hipersensibilidad (Lentech, 2015, p. 120).

El plomo puede entrar en el feto a través de la placenta de la madre. Debido a esto puede causar serios daños al sistema nervioso y al cerebro de los niños por nacer. Asimismo, propone que el plomo ocurre de forma natural en el ambiente, pero las mayores concentraciones encontradas en el ambiente son el resultado de las actividades humanas.

Un ciclo no natural del plomo tiene lugar en su aplicación en gasolinas. En los motores de los coches el plomo es quemado, lo que genera sales de plomo (cloruros, bromuros, óxidos). Estas sales entran en el ambiente a través de los tubos de escape de los coches. Las partículas grandes precipitarán en el suelo o la superficie de aguas; las pequeñas partículas viajarán largas distancias a través del aire y permanecerán en la atmósfera, y parte de este plomo caerá de nuevo sobre la tierra cuando llueva. Este ciclo del plomo, causado por la producción humana, está mucho más extendido que el ciclo natural. La contaminación por plomo es tema mundial, ya que no solo la gasolina con este metal causa concentraciones en el ambiental, sino otras actividades humanas, como la combustión del petróleo, procesos industriales, combustión de residuos sólidos, también provocan polución.

Asimismo, el plomo puede terminar en el agua y suelos a través de la corrosión de las tuberías de plomo en los sistemas de transportes y a través de la corrosión de pinturas que lo contienen, pues no se destruye, sino que se puede convertir en otros compuestos. El plomo se acumula en los cuerpos de los organismos acuáticos y organismos del suelo. Estos experimentarán efectos en su salud por envenenamiento. Los efectos sobre la salud de los crustáceos pueden tener lugar incluso cuando solo hay pequeñas concentraciones de plomo presente.

Las funciones en el fitoplancton pueden ser perturbados cuando interfiere con el plomo. El fitoplancton es una fuente importante de producción de oxígeno en mares y muchos grandes animales marinos lo comen. Este es por qué ahora se empieza a preguntar si la contaminación por

plomo puede influir en los balances globales. Las funciones del suelo son perturbadas por la intervención del plomo, especialmente cerca de las autopistas y tierras de cultivos, donde concentraciones extremas pueden estar presente. Los organismos del suelo también sufren envenenamiento por este metal. En esta medida, el plomo es un elemento químico particularmente peligroso; se puede acumular en organismos individuales y entrar en las cadenas alimenticias.

NEC, CSA y EC-79

Según MEIC (2022) existe, a nivel nacional e internacional, una serie de normativas adoptadas por los países y por las empresas que definen parámetros específicos de funcionamiento, cálculo y construcción de equipos y accesorios. Dichas normativas son diseñadas específicamente para preservar la integridad humana y seguridad en torno a cualquier instalación que sea especificada. Dentro de las normativas que tendremos a consideración están:

1. EC-79: Esta es una norma europea para fabricación de equipos descrita en la página de la agencia Ambiental europea como: “Regulation (EC) No 79/2009 of the European Parliament and of the Council of 14 January 2009 on type-approval of hydrogen-powered motor vehicles, and amending Directive 2007/46/EC”, donde se describen las calidades de fabricación de los equipos de hidrógeno para la utilización en transporte.

THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION
(2009)

2. CSA: Sus siglas significan “Canadian Standards Association”; esta es una organización mundial compuesta por países de Norteamérica, Asia y Europa dedicada a la seguridad, bien social y sostenibilidad. Su rango de normas establecen a los fabricantes estándares para la fabricación de equipos de vehículos de hidrógeno y tecnologías de celdas de combustible.

CSA Group (s.f)

3. NEC: “National Electric Code” (por sus siglas en inglés) es establecida en Costa Rica como la normativa a seguir en instalaciones eléctricas, especificado bajo el decreto ejecutivo N°36979-MEIC en su artículo 1°: “Oficialícese como “Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y de la Propiedad”, la norma NFPA-70, en su última

versión actualizada en español emitida por la NFPA, con la excepción del artículo 90 y de aquellos artículos que se encuentran afectados en este Reglamento”. Esta normativa específica, entre varios factores referentes a diseños eléctricos, procedimientos de instalación, cálculos matemáticos, selección de materiales, etc.

CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO

De acuerdo con Hernández, Fernández y Baptista (2014), los enfoques “constituyen posibles elecciones para enfrentar problemas de investigación” (p. 2). El enfoque indica la manera en la que se aborda el fenómeno, marca la ruta a seguir para responder a la pregunta y los objetivos de investigación, asimismo ayuda a definir la profundidad en que se desea aproximarse al tema de estudio.

Define también que:

el enfoque cuantitativo (que representa, como dijimos, un conjunto de procesos) es secuencial y probatorio. Cada etapa precede a la siguiente y no podemos “brincar” o eludir pasos. El orden es riguroso, aunque desde luego, podemos redefinir alguna fase. Parte de una idea que va acotándose y, una vez delimitada, se derivan objetivos y preguntas de investigación, se revisa la literatura y se construye un marco o una perspectiva teórica. De las preguntas se establecen hipótesis y determinan variables; se traza un plan para probarlas (diseño); se miden las variables en un determinado contexto; se analizan las mediciones obtenidas utilizando métodos estadísticos, y se extrae una serie de conclusiones. (Hernández, Fernández y Baptista, 2014, p. 2).

Este diseño se basa en la obtención de resultados aplicables; por lo tanto, el enfoque es cuantitativo. En el siguiente cuadro se muestran los diversos puntos por abarcar y sus diferentes objetivos.

Tabla 1. Operacionalización de variables

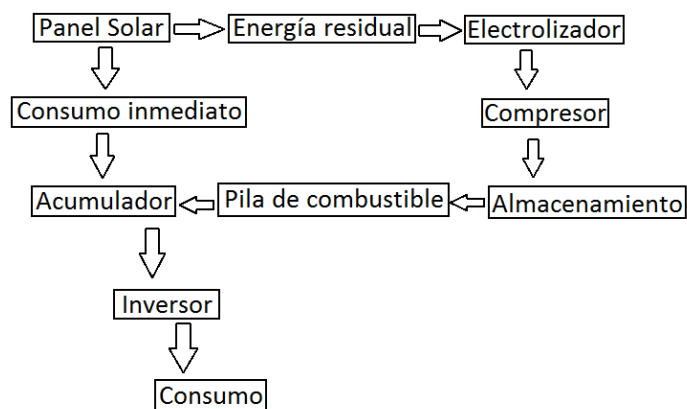
Objetivo	Variable	Indicador	Definición Conceptual	Definición Operacional	Definición Instrumental
Viabilidad del hidrógeno como almacenamiento de energía.	Tecnologías de uso de hidrógeno.	Costo monetario y barreras tecnológicas.	Hidrógeno como fuente de almacenamiento y producción de energía eléctrica.	Análisis de la implementación de tecnologías de hidrógeno a los sistemas de paneles fotovoltaicos. Y análisis de necesidades de recurso hídrico.	Viabilidad tecnológica y económica de implantación de tecnologías del hidrógeno en sistemas de almacenamiento y generación eléctrica.
Diseño de sistema de generación de hidrógeno con paneles solares.	Consumo en Kwh. Consumo de agua para electrolisis. Equipos comercialmente adquiribles.	Potencia necesaria de generar con base en consumo diario y energía residual producida.	Cantidad de energía eléctrica entregada, absorbida o almacenada. Cantidad de agua necesaria en el proceso.	Análisis de facturas de consumo de servicios públicos para determinar la generación diaria, dimensionado de equipos y consumo de recursos.	Diseños existentes, PVGIS y cálculos matemáticos. Información técnica de equipo en el mercado.
Establecer vida útil de los equipos de hidrógeno.	Fatiga y desgaste.	Años y costos de mantenimiento (si aplica).	Vida útil de los sistemas de almacenamiento, tuberías, electrolizadores y pilas de combustible.	Investigación de información técnica brindada por fabricantes de los equipos a considerar en el diseño propuesto.	Catálogos e información técnica. Proyecciones de ciclos de trabajo.

Objetivo	Variable	Indicador	Definición Conceptual	Definición Operacional	Definición Instrumental
Comparación de diseños.	Eficiencia energética y costo de proyectos.	Diferencias de diseño.	Relación costo beneficio de cada proyecto y eficiencia de cada sistema.	Realización de cálculos económicos de inversiones para cada diseño. Análisis de eficiencia energética de producción de hidrógeno y de pilas de combustible. Establecer cantidad de agua necesaria en el proceso.	Confección de cuadro comparativo.
Investigación de impacto ecológico entre los diseños de almacenamiento.	Contaminación.	Extracción de metales y residuos. Fabricación de elementos del diseño.	Daño ambiental derivado de: uso de acumuladores químicos y de la fabricación de los equipos de hidrógeno.	Extrapolación de resultados a escalas internacionales para determinar impacto ambiental a corto, mediano y largo plazo.	Huella de carbono, consumo y daño ambiental de recursos hídricos, residuos y tratamiento de reciclaje.
Análisis de costos.	Costo de implementación de equipos en el diseño.	Determinación de un modelo de inversión para dichas tecnologías.	Análisis de inversión para adquisición de equipos del proyecto.	Realización de una investigación con fabricantes para determinar los costos económicos de inversión.	Datos de costos de inversión a realizar.

Fuente: Elaboración propia, 2022.

Diseño teórico

Figura 21. Diagrama de flujo de modelo inicial



Fuente: Elaboración propia (2023).

Es posible ver las etapas consecuentes de cada parte del proceso. En primer lugar, el panel solar implica que el modelo inicia en los paneles solares donde se usa la energía solar para la generación eléctrica, dicha energía será utilizada en el consumo inmediato y la energía residual que genere será destinada a la producción de hidrógeno. En segundo lugar, el electrolizador se entiende como una herramienta que permite obtener hidrógeno. Con la energía no utilizada por los paneles durante el consumo inmediato, vamos a tener esta etapa donde por medio de electrolisis descomponemos el agua para obtener el hidrógeno. Este proceso solo necesita energía eléctrica para su funcionamiento y no produce contaminación alguna.

En esta etapa se entiende lo siguiente: los electrodos sumergidos en agua con alguna conductividad eléctrica capaz de permitir el flujo de corriente por el agua. Estas pueden ser sales que nos den como resultado una solución de electrolito, normalmente se utiliza KOH (hidróxido de potasio alcalino). Al aplicar una corriente eléctrica por el agua a través de los electrodos, se genera una separación de los átomos de oxígeno y de hidrógeno y utilizando una membrana separadora, entre ánodo y cátodo, podremos formar del lado del cátodo átomos de hidrógeno en forma de gas que almacenaremos y del lado del ánodo tendremos oxígeno.

Ahora bien, la tensión que debe aplicarse a la celda debe rondar los 1,48v, esto debido a que si se aumenta el voltaje se convertirá en una reacción exotérmica y si se reduce no se generará la electrolisis, en aplicaciones a mayor escala y por medio de equipos que puedan mantener temperaturas altas tendremos eficiencias mejores, ya que la electrolisis puede lograrse a tensiones

mucho menores, incluso llega a funcionar con 1v. Se obtiene así el hidrógeno que se utiliza en el almacenamiento de energía. Es sabido que en equipos electrolizadores modernos podemos manejar corrientes elevadas que permiten un flujo mayor de generación de hidrógeno de hasta 2 A/cm² en sus placas, con eficiencias energéticas de entre 55 % y 70 %. Es importante destacar que la cantidad de placas debe trabajar acorde a la tensión de la fuente de alimentación. Si se parte del supuesto de una fuente que trabaja a 12v constantes:

$$\text{Cantidad de placas} = \frac{\text{Tensión total}}{\text{Tensión individual trabajable}} = \frac{12v}{1,48^v/\text{placa}} = 8,1 \text{ placas}$$

Para determinar la producción, se debe trabajar normalmente con el poder calorífico del hidrógeno, definido entre 33 kWh/kg y 38 kWh/kg. A partir de aquí, se puede dimensionar el equipo al tener la energía necesaria, la corriente que se puede manejar y los voltajes necesarios para su funcionamiento. Con respecto a la compresión y almacenamiento, el hidrógeno por su naturaleza como gas, debe ser presurizado para su almacenaje. A partir de este momento, se tiene el hidrógeno de alta pureza, desde la salida del electrolizador y en todos los demás elementos de diseño. Así, se tratan con características propias del hidrógeno como lo son fugas, fragilización, riesgos de inflamabilidad, entre otros.

Para esto hay varias normativas como lo son la EC-79 y las Normativas de CSA que aseguran calidades específicas en los materiales y sus conexiones. Estas normativas incluyen también tipos de cilindros definidos en categorías para determinar las presiones de hidrógeno y calidad, sea gas o líquido criogénico. También determinará espesores de tuberías, accesorios de control, válvulas, manómetros, uniones e inclusive la geometría interna de los acoples.

Una vez esté el hidrógeno producido y almacenado, se obtiene el siguiente valor energético, 119,93 MJ/kg que equivale a 33 kWh por cada kilogramo de hidrógeno, cuya información coincide con la energía suministrada al electrolizador para su producción. Este hidrógeno almacenado se utilizará en los momentos donde no haya radiación solar suficiente como para que el sistema fotovoltaico logre mantener la carga demandada por la vivienda en tiempo de poca o nula radiación solar.

Con respecto al plan de combustible, el encargado de suministrar la energía eléctrica, cuando no haya producción por parte de los paneles, es la pila de combustible, que convierte la

energía química del hidrógeno en electricidad con una eficiencia aproximada del 50 %. Siendo sus únicos residuos, calor y agua. Por esto, dicha tecnología es considerada como verde, al otorgar de energía eléctrica sin residuos contaminantes. Su funcionamiento es similar al del electrolizador, donde tendremos ánodo, cátodo y una membrana electrolítica entre ellas. Se alimenta únicamente con hidrógeno como combustible y un oxidante, comúnmente el oxígeno del aire.

El proceso químico, al encontrar estos elementos en la pila, produce una diferencia de potencial eléctrico y agua como residuo. La tensión resultante de dicho proceso en circuito abierto es de aproximadamente 1,229 v, una vez en funcionamiento esta tensión, por temas de la resistividad interna de la pila, decaerá; cuando la carga demandada lleva la tensión de la pila entre 0,5v y 0,6v se llega al punto de máxima eficiencia de operación. Esto se trabaja cambiando la presión de alimentación del sistema en la entrada de hidrógeno. Esto refiere a un tema importante a considerar, al tratar de alimentar un circuito y equiparar la resistencia interna de la pila con la del circuito notamos que la caída de tensión es del 50 %, esto significa que la eficiencia máxima de la pila de combustible será cerca del 50 %.

Las pilas de combustible en sus placas pueden trabajar con corrientes relativamente elevadas aun siendo apenas la mitad que el electrolizador, de hasta 1 A/cm². Con esto tenemos una manera de conseguir de nuevo la tensión de alimentación que se demandó al principio para producir el hidrógeno. Y se calcularía el dimensionamiento de la siguiente manera.

$$\text{Cantidad de placas} = \frac{\text{Tensión total requerida}}{\text{Tensión individual por placa}} = \frac{12v}{0,55 v/\text{placa}} = 22,81 \text{ placas}$$

Un área definida por las corrientes máximas a trabajar, en términos del acumulador, es una batería que será la encargada de mantener un voltaje estable durante las fluctuaciones de consumo. La pila de combustible no posee la capacidad de atender de manera inmediata variaciones en la carga requerida. Esto genera en el sistema la necesidad de utilizar el acumulador que, si bien sigue siendo un objetivo del diseño evitar el uso de baterías, dan el beneficio de evitar picos de voltaje o deficiencias de potencia en el circuito. No obstante, al no ser esta la fuente primaria de almacenamiento evitamos la sobreproducción de residuos químicos.

Esta puede ser de distintas tecnologías, sea AGM, gel, plomo, litio, etc. Dada la necesidad, se puede optar por la tecnología más asequible y fácil de tratar para la recuperación de materiales

una vez se descarte. Sobre el inversor, una vez establecido el circuito de producción, almacenamiento y estabilización de voltaje, será el inversor quien supla las necesidades de carga de la vivienda. Como todo elemento, este posee una eficiencia que ha de ser considerada en el diseño. Esta, en muchos casos de equipos modernos, se encuentra cerca de un 95 %.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

Caso de estudio

Se toma el modelo de consumo de una vivienda de clase media donde el total de la facturación mensual se basa en 30 días. Este consumo mensual se enfoca en el promedio de facturación de una vivienda de la zona de Aserrí, donde la facturación de seis meses corresponde a los siguientes valores en la facturación:

Tabla 2. Facturación por mes

Mes/Año	Consumo en kWh
01/2023	311
02/2023	255
03/2023	287
04/2023	309
05/2023	282
06/2023	288

Fuente: Elaboración propia (2023).

Se denota una variación con un pico de consumo de 311 kWh. Con base en este consumo se diseña el proyecto que corresponde a la lectura del mes de diciembre, donde las reuniones familiares conllevan un consumo mayor que el resto de los meses. Establecemos esto en un consumo aproximado de:

$$\text{Consumo diario} = \frac{\text{Consumo mensual}}{\text{días totales}} = \frac{311\text{kWh}}{30 \text{ días}} = 10,37\text{kWh diarios}$$

Al establecer este consumo diario, la necesidad de producción mínima estaría determinada a los 11 kWh aproximadamente por día en el modelo propuesto. El modelo debe ser autosustentable, por lo que el almacenamiento ha de tener la capacidad de solventar la necesidad de consumo en horas de no producción y la generar una cantidad suficiente de energía para

mantener el funcionamiento durante las horas de radiación solar y, además, proporcionar suficiente energía para el proceso de electrolisis. Bajo un criterio de la necesidad de almacenamiento de energía y considerando los factores de eficiencia de las tecnologías a utilizar, se evidencia una necesidad de producción eléctrica definida de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 \text{Producción diaria} &= \frac{\text{Consumo diario}}{\text{eficiencia total del sistema}} \\
 &= \frac{11kWh}{0,95_{\text{inversor}} * 0,50_{\text{pila}} * 0,60_{\text{electrolizador}}} \\
 &= \frac{11kWh}{28,5\%_{\text{eficiencia global}}} = 38,6kWh
 \end{aligned}$$

A esta necesidad de generación por parte de los paneles fotovoltaicos, es necesario añadir el consumo por parte del compresor, que varía con la presión de diseño requerido, que depende del volumen y la masa necesaria para almacenar hidrógeno. El hidrógeno, por su parte, indica tener 119,93 MJ/kg de densidad energética, equivalente a 33,3 kWh. Ahora bien, las pilas de hidrógeno al tener una eficiencia aproximada de 50 %, se entiende como aprovechable por cada kg de hidrógeno 15 kWh aproximadamente; a partir de esto, se considera la masa de hidrógeno necesaria.

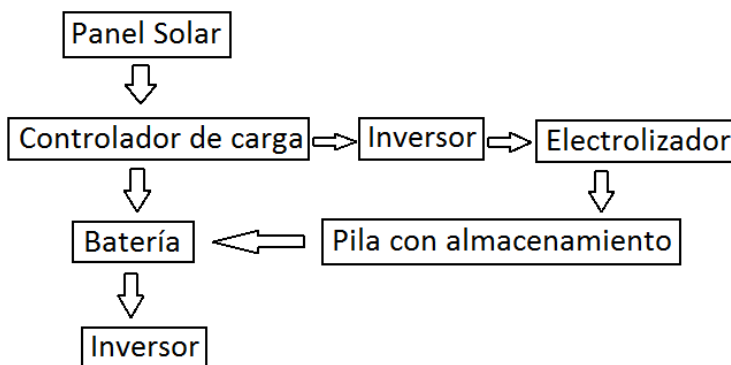
En cuanto a la radiación solar aprovechable promedio en Costa Rica de 5 horas. Se tiene, únicamente, este lapso temporal para la generación de hidrógeno; con base en esta información, se devenga una potencia de generación aproximada de:

$$P = \frac{38,6kWh}{5hora} = 7,72kW$$

Diseño aplicable

El flujo de trabajo en equipos aplicables se define de la siguiente forma:

Figura 22. Diseño aplicable de flujo de energía y producción de hidrógeno



Fuente: Elaboración propia.

Para lograr satisfacer la demanda energética, es necesario aplicar el diseño en orden inverso a la generación de energía eléctrica, e ir añadiendo las necesidades en cada etapa en consideración de las pérdidas que conllevan.

Inversor conectado a la carga

Se empieza por el inversor, una vez más, y se considera aplicable usar inversores de la marca Purasol de 5 kW para tener una salida de 240 v capaz de solventar las necesidades de la vivienda. Este equipo trabaja con una eficiencia del 95 %. A razón de nuestra necesidad de consumo diario tendremos entonces:

$$\text{Consumo} = \frac{11kWh}{95\%_{\text{inversor}}} = 11,58kWh$$

La cantidad de inversores debe ser considerada usando la normativa del NEC para calcular la demanda de potencia.

Pila de combustible y almacenamiento

Con respecto a la pila de combustible que conserva la carga del acumulador y suple la necesidad del inversor. Un equipo que tiene una gran ventaja, por en un solo gabinete el almacenamiento y la pila de combustible, es el 32U23 6cyl300 de la marca *Plug Power*. Este gabinete tiene la particularidad de contar con una capacidad de entrega de 10 kW y una capacidad de almacenamiento de 54 kWh a 2400 psi.

La pila de combustible asegura un consumo de 32 slpm para generar 2,5 kW por módulo, y cuenta con cuatro módulos para un total de 10 kW de potencia de salida. Para tener una idea clave de dicho consumo tenemos que 1 slpm equivale aproximadamente a 1 L por minuto a una presión de 1 bar. Se puede considerar la densidad del hidrógeno a presión atmosférica para realizar dicho cálculo.

$$\rho_H = 0,0899 \text{ Kg}/\text{m}^3 = 0,0000899 \text{ kg}/\text{L}$$

Con esto tenemos que el equipo para generar 1 kW tendrá un consumo de:

$$\frac{32 \text{ slpm}}{2,5 \text{ kW}} = 12,8 \text{ slpm}/\text{kW}$$

Sustituimos los litros por kilogramos y tenemos:

$$\frac{0,0000899 \text{ kg}/\text{min}}{1 \text{ slpm}} * 12,8 \text{ slpm}/\text{kW} * 60 \text{ min}/\text{h} = 0,07 \text{ kg}/\text{kWh}$$

Esta es la capacidad de producción eléctrica por parte de la pila de combustible.

El equipo dice contar con un almacenamiento de 54 kWh a 2400 psi:

$$2400 \text{ psi} * \frac{1 \text{ bar}}{14,5 \text{ psi}} = 165,51 \text{ bares}$$

Electrolizador

Con esta información, se establece el electrolizador y la presión de trabajo. Dentro de la gama de electrolizadores, la mayor cantidad de fabricantes que los comercializan los destinan para aplicaciones industriales con potencias en el orden de cientos de kW hasta los MW. Esto debido a que la proyección actual del hidrógeno se ha conducido en su mayoría en la producción a gran escala y al transporte en forma criogénica. Para la presente aplicación se encontraron 3 fabricantes, con diferencias considerables, siendo el más adecuado en equipo ELM 4.0 de la marca Enapter. Este equipo, además de tener una producción aplicable al diseño, tiene la particularidad que en la salida tiene una presión, relativamente alta, de 35 bares.

El presente diseño trabaja con los 35 bares de salida del equipo Enapter. Se tiene que recalcular mediante la ecuación de gases ideales la cantidad de masa que puede almacenar el equipo con su nueva presión de trabajo. A partir de ahí, se observa cuánta capacidad de carga

puede almacenar. El compresor, además de aumentar el costo y el ruido, añade pérdidas al realizar trabajo extra para aumentar la presión del sistema, por lo cual se descartará. Al obtener una presión de salida del equipo electrolizador de 35 bares, se considera más práctico aumentar el volumen de almacenamiento a una presión menor. Esto garantiza una sencillez en el proceso de sellado de tuberías, acoples y accesorios que evitará fugas a futuro con lo que la seguridad y vida útil del diseño en general se aumenta.

Se entiende que la ecuación de gases ideales se define como $PV = ZmRT$ y, dado que el volumen es constante, es posible utilizar la fórmula de la manera $V = \frac{ZmRT}{P}$. Se evidencia también que el hidrógeno empieza a dejar de comportarse como un gas ideal y pasa a comportarse como un gas real a presiones mayores a la que está diseñada en el equipo, podemos descartar el factor de compresibilidad Z por lo que nuestra ecuación quedará de esta manera:

$$\frac{m_1RT}{P_1} = \frac{m_2RT}{P_2}$$

$$\frac{m_1}{P_1} = \frac{m_2}{P_2}$$

El fabricante solo especifica la capacidad de almacenamiento energético y no supe especificaciones técnicas como volumen o masa, pero al ser la masa directamente proporcional a la capacidad de almacenamiento, podemos tomar este valor como referencia para realizar un cálculo de la masa presente en el equipo y así calcular la diferencia con la nueva presión de trabajo:

$$0,07 \text{ kg/kWh} * 54 \text{ kWh} = 3,78 \text{ kg}$$

Sustituimos:

$$m_2 = \frac{35 \text{ bares} * 3,78 \text{ kg}}{165,51 \text{ bares}} = 0,8 \text{ kg}$$

Con el hecho de que el equipo trabaja bajo el siguiente principio: $0,07 \text{ kg/kWh}$ esta masa nos da la siguiente capacidad de almacenamiento de energía.

$$\frac{0,8 \text{ kg}}{0,07 \text{ kg/kWh}} = 11,42 \text{ kWh}$$

Esta sería la capacidad de almacenamiento de energía del equipo a la presión designada por el electrolizador, hay una gran pérdida en la capacidad de almacenamiento, pero los beneficios de no tener que utilizar energía extra para el aumento de la presión mejoran la eficiencia y reduce los costos de mantenimiento al evitar presiones más elevadas; otro beneficio es que al no haber compresor evitamos el mantenimiento y su control. Una manera de aumentar de manera sencilla la capacidad de almacenamiento sería acoplar otro gabinete de tanque del mismo fabricante que duplicaría la capacidad de almacenamiento.

A razón del presente diseño, los 11,42 kWh son suficientes para mantener los consumos de la vivienda en el diario, ya que, si bien se había considerado 11,58 kWh como la necesidad de producción, no lo es así de almacenamiento, pues gran parte del día tendremos la generación fotovoltaica para suplir dichas necesidades. Además, el acumulador nos dará una extra de capacidad de almacenamiento. Es necesario tener la capacidad de producir los 0,8 kg de hidrógeno durante la hora de radiación solar efectivas.

El equipo *Enapter* tiene una capacidad de producción de hidrógeno de $1,0785kg/24horas$ con un consumo de 2,4 kW, el tiempo considerable de operación sería aproximadamente 5 horas diarias dada la radiación solar. Por lo tanto, será:

$$\frac{1,0785kg}{24horas} * 5horas = 0,225kg$$

El equipo cuenta con la capacidad de trabajar en paralelo con otros módulos con lo que al colocar 4 de estos tendremos que suplir una producción de:

$$0,225kg * 4 = 0,9kg.$$

Estos 0,9 kg supondrán una potencia máxima del equipo durante las 5 horas de generación, pero el almacenamiento permite 0,8 kg, por lo que el equipo al fabricar $1,0785kg/24horas$ por módulo a su potencia nominal podremos calcular la potencia requerida por 4 módulos para la producción de 0,8 kg.

$$\frac{2,4kW * 24horas}{1,0785kg} * \frac{0,8kg}{5horas} = 8,55kW$$

$$\frac{8,55kW}{4equipos} = 2,14 kW/módulo$$

Necesitando una cantidad de energía equivalente a:

$$8,55kW * 5horas = 42,75kWh$$

Capacidad suficiente para suplir las necesidades de almacenamiento. La eficiencia total del sistema de producción, almacenamiento y utilización del hidrógeno será:

$$\frac{E_o}{E_i} = \frac{11,42kWh}{42,75kWh} = 26,7\%$$

Se entiende que, por parte de los electrolizadores, es posible consumir una potencia de 8,55 kW, con el detalle que estos trabajan con corriente alterna a 240 v. Los paneles por su parte proveen corriente directa, esto indica que se debe colocar un inversor capaz de mantener los electrolizadores funcionando durante el tiempo de radiación solar. Usaremos nuevamente equipos de la empresa Purasol para el diseño. Con una conexión de 2 equipos Phoenix de 5000 W se puede suplir el consumo de los electrolizadores. Estos trabajan con una entrada de 48 v y una eficiencia del 95 %. Con lo que debemos alimentarlos con la siguiente potencia por parte de los paneles:

$$\frac{8,55kW}{95\%} = 9kW$$

Alimentación de los Electrolizadores

Los 9 kW debe ser la potencia necesaria suministrada a los inversores para mantener la generación de hidrógeno, el control para esto será un controlador de carga, este tiene la capacidad de controlar la energía consumida de manera inmediata mientras que la no necesaria sería desviada a los electrolizadores. Le empresa Purasol dispone también de estos equipos capaces de controlar voltajes de 48 v y potencias de hasta 5,8 kW, con dos controladores de carga de 4,9 kW estos manejarían una potencia máxima de:

$$4,9kW * 2 = 9,8kW$$

Suficiente para el control de consumo y de generación de hidrógeno. Se tiene ya la potencia requerida a los paneles, 9 kW para asegurar la producción suficiente de hidrógeno. Con esto, habrá una mejoría en la eficiencia total del sistema por los consumos dentro del tiempo de radiación

solar; esta mejoría no es tomada en cuenta en cálculos, ya que durante los tiempos de radiación normalmente nadie se encuentra en la vivienda y están en sus respectivos trabajos. En los días feriados o fines de semana esta energía será aprovechable.

Acumulador

Para el acumulador, se entiende que este tendrá como única función trabajar como un estabilizador de voltaje. Esta función permite seleccionar tecnologías económicas como lo pueden ser baterías AGM o de plomo, tomaremos la opción de 4 baterías BAT212120086 de la empresa Purasol, estas baterías AGM cuentan con una capacidad de carga de 14 Ah. Para nuestros requerimientos esto significaría:

$$\frac{12v}{batería} * 4baterías = 48v$$

$$14Ah * 48v = 672 Wh$$

Esta condición de conectar las 4 baterías en serie nos da 48 v, que es la tensión de trabajo de los equipos y una capacidad de almacenamiento de carga de 672 Wh. Con esta capacidad de almacenamiento tenemos la capacidad de atender cualquier consumo inmediato evitando fluctuaciones, mientras la pila de combustible será la encargada de mantener los niveles de carga de la batería.

Paneles solares

Asimismo, para el funcionamiento de la vivienda, se necesita una potencia en el sistema fotovoltaico de 9 kW. Con el uso de equipo marca *CanadianSolar* de la empresa Purasol, se entiende que con un panel TOPBiHiKu7 será compatible con el resto del equipo al trabajar con 48 voltios y una potencia nominal de 685 W:

$$Cantida\ de\ paneles = \frac{9kW}{685\ W/panel} = 13,14paneles$$

Resultando en 14 paneles para lograr el objetivo de generación con una potencia máxima entregable de:

$$P_{max} = 685\ W/panel * 14paneles = 9590W$$

Estos paneles se conectarán en el orden de 7 en paralelo a cada controlador de carga para tener una demanda equilibrada en cada ramal y cada controlador de carga se encargará de la producción de hidrógeno de 2 electrolizadores.

Demanda de potencia

Para calcular la demanda de la vivienda, se comprende la siguiente información y su respectiva referencia en el NEC:

- Iluminación y tomacorriente NEC 220.14(J)
- Área de construcción: 200 m^2

$$200 \text{ m}^2 * 33 \text{ VA/m}^2 = 6,6 \text{ kVA}$$

$$3 \text{ kVA} * 100 \% + 3,3 \text{ kVA} * 35 \% = 3 \text{ kVA} + 1.16 \text{ kVA} = 4,16 \text{ kVA}$$

- 1 Cocina de 5,5 kVA NEC 220.55 demanda 4,4 kVA NEC 220.61(B)(1)
- 1 Secadora de ropa de 4.7 kVA (5 kVA) NEC 220.54
- 1 Circuito de lavandería 1,5 kVA NEC 220.52B
- 4 tomacorrientes en cocina 720 VA NEC 220.14(H)(2)
- 1 microondas (1.2 kVA) NEC 220.53
- 1 calentador de agua 5,5 kVA NEC 220.53

Carga demandada

$$= 4,16 \text{ kVA} + 4,4 \text{ kVA} + 5 \text{ kVA} + 1,5 \text{ kVA} + 720 \text{ VA} + 1,2 \text{ kVA} + 5,5 \text{ kVA}$$

$$\text{Carga demandada} = 22,48 \text{ kVA}$$

Se supone, para el diagrama unifilar, una demanda nunca mayor a 10 kVA para simplificar el diseño. Con las demandas de corriente establecidas, es posible referirse a la tabla (310.15(B)(16)) del NEC para selección de cableado usando cable tipo THHN. Y a partir de la ecuación de potencia definida $P = V * I$ y $I = P/V$, se puede determinar las corrientes que se manejan en las etapas del diseño propuesto a 10 kVA. Establecida esta demanda a la salida de los inversores conectados al tablero principal con un voltaje de 240 V tenemos:

$$I = \frac{10000 \text{ VA}}{240 \text{ v}} = 41,66 \text{ A (Cable AWG\#8)}$$

Para la entrada de dichos inversores tendremos 5 kVA a 48 v por lo que cada uno en su entrada será:

$$I = \frac{5000 \text{ VA}}{48 \text{ v}} = 104,16 \text{ A (Cable AWG\#3)}$$

Unidos a un solo ramal que interconecta la batería y la pila de combustible donde su corriente máxima viene definida a:

$$I = \frac{10000 \text{ VA}}{48 \text{ v}} = 208,33 \text{ A (Cable AWG 3/0)}$$

A esta interconexión se añade la salida directa de los controladores de carga. Ellos manejarían como máximo la salida total de los paneles solares, dividiendo los paneles en dos grupos, cada grupo unido a un controlador de carga. Si a cada ramal se establece la mitad de la potencia máxima de los paneles definido en 9590 VA, tendremos en cada uno de estos ramales la corriente máxima a trabajar, que será:

$$I = \frac{4795 \text{ VA}}{48 \text{ v}} = 99,85 \text{ A (Cable AWG\#3)}$$

Como último ramal a definir, se comprende la salida de los inversores hacia los electrolizadores, al conectar 2 electrolizadores con una potencia máxima de 2400 VA por electrolizador con una tensión de 240 v tendremos:

$$I = \frac{4800 \text{ VA}}{240 \text{ v}} = 20 \text{ A (Cable AWG\#12)}$$

Discusión de resultados

Se observa que existe viabilidad en el desarrollo de un proyecto con estas características al existir en el mercado, nacional e internacional, todos los equipos necesarios. Dichos equipos respetan las regulaciones para asegurar la seguridad de las instalaciones y protección de la vida humana.

Al comparar los cálculos teóricos, donde se tenía que para lograr el objetivo era necesario una generación de 38,6 kWh, contra los cálculos de las fichas técnicas de los equipos donde nos obtiene un resultado de 42,75 kWh, se visualiza una diferencia apenas significativa. Existen factores que no son considerados durante el diseño teórico; así, la compresibilidad de los electrolizadores conlleva a un consumo de energía, al sustituir la necesidad de añadir un compresor, y los inversores que se conectan a la entrada de los electrolizadores conllevan una pérdida del 5 %, la energía que necesitan los equipos para el control de cargas, etc. Todas estas cargas extras son detalles propios del funcionamiento de los equipos.

Establecida una demanda de potencia del hogar de 22,48 kVA, se tendría que adecuar 5 inversores de 5 kVA, seleccionar baterías para el acumulador y aumentar los módulos de pila de combustible con el fin de lograr satisfacer la demanda de potencia. Este diseño nos permite determinar una limitante económica, de cantidad de equipos y complejidad del diseño a considerar para lograr mantener una vivienda autosustentable con dicha tecnología. No obstante, se pueden considerar opciones viables para simplificar el diseño. No son equipos comunes, pero algunos fabricantes están considerando el hidrógeno como fuente primaria de calor para calentadores de agua. Existen experimentos que utilizan quemadores de cocina con hidrógeno como combustible, e incluso se podría considerar el diseño de un equipo similar al de una secadora de ropa a base de GLP que utilice hidrógeno como fuente de energía.

En tema de realizar una comparativa ambiental con el método de almacenamiento en forma de hidrógeno contra almacenamiento químico como las baterías, enfocándonos en el litio, tendremos a consideración lo siguiente. La diferencia de la densidad energética del litio y costes de producción de este, comparado con cualquier otro material, ha sido el causante que este se posiciona como el líder actual del almacenamiento de energía eléctrica. Esto ha llevado al mercado mundial a apostar por esta tecnología en casi todo lo que utilizamos en el día a día. Sea esto celulares, computadoras, tabletas, vehículos, e inclusive almacenamiento de energía para las edificaciones. Si bien el litio nos da la facilidad de almacenar cantidades considerables de energía en poco espacio, lo que brinda una gran movilidad, la explotación y minería de dicho recurso se ha incrementado en los últimos años.

Al realizar un estimado en comparación con un sistema de almacenamiento con baterías de litio tenemos que este tiene una densidad energética de 260 Wh/kg, siendo que para alcanzar 12 kWh se necesitarían 43 kg de dicho mineral. En la práctica, para la obtención de 1000 kg de litio se necesita al menos el consumo de 500 000 L de salmuera para su obtención en forma de carbonato de litio y luego hasta 50 000 L de agua dulce para su posterior tratamiento.

Esto indica que, para fabricar una sola batería de litio con las capacidades mencionadas, necesitaríamos en salmuera:

$$\frac{500000L_{salmuera}}{1000kg_{litio}} = 500 L_{salmuera}/kg_{litio}$$

$$500 \frac{L_{salmuera}}{kg_{litio}} * 43kg = 21500L_{salmuera}$$

Y en agua dulce:

$$\frac{50000L_{dulce}}{1000kg_{litio}} = 50 \frac{L_{dulce}}{kg_{litio}}$$

$$50 \frac{L_{dulce}}{kg_{litio}} * 43kg = 2150L_{dulce}$$

Significa que para la fabricación de una batería de 12 kWh serán consumidos 21 500 L de salmuera y alrededor de 2150 L de agua dulce durante su fabricación. Esto supone otro gran riesgo; el proceso de reciclaje del litio todavía supone una barrera económica y tecnológica. En el 2019 de las 180 mil toneladas de litio producido, poco más de la mitad de las que terminaron su ciclo de vida útil fueron recicladas. Esto implica que gran parte de este litio termina en vertederos e, inclusive, llega a mantos acuíferos que atenta contra la toxicidad del agua.

Si extendemos estos consumos a gran escala y tomamos en consideración lo previsto para la demanda mundial de litio considerada por el Foro Económico Mundial, ascenderá a 2,1 billones de kilogramos de carbonato de litio para el 2030, esto supone:

$$500 \frac{L_{salmuera}}{kg_{litio}} * 2,1_{x10^9}kg_{litio} = 1,05_{x10^{12}}L_{salmuera}$$

$$50 \frac{L_{dulce}}{kg_{litio}} * 2,1_{x10^9}kg_{litio} = 1,05_{x10^{11}}L_{dulce}$$

Esto estima el consumo de trillones de agua para la producción de litio y su mayoría se produce en el área comprendida entre Argentina, Bolivia y Chile conocida como el triángulo de litio donde se está observando un daño al ecosistema y a las fuentes de agua de maneras alarmantes; además, de probablemente no dar abasto a la necesidad del consumo mundial de dicho recurso. Y una contaminación excesiva con este elemento en vertederos de basura convencionales.

La mayoría de este recurso, actualmente, se está utilizando en la industria automotriz, teniendo ya de plano problemas en el 2023 para la demanda mundial de litio. Varios fabricantes ya agotaron sus reservas de vehículos eléctricos y los clientes han comprado incluso en preventa la totalidad de flota a fabricar. Este panorama invita a buscar alternativas para esta línea de funcionamiento que se está dando para el almacenaje de energía.

Si bien el hidrógeno no posee una eficiencia energética capaz de competir actualmente con el litio a pequeñas escalas, además de tener un costo realmente más elevado, tanto en producción como en manejo, es una tecnología limpia. Ahora, el uso de las tecnologías de hidrógeno conlleva un riesgo ambiental dentro de los materiales a utilizar en los equipos, lo cual los convierte en equipo de alto valor por el uso de platino para la fabricación de placas dentro de las pilas de combustible. Esta extracción si no se hace de manera debida conlleva a la acidificación de fuentes de agua subterráneas, ya que se utiliza ácido sulfúrico durante su obtención. La necesidad del uso de platino es indistinta de la tecnología de pila de combustible a utilizar, pues su función es la de ser un catalizador en el mecanismo interno de cualquier pila de combustible. Además, en las tecnologías de hidrógeno, no se puede prescindir del uso de algún acumulador químico para mitigar los cambios en la demanda energética del equipo a alimentar.

Al realizar una comparativa económica, no hay un escenario completo para la tecnología del hidrógeno, no todos los fabricantes han compartido el precio de los equipos, pero tenemos un escenario para notar las diferencias en el precio; ninguno de los precios que se consideran aquí incluyen gastos de nacionalización. Cada módulo de los electrolizadores ELM4.0 tienen un costo de 8000 euros. Otra marca de electrolizadores tiene un equipo con equivalente a 5 ELM 4.0 con un precio de \$75 000 USD. Solo al comparar los electrolizadores con dos baterías de Huawei Luna 2000 5kWh, cuyo costo por unidad es de 4489 euros, notamos una diferencia considerable en los desarrollos de ambas tecnologías. Esto ignorando costes de los módulos de pila de combustible, cilindros, tuberías, etc., que aumentarán el precio del uso de dicha tecnología.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. La producción de hidrógeno permite almacenar la energía obtenida por la radiación solar, utilizar la técnica de electrólisis del agua para generar hidrógeno, cuyas características energéticas en su forma pura pueden ser aprovechables. Al tener un valor energético que se libera cuando se vuelve a fusionar con oxígeno, sus aplicaciones en pilas de combustible permiten extraerlo en momentos de necesidad para así producir electricidad. Las tecnologías de control de energía, de generación de hidrógeno, de almacenamiento, etc.,

son elementos de diseño ya superados por la industria. Tanto la teoría como la práctica han dado resultados con eficiencias muy similares, de un 28,5 % en la teoría contra un 26 % definida por los equipos, por lo que el diseño de un edificio autosustentable a base de energía fotovoltaica acoplado a un sistema de producción de hidrógeno es viable

2. Dentro de las características del hidrógeno tenemos que considerar un factor fundamental. Este factor, la fragilización, puede considerarse un riesgo de salud y de los equipos mismos; esta daña inevitablemente los materiales con el paso del tiempo al ser el hidrógeno una molécula tan pequeña que logra encontrar espacios entre el orden molecular de los materiales con los que trabajamos. No obstante, existe tecnología de materiales ya aprobadas por entes institucionales, que son parte de equipos, accesorios y tuberías. Las normas EC-79 y CSA le determina a los fabricantes las necesidades básicas para el funcionamiento óptimo de los equipos, sus acoples y presiones de funcionamiento. No se definen vidas útiles de todos los equipos, pero una idea sería tomar el electrolizador, el fabricante Enapter nos da una vida útil de 35 000 horas. Dado los tiempos de trabajo del equipo, esto equivale aproximadamente a unos 20 años. Conlleva más investigación determinar la vida útil del diseño en su totalidad, pero se aprecia con el ejemplo mencionado que, utilizar los equipos en pruebas o aplicaciones específicas, es factible.
3. Al definir la eficiencia energética se observa que es un diseño que carece de competitividad respecto a otras tecnologías de almacenamiento de energía de manera química. Las pérdidas devengadas de transformar la energía eléctrica en producción de hidrógeno y después ese hidrógeno llevarlo nuevamente a energía eléctrica conlleva calor, implicaciones mecánicas y pérdidas considerables durante los procesos electrolíticos que suceden en las celdas. Con la eficiencia energética calculada por medio de las fichas técnicas de los equipos de un 26 % contra un equipo de almacenamiento químico, como lo es el *Powerwall* de TESLA que establece una eficiencia del 90 %, se observa que apenas cerca de una cuarta parte de la energía que generamos en los paneles solares llega a ser aprovechable, mientras que con el almacenamiento químico es una mayoría de la energía producida la que se puede aprovechar. En resumen, a pesar de ser una tecnología cuya eficiencia teórica y práctica están estrechamente relacionadas, no implica que posea una alta eficiencia energética

4. Ahora bien, al buscar mitigar el impacto ambiental venidero, utilizar hidrógeno para almacenamiento de energía, en vez de sistemas de almacenamiento químico como baterías de litio, está aún en temas de discusión. El impacto que traerá el consumo masivo de litio en el mundo pareciera ser mayor, ya tenemos un panorama cercano en cuanto a la necesidad y al consumo de recurso hídrico que conlleva la extracción en el triángulo del litio donde suma billones de litros de agua. El reciclaje tiene una importancia considerable, solo en tema de llegar este a estar en contacto con el suelo después de ser desechado, lograría entrar en la cadena alimentaría al ser absorbido por las plantas. Dicho recurso se ha convertido en uno de los componentes principales para movilidad y almacenamiento energético mundial, donde incluso Costa Rica participa al buscar el carbono neutralidad. Para el 2050, está planteado en Costa Rica unirse a los países que solo tendrán como opción la venta de vehículos libres de producción de CO₂; esto implica una solución rápida a la comercialización de vehículos eléctricos. Ahora, si comparamos las diferencias de utilizar el hidrógeno como fuente de almacenamiento de energía, tenemos que el único riesgo ambiental se da a la hora de extraer el platino, que para su extracción se utiliza ácido sulfúrico, y en caso de derrames, habría acidificación de las aguas subterráneas. Una vez el equipo cumpla con su vida útil, es fácilmente tratable y reciclable sin riesgos ambientales considerables al ser en su mayoría acero, aluminio, plástico o fibras de carbono, dependiendo de las aplicaciones de hidrógeno con las que se trabajen. Todos los residuos de las tecnologías de hidrógeno serán siempre, calor, hidrógeno, agua y oxígeno. De lograr aplicar esta tecnología en zonas sin acceso a la red eléctrica nacional o en aplicaciones especiales, se puede generar un impacto positivo al ambiente.
5. La viabilidad económica se presenta como un reto. Varias razones para considerar la implementación de esta tecnología como un reto económico serían las siguientes: el platino es un material especialmente caro de extraer, el nivel de detalle de todos los materiales de construcción debe ser elevado al tratar con un gas considerablemente complejo de almacenar y transportar, al tener una eficiencia energética tan baja necesita mayor producción energética para su uso, al estar muchos componentes de su equipo aún en etapas de desarrollo sigue siendo de escasa competencia en el mercado. Solo se logró determinar la vida útil de un equipo, para tomar en consideración. En algunos casos el precio no está disponible y se fabrican contra pedido. Para realizar una comparación, tenemos el equipo

EL 4.0 (electrolizador), cuyo precio unitario es de 8000 euros, y la batería Huawei Luna2000, que tiene un costo de 4489 euros. Al necesitar 4 electrolizadores tendremos una inversión de 32 000 euros. Mientras que 2 Huawei Luna 2000 suponen 8978 euros. Esto permite observar la diferencia de inversión que conllevan las tecnologías de hidrógeno; además, de añadir una necesidad de producción extra de energía eléctrica, más paneles, corrientes elevadas, tanques, tuberías de fabricación específica, etc. Dada la falta de información respecto a precios, la vida útil hace difícil calcular la recuperación del proyecto.

Recomendaciones

1. Las tecnologías de transformación electrolítica del hidrógeno con las que se optó diseñar el proyecto, PEM y AEM, poseen eficiencias establecidas a la aplicación propia de las dimensiones con las que se trabajó; sin embargo, existen otras opciones más eficientes utilizadas en aplicaciones de mayor volumen de producción. De lograr aplicar estas tecnologías a proyectos con dimensiones menores, se podría lograr mejorar la eficiencia total del sistema.
2. Tomando en cuenta las normativas y necesidades de los equipos, puede ser considerado siempre que sea posible el manejo de bajas presiones. Definiendo un sistema tipo I con presiones de hasta 200 bar, 35 bar se podría considerar una baja presión. Así se aumente el volumen de almacenamiento y ocupe más espacio en el edificio, trabajar con estas características añade seguridad y longevidad al proyecto, ya que el aumento de presiones en cualquier material incrementa la posibilidad de fatiga de equipos y pérdidas mecánicas, además de fugas y posibles necesidades de aumento en la seguridad, control y mantenimiento del proyecto.
3. Como vimos en la vivienda utilizada para el estudio, se puede considerar que la mayoría de la energía eléctrica consumida en hogares se debe a necesidades de producción de calor, sea para cocinar, calentar agua, secar ropa, etc. Se podría plantear la opción de utilizar la combustión del hidrógeno como fuente de calor para suplir estas necesidades, reducir la demanda eléctrica y posiblemente mejorar la eficiencia del sistema. Al eliminar el calentador de agua eléctrico y utilizando el calentador Rinnai, que utiliza hidrógeno

gaseoso como fuente de energía, podremos prescindir de 5 kVA de carga en la vivienda; sin embargo, esa opción es solo una posibilidad que bien puede no ser viable o, inclusive, no aporte a una mejora en la eficiencia. Este caso no se consideró en este estudio; sin embargo, en estudios posteriores podría tener un efecto positivo en la mejora del diseño. También cabe recalcar que siempre los residuos del hidrógeno no son nocivos para la salud, pues su único resultado al hacer combustión con el aire es agua.

4. Asegurar un futuro libre de residuos puede ser considerado inviable; no obstante, el tema del reciclaje es fundamental para acercarnos a ese futuro. Los sistemas de hidrógeno tienen la ventaja de que pueden ser fabricados con materiales reciclables. Establecer planes de tratamiento, tanto de los equipos como de los acumuladores químicos, debe ser tarea fundamental de los gobiernos y fabricantes.
5. Por último, queda esperar que la industria avance en temas de desarrollo de las tecnologías de hidrógeno. Si bien, la producción de hidrógeno y las pilas de combustible están disponibles en el mercado, siguen siendo equipos relativamente modernos. La competencia de fabricación de estos equipos puede aumentar con lo que la factibilidad de la implementación de un diseño como el propuesto, o incluso con equipo más eficiente y acorde a las necesidades, podría estar disponible en el mercado a precios más competitivos.

REFERENCIAS

- Aguado, R., Castelerio, J., Jove, E., Zayas, F., Quintián, H., y Calvo, J. (2021). *Hidrógeno y su almacenamiento. El futuro de la energía eléctrica*. Servicio de Publicación Universidade de Coruña
- Alejandro Paola, C., De Vito, M., y Dirani, L. (2019) *Electricidad y magnetismo*. Editorial de la universidad de la plata. URL: <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/87001>
- Alianza por el hidrógeno. (2020). *Estudios Técnico –Económicos –Financieros para la creación de condiciones habilitadoras del ECOSISTEMA DEL HIDRÓGENO en Aplicaciones de Movilidad Eléctrica en Costa Rica*, URL: https://alianzaporelhidrogeno.cr/wp-content/uploads/2021/09/200903_Alianza-H2-Costa-Rica_Presentacio%CC%81n-Final-Hinicio_v1-002.pdf
- Alianza por el hidrógeno. (2020). *Fundamentos de la batería de combustible*, URL: <https://alianzaporelhidrogeno.cr/2020/06/03/fundamentos-de-la-bateria-de-combustible/>
- Andreas Stamm, Katharina Thoms. (Noviembre, 2021) *Hidrógeno Verde en Costa Rica*. Friedrich Ebert Stiftung URL: <https://americacentral.fes.de/>
- Apilados (2017) *El hidrógeno como gas real. Factor de compresibilidad*, URL: <https://apilados.com/blog/el-hidrogeno-como-gas-real-factor-de-compresibilidad/>
- ARESEP. (2020). *Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos*. URL: <https://aresep.go.cr/electricidad/tarifas>
- Bloomberg Linea. (2022). *Así contamina el negocio del litio, mineral clave para la transición energética de México* URL: <https://www.bloomberglinea.com/2022/04/20/asi-contamina-el-negocio-del-litio-mineral-clave-para-la-transicion-energetica-de-mexico/>
- Bravo Medina, M. (2020) *Diseño del sistema de energías renovables con paneles fotovoltaicos para diferentes modelos de escuelas en Costa Rica*. [Tesis de bachillerato, Universidad Internacional de las Américas, Costa Rica]

- Campbell, M. (2022). *Los campos de litio en Sudamérica revelan el lado oscuro de nuestro futuro "verde"*. Adaptado al español por Blanca Castro. URL: <https://es.euronews.com/green/2022/02/03/los-campos-de-litio-en-sudamerica-revelan-el-lado-oscuro-de-nuestro-futuro-verde>
- Cancina Silva, R. (2021). *Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile*. [Tesis, Universidad de Chile, Chile]
- Cantos Serrano, J. (2016). *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Ediciones Paraninfo. URL: <https://books.google.com.co/books?id=EHDICwAAQBAJ>
- Centro Científico de la Unión Europea. (s.f.). *Comisión Europea*. Recuperado y traducido de https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool_en
- CSA Group. (s. f.). *Standards for hydrogen vehicles and fuel cell technologies* URL: <https://www.csagroup.org/standards/areas-of-focus/fuels-transportation/standards-for-hydrogen-vehicles-and-fuel-cell-technologies/>
- Díaz, J., y Ortega, F. (2001) *Conductores Eléctricos* Universidad de Chile para Procobre. URL: <https://docplayer.es/8059198-Conductores-electricos.html>
- Edwards Johnson, M.. (2015). *Factibilidad de instalación de un sistema de generación fotovoltaico para una vivienda de clase media*. [Tesis de bachillerato, Universidad Internacional de las Américas, Costa Rica]
- Ferrero Botero, A., Agudelo Rueda, J., y Gómez Granja, Á. (2020) *Electricidad y magnetismo: una guía introductoria*. Universidad Católica de Colombia. <https://publicaciones.ucatolica.edu.co/pub/media/hipertexto/pdf/electricidad-y-magnetismo.pdf>
- Guerrero Pérez, R. (2017). *Replanteo y funcionamiento de las instalaciones solares fotovoltaicas*. ENAE0108 (2a. ed.). Antequera, Málaga, España: IC Editorial. URL: <https://elibro.net/es/ereader/bibliouia/45101>

Hernández R., Fernández C. y Baptista P. (2014). *Metodología de la investigación*. México: McGraw Hill.

Lentech “EL PLOMO”. Recuperado el 16/02/2023 URL:
<http://www.lenntech.es/periodica/elementos/pb.htm>

Martínez Borges, J. (2013). *Implementación de paneles solares en casa habitación*. [Tesis, Instituto Politécnico Nacional, México]

Méndez Quirós, R. (2019). *Diseño fotovoltaico adecuado para un edificio administrativo*. [Tesis de bachillerato, Universidad Internacional de las Américas, Costa Rica]

Ministerio de Economía Industria y Comercio MEIC (28/01/2022) *Reforma Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y de la Propiedad (RTCR 458:2011)* Sistema Costarricense de Información Jurídica.
http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=77291&nValor3=96805&strTipM=TC

Miralles, J. y Massanés, R. (2000) *Perspectiva ambiental Energía Fotovoltaica*. Fundación Terra.
https://www.agenergia.org/wp-content/uploads/2018/05/1234262514_Energ_a_FV_Fund_Terra.pdf

Morante, J., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., y Torrell, M. (2020) *Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada*. Fundación Naturgy
<https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada>

Muñoz Soto, B., Pacheco Calderón, M., y Zúñiga Chavarría, J. (Abril, 2022). *Producción de hidrógeno verde para des carbonizar las actividades económicas en Costa Rica*. Escuela de Bibliotecología y Ciencias de la Información, Universidad de Costa Rica.

Pino Lucena, F. (2010). *Análisis de sistemas integrados de producción de hidrógeno a partir de energía eólica. Aportaciones al modelado dinámico de sistemas*. [Tesis de maestría, Universidad de Sevilla, España]

QkitSolar. (2022) *Cálculo de las horas solar pico (HSP) con PVGIS*, URL: <https://quekitsolar.es/calculo-de-las-horas-hsp-con-pvgis>

Rivera Vargas, G. (2016). *El Hidrógeno como fuente alterna de energía*. [Tesis de doctorado, Instituto Politécnico Nacional, México]

Salas Calderón, J. (2018). *Análisis de un sistema eléctrico dedicado a la iluminación para la implementación de paneles fotovoltaicos una empresa electromecánica*. [Tesis, Universidad Internacional de las Américas, Costa Rica]

Solano Castillo, R. (s.f.) *Estudio de factibilidad de implementación de un sistema de generación fotovoltaica conectado a la red o conectado a baterías en una empresa productora de materiales a base de PVC ubicada en el Coyol de Alajuela*. [Tesis de licenciatura, Universidad Internacional de las Américas, Costa Rica]

THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION (2009) *REGULATION (EC) No 79/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 14 January 2009 on type-approval of hydrogen-powered motor vehicles, and amending Directive 2007/46*

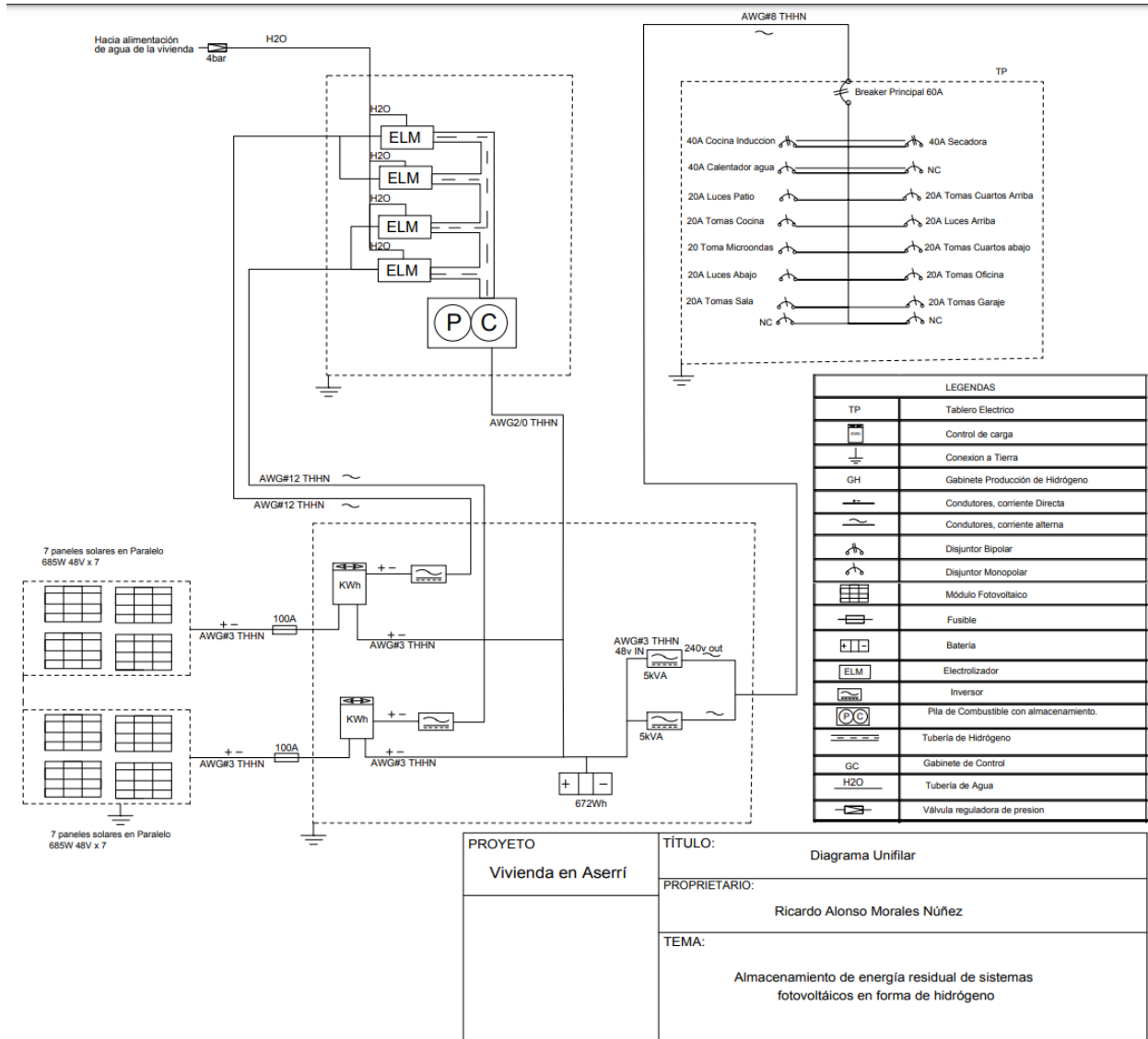
Tobajas, M. C. (2018). *Energía solar fotovoltaica*. Murcia, Spain: Cano Pina. URL: <https://elibro.net/es/ereader/bibliouia/45047>

Villegas Tapia, E., y Alcívar Tello, L. (2020). *Diseño de un sistema fotovoltaico para la escuela de educación básica Simón Bolívar den la comunidad Masa 2, Golfo de Guayaquil*. [Tesis, Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador]

ANEXOS

Anexo 1. Diagrama unifilar

A1.1 Diagrama de conexión entre sistema de generación y tablero principal de alimentación.



Anexo2. Fichas técnicas

A2.1 Panel solar



TOPBiHiKu7

N-type TOPCon Bifacial 210 Cell Modules

Module	PERC Bifacial-660W	TOPCon Bifacial-685W
Power (W)	660	685
Module area(m2)	3.11	3.11
Module efficiency	21.20%	22.10%
Module Open-Circuit Voltage(V)	45.4	47.1
Annual Degradation Rate	0.45%	0.40%
Site	Los Angeles, USA	
DC System Size (MWdc)	28.7	
DC/AC Ratio	1.3	
Project site area (m2)	Same area	
Installation Method	Single-axis tracked (1 row portrait installation)	
Service Life	30 years	
Ground Coverage Ratio	0.313	0.301
Pitch (m)	7.62	7.91
Module Number/String	31	30
String Number per rack	2	
Module Number per rack	62	61
Module Power per rack (W)	40,920	41,785
Length of rack (m)	83.4	80.8
Total Module Area per rack (m2)	192.6	186.4

A2.2 Electrolizador



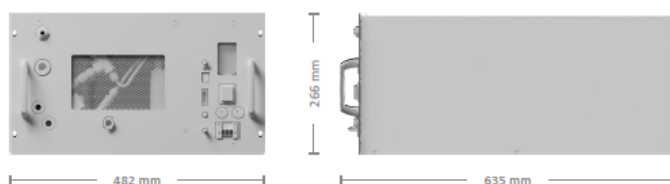
AEM Electrolyser EL 4.0



Enapter's patented anion exchange membrane (AEM) electrolyser is a standardised, stackable and flexible system to produce on-site hydrogen. The modular design – paired with advanced software integration – allows set up in minutes and remote control and management. Stack this electrolyser to achieve the required hydrogen flowrate.

Specifications

Enapter
AEM Electrolyser EL 4.0



Production rate	Up to 500 NL/h, up to 1.0785 kg/24 h
Hydrogen output purity	35 barg: 99.9% (< 1,000 ppm H ₂ O and < 5 ppm O ₂) at 25 °C 8 barg: 98,8% (< 12,000 ppm H ₂ O and < 5 ppm O ₂) at 25 °C
Output pressure	Up to 35 barg
Nominal power consumption per Nm³ of H₂ produced	4.8 kWh/Nm ³ , beginning of life
Operative power consumption	2.4 kW, beginning of life
Peak power consumption	3 kW
Heat dissipation	0.6 kW, beginning of life
Max heat dissipation	0.9 kW, end of life
Standby power consumption¹	0.3 kW
Power supply	220 – 240 V (AC), 50/60 Hz
Maximum water input conductivity	20 µS/cm at 25 °C
Water consumption	~ 420 mL/h at 25 °C
Water input pressure range	1 – 4 barg
Ambient operative temperature range	5 °C – 45 °C
Ambient operative humidity range	Up to 90% humidity, non-condensing
IP rating	IP 20
Dimensions	W: 482 mm × D: 635 mm × H: 266 mm
Weight	42 kg
Space inside cabinet	6 U
Control and monitoring	Fully automatic with Enapter's EMS via 2.4 GHz Wi-Fi and Bluetooth, Modbus TCP over Ethernet
Conformity	CE mark according to the machine directive 2006/42/CE ² UKCA mark according to Supply Machinery (Safety) Regulations 2008 ³

What is the lifetime of the electrolyser and the dryer?

The expected lifetime of the electrolyser is more than 35.000h of operation. Also, the dryer's lifetime is at least 35.000h of operation. Enapter expects those numbers to further increase in the future.

A2.3 Controlador de carga

Controladores de carga SmartSolar 250V y 99% de eficiencia

MPPT 250/60, 250/70, 250/85 & 250/100

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de software de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Ampia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación, en función de la temperatura.



**Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-Tr
Con pantalla conectable opcional.**



**Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-MC4
Sin pantalla**

Bluetooth Smart Integrado: no necesita mochila

La solución inalámbrica para configurar, supervisar y actualizar el controlador con un teléfono inteligente, una tableta u otro dispositivo Apple o Android.

VE.Direct

Para una conexión de datos con cable a un Color Control GX, otros productos GX, PC u otros dispositivos.

On/Off remoto

Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable

Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente) para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable

Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.



Controlador de carga SmartSolar	MPPT 250/60	MPPT 250/70	MPPT 250/85	MPPT 250/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48V (Se precisa una herramienta de software para ajustar el sistema en 36V)			
Corriente de carga nominal	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	35A (máx. 30A x con. MC4)		70A (max 30A x MC4 con.)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	250V máximo absoluto en las condiciones más frías			
Eficacia máxima	245V en arranque y funcionando al máximo			
Autoconsumo	99%			
Tensión de carga de "absorción"	Menos de 35mA a 12V / 20mA a 48V			
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Algoritmo de carga	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Compensación de temperatura	adaptativo multifase			
Protección	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C			
Temperatura de trabajo	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario)			
Humedad	Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión			
Puerto de comunicación de datos	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)			
Interruptor on/off remoto	95%, sin condensación			
Relé programable	VE.Direct o Bluetooth			
Funcionamiento en paralelo	Sí (conector bifásico)			
	Sí (no sincronizado)			
	SI (no sincronizado)			
	CARCASA			
Color	Azul (RAL 5012)			
Terminales FV 3)	35mm ² / AWG2 (modelos Tr), Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/60 y 250/70) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/85 y 250/100)			
Bornes de batería	35mm ² / AWG2			
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)			
Peso	3 kg		4,5 kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm		Modelos Tr: 216 x 295 x 103 mm Modelos MC4: 246 x 295 x 103 mm	
	NORMATIVAS			
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2			
	1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado.			
	1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador.			
	Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.			
	2) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador.			
	3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares. Corriente máxima por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)			

A2.4 Inversor



**Phoenix Inverter
24/5000**



**Phoenix Inverter Compact
24/1600**

SinusMax - Superior engineering

Developed for professional duty, the Phoenix range of inverters is suitable for the widest range of applications. The design criteria have been to produce a true sine wave inverter with optimized efficiency but without compromise in performance. Employing hybrid HF technology, the result is a top quality product with compact dimensions, light in weight and capable of supplying power, problem-free, to any load.

Extra start-up power

A unique feature of the SinusMax technology is very high start-up power. Conventional high frequency technology does not offer such extreme performance. Phoenix Inverters, however, are well suited to power up difficult loads such as refrigeration compressors, electric motors and similar appliances.

Virtually unlimited power thanks to parallel and 3-phase operation capability

Up to 6 units inverters can operate in parallel to achieve higher power output. Six 24/5000 units, for example, will provide 24kW / 30kVA output power. Operation in 3-phase configuration is also possible.

To transfer the load to another AC source: the automatic transfer switch

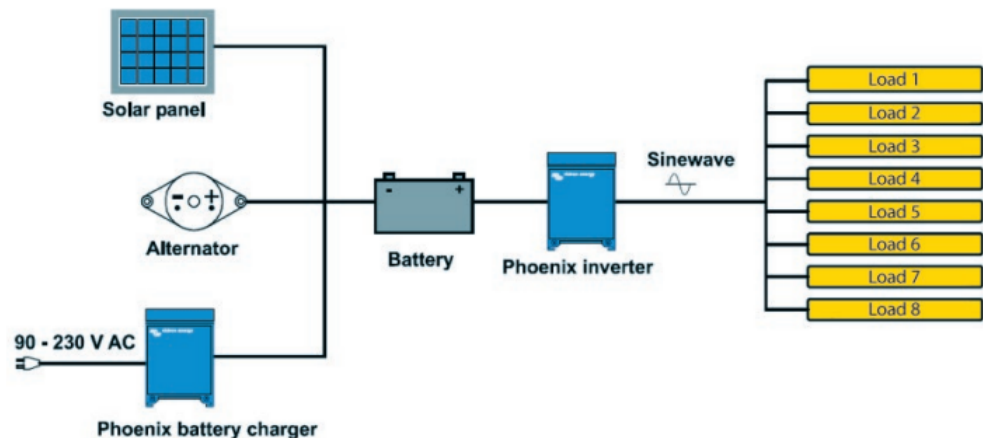
If an automatic transfer switch is required we recommend using the MultiPlus inverter/charger instead. The switch is included in these products and the charger function of the MultiPlus can be disabled. Computers and other electronic equipment will continue to operate without disruption because the MultiPlus features a very short switchover time (less than 20 milliseconds).

Communications interface

These larger Phoenix inverter models come with a VE.Bus port. All you need to connect to your PC is our MK3-USB VE.Bus to USB interface (see under accessories). Together with our VictronConnect or VEConfigure software, which can be downloaded free of charge from our website, parameters of the inverters can be customized. This includes output voltage and frequency, over and under voltage settings and programming the relay. This relay can for example be used to signal several alarm conditions, or to start a generator. The inverters can also be connected to a GX device (eg Cerbo GX) for monitoring and control.

New applications of high power Inverters

The possibilities of paralleled high power inverters are truly amazing. For ideas, examples and battery capacity calculations please refer to our book 'Energy Unlimited' (available free of charge from Victron Energy and downloadable from www.victronenergy.com).



Phoenix Inverter	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Parallel and 3-phase operation	Yes				
INVERTER					
Input voltage range (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Output	Output voltage: 230 VAC ± 2% Frequency: 50 Hz ± 0,1% (1)				
Cont. output power at 25°C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Cont. output power at 25°C (W)	1000	1300	1600	2400	4000
Cont. output power at 40°C (W)	900	1200	1450	2200	3700
Cont. output power at 65°C (W)	600	800	1000	1700	3000
Peak power (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Max. efficiency 12/ 24 / 48V (%)	92 / 94 / 94	92 / 94 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Zero load power 12 / 24 / 48V (W)	8 / 10 / 12	8 / 10 / 12	9 / 11	20 / 20 / 25	30 / 35
Zero load power in AES mode (W)	5 / 8 / 10	5 / 8 / 10	7 / 9	15 / 15 / 20	25 / 30
Zero load power in Search mode (W)	2 / 3 / 4	2 / 3 / 4	3 / 4	8 / 10 / 12	10 / 15
GENERAL					
Programmable relay (3)	Yes				
Protection (4)	a - g				
VE.Bus communication port	For parallel and three phase operation, remote monitoring and system integration				
Remote on-off	Yes				
Common Characteristics	Operating temperature range: -40 to +65°C (fan assisted cooling) Humidity (non-condensing): max 95%				
ENCLOSURE					
Common Characteristics	Material & Colour: aluminium (blue RAL 5012) Protection category: IP21				
Battery-connection	battery cables of 1.5 meter included	M8 bolts	2+2 M8 bolts		
230 V AC-connection	G-ST18i plug	Spring-clamp	Screw terminals		
Weight (kg)	10	12	18	30	
Dimensions (hxwhd in mm)	375 x 214 x 110	520 x 255 x 125	362 x 258 x 218	444 x 328 x 240	
STANDARDS					
Safety	EN 60335-1				
Emission Immunity	EN 55014-1 / EN 55014-2				
1) Can be adjusted to 60 Hz and to 240 V 2) Non-linear load, crest factor 3:1 3) Programmable relay that can a.o. be set for general alarm, DC under voltage or genset start/stop function. AC rating: 230 V / 4 A DC rating: 4 A up to 35 VDC, 1A up to 60VDC	4) Protection key: a) output short circuit b) overload c) battery voltage too high d) battery voltage too low e) temperature too high f) 230 V AC on inverter output g) input voltage ripple too high				

A2.5 Pila de combustible y gabinete

GENSURE E-2500™ HYDROGEN FUEL CELL

Plug Power's GenSure E-2500™ fuel cell system delivers robust reliability, providing extended runtime for critical stationary power applications in a compact, rack-mountable package. GenSure E-2500™ PEM technology has been optimized for higher power traditional backup and emergency power applications. Multiple systems may be combined, allowing for power configurations up to 10kW in one environmentally-hardened outdoor enclosure.



PRODUCT SPECIFICATIONS		
PHYSICAL	DIMENSIONS (W X D X H)	21.34" x 24" x 14" / 54.2cm x 61cm x 35.6cm
	WEIGHT	113 lbs / 51.2 kg
	MOUNTING	23" rack mount
PERFORMANCE	RATED POWER	2,500W (105A @ 24V / 52.5A @ 48V)
	DC VOLTAGE	24 / 48V nominal
OPERATION	AMBIENT TEMP	23°F to 122°F / -5°C to 50°C (Optional -40°F to 122°F / -40°C to 50°C in hardened outdoor cabinet)
	RELATIVE HUMIDITY	0-95% non-condensing
	ALTITUDE	-197 ft to 13,800 ft / -60m to 4,206m
	LOCATION	Indoors or hardened outdoor cabinet
EMISSIONS	WATER	Max 32mL / kWh (primarily vapor)
	NOISE	58.6dBA @ 23ft (7m) / 72dBA @ 4.9ft (1.5m)
MONITORING/CONTROL	REMOTE	System configuration & status / Historical & operational data
	COMMUNICATIONS	Standard: USB / Dry contact / Ethernet / SNMP / Web interface Optional: Wireless modem - CDMA / GSM / Ethernet switch
FUEL: STANDARD INDUSTRIAL-GRADE HYDROGEN (99.95%)		
	SUPPLY PRESSURE TO UNIT	8 to 12 psig / 55.1 to 82.8 KPag / 0.55 bar to 0.83 bar
	CONSUMPTION	32 slpm @ 2,500W
	H ₂ STORAGE CAPACITY	n/a (multiple fueling solutions available separately)

GENSURE E-2500™ ENCLOSURE CONFIGURATIONS



PRODUCT SPECIFICATIONS

PRODUCT	16U23 6Cyl300	32U23 6Cyl300
MAXIMUM NUMBER CHASSIS	2	4
HEIGHT	72" / 183cm	72" / 183cm
WIDTH	54.5" / 138.4cm	53.75" / 136.5cm
DEPTH	45.5" / 115.6cm	49.8" / 126.5cm
WEIGHT (WITHOUT CYLINDERS)	900 lbs / 408.2 kg (5kW)	1,290 lbs / 585 kg (10kW)
HYDROGEN STORAGE	54kWh	54kWh
AMBIENT TEMPERATURE	-40°F to 122°F / -40°C to 50°C	

PRODUCT SPECIFICATIONS

PRODUCT	6Cyl300	3Cyl180	5Cyl180
HEIGHT	72" / 183cm	39.4" / 100cm	39.4" / 100cm
WIDTH	26" / 66cm	26.75" / 67.9cm	26.75" / 67.9cm
DEPTH	35" / 89cm	11" / 27.9cm	17.6" / 44.7cm
WEIGHT (WITHOUT CYLINDERS)	350 lbs / 159 kg	100 lbs / 45.4 kg	110 lbs / 50 kg
HYDROGEN STORAGE @ 2,400PSI	54kWh	8kWh	13kWh

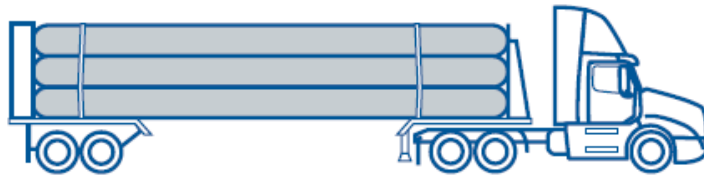
A2.6 Swagelok para tuberías y accesorios de hidrógeno

Swagelok® Hydrogen- Compatible Products

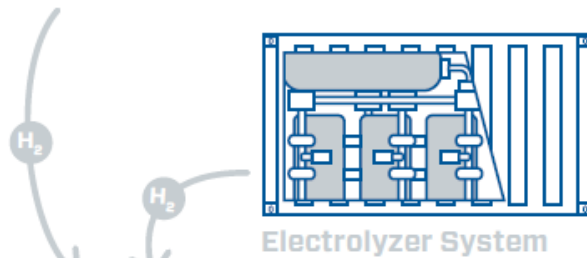
for the Hydrogen Mobility
Industry

Products that are compatible for
use in hydrogen on-vehicle and
infrastructure applications, available
from your local authorized sales and
service center.

The design and operation of
hydrogen systems are the
responsibility of the user, who should
obtain qualified assistance to ensure
their safe use of hydrogen.



Gaseous Tube Trailer



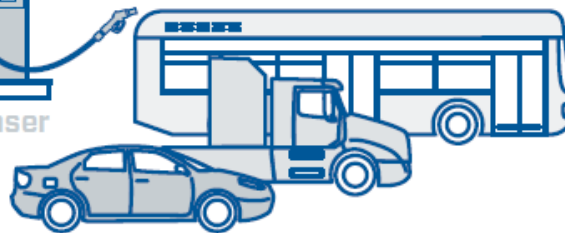
Compressor



Compressed Hydrogen
Storage Tanks



Dispenser



Fuel Cell Electric Vehicles

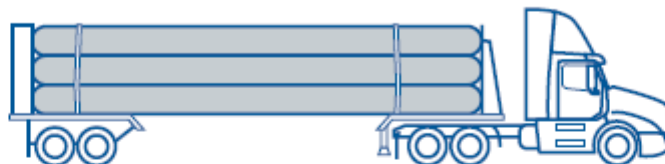
Swagelok

3 Swagelok Hydrogen-Compatible Products

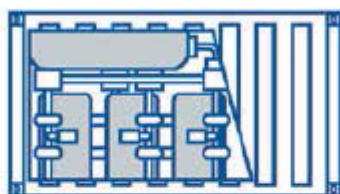
Infrastructure Applications

Infrastructure applications include the dispensers, storage cylinders, compressors, separators, and pressure control devices that make up the station, as well as the hydrogen tube trailers that bring the hydrogen to the stations. Components in these locations must be hydrogen-compatible but may not require specific certifications. In addition to standard Swagelok tube fittings, a range of FK series medium-pressure fittings, cone and thread fittings, hoses, valves, and pressure gauges that are hydrogen-compatible are available.

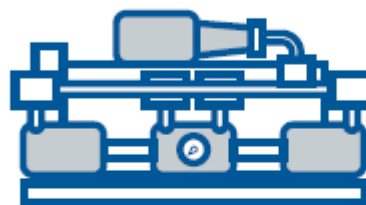
Note: For these applications, regional standards and specifications may vary. Please consult your local authorized Swagelok sales and service center for more information.



Gaseous Tube Trailer



Electrolyzer System



Compressor



Compressed Hydrogen Storage Tanks



Dispenser

The following provides a list of products that are hydrogen-compatible for use in infrastructure applications. Refer to Hydrogen-Compatible Products for Applications Up to 1 378 bar (20 000 psig) on page 4 for additional information.

- Swagelok tube fittings and tubing
- FK series medium-pressure fittings and tubing
- FKB series medium-pressure ball valves
- IPT check valves
- IPT series cone and thread fittings and tubing
- AFS series ball valves
- FJ, FL, FM, and FX series hose
- S model pressure gauges
- Pipe fittings
- Swagelok Custom Solutions, such as filling, distribution, priority, and control panels and tubing manifolds.

On-Vehicle Applications

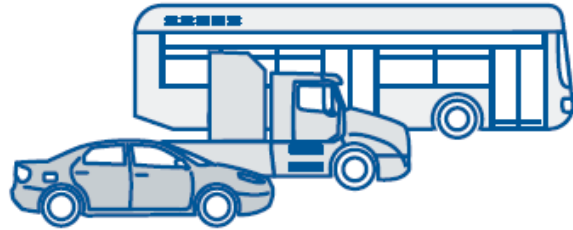
On-vehicle applications include light-duty (car and van), heavy-duty (bus and truck), rail, ship, and aerospace. Components used in light-duty cars and vans and heavy-duty trucks and buses may require EC-79 certification for use at working pressures above 30 bar (435 psig). Specific testing is required to achieve this certification, including corrosion resistance, endurance, hydraulic pressure cycle testing, and external leakage testing. Products with this certification are specially marked to reflect the approval. Products are certified to EC-79 based on the nominal pressure of either H35 or H70 pressure classes. All products are tested and certified to the MAWP for the pressure class.

Fuel Cell Electric Vehicles

Hydrogen-compatible Products Available

Refer to Hydrogen-Compatible Products for Applications Up to 1 378 bar (20 000 psig) on page 4 for additional information.

- Assembly-by-torque (AbT) fittings
- Swagelok tube fittings
- FK series medium-pressure fittings
- CH series check valves
- Alternative fuel service ball valves
- XS series industrial excess flow valves
- TF and FW series filters
- Pressure gauges
- All-metal hose
- Swagelok tubing
- Swagelok® Custom Solutions, such as CNC bent fuel lines



EC-79 Certified Products:

EC-79 certification for on vehicle applications come in two pressure classes:

- H35 pressure class is for nominal working pressure from 30 bar (435 psig) to 350 bar (5 076 psig) see page 7 and 9 for additional information.
- H70 pressure class is for nominal working pressure from 30 bar (435 psig) to 700 bar (10 159 psig) see page 24 and 25 for additional information

A2.7 Acumulador. Batería AGM y gel

Gel and AGM Batteries

www.victronenergy.com



AGM Battery
12V 90Ah

1. VRLA technology

VRLA stands for Valve Regulated Lead Acid, which means that the batteries are sealed. Gas will escape through the safety valves only in case of overcharging or cell failure. VRLA batteries are maintenance free for life.

2. Sealed (VRLA) AGM Batteries

AGM stands for Absorbent Glass Mat. In these batteries the electrolyte is absorbed into a glass-fibre mat between the plates by capillary action. As explained in our book 'Energy Unlimited', AGM batteries are more suitable for short-time delivery of high currents than gel batteries.

3. Sealed (VRLA) Gel Batteries

Here the electrolyte is immobilized as gel. Gel batteries in general have a longer service life and better cycle capacity than AGM batteries.

4. Low Self-Discharge

Because of the use of lead calcium grids and high purity materials, Victron VRLA batteries can be stored during long periods of time without recharge. The rate of self-discharge is less than 2% per month at 20°C. The self-discharge doubles for every increase in temperature by 10°C.

Victron VRLA batteries can therefore be stored for up to a year without recharging, if kept under cool conditions.

5. Exceptional Deep Discharge Recovery

Victron VRLA batteries have exceptional discharge recovery, even after deep or prolonged discharge.

Nevertheless repeatedly deep and prolonged discharge has a very negative effect on the service life of all lead acid batteries, Victron batteries are no exception.

6. Battery Discharging Characteristics

The rated capacity of Victron AGM and Gel Deep Cycle batteries refers to 20 hour discharge, in other words: a discharge current of 0,05 C.

The rated capacity of Victron Tubular Plate Long Life batteries refers to 10 hours discharge.

The effective capacity decreases with increasing discharge current (see table 1). Please note that the capacity reduction will be even faster in case of a constant power load, such as an inverter.

12 Volt Deep Cycle AGM							General Specification
Article number	Ah	V	l x w x h mm	Weight kg	CCA @0°F	RES CAP @80°F	Technology: flat plate AGM Terminals: copper
BAT406225084	240	6	320 x 176 x 247	31	700	270	Rated capacity: 20 hr. discharge at 25°C Float design life: 7-10 years at 20°C Cycle design life: 400 cycles at 80% discharge 600 cycles at 50% discharge 1500 cycles at 30% discharge
BAT212070084	8	12	151 x 65 x 101	2,5			
BAT212120086	14	12	151 x 98 x 101	4,4			
BAT212200084	22	12	181 x 77 x 167	5,8			
BAT412350084	38	12	197 x 165 x 170	12,5			
BAT412550084	60	12	229 x 138 x 227	20	280	80	
BAT412600084	66	12	258 x 166 x 235	24	300	90	
BAT412800084	90	12	350 x 167 x 183	27	400	130	
BAT412101084	110	12	330 x 171 x 220	32	500	170	
BAT412121084	130	12	410 x 176 x 227	38	550	200	
BAT412151084	165	12	485 x 172 x 240	47	600	220	
BAT412201084	220	12	522 x 238 x 240	65	650	250	
BAT412124081	240	12	522 x 240 x 224	67	650	250	

A2.8 Equipo de calefacción RINAI

Rinnai

News Release

Rinnai Corporation

May 30, 2022

World's first 100% hydrogen combustion technology for residential water heaters

Rinnai Corporation (headquarters: Nagoya, Aichi; president: Hiroyasu Naito) has successfully developed the world's first 100% hydrogen combustion technology for residential water heaters. Rinnai has spent many years developing gas appliances and accumulated exceptional combustion and fluid control technologies in the process. Deploying these technologies, we have succeeded in the development of a water heater powered by hydrogen, which is sought after as a clean fuel source with zero CO₂ emissions, in a way that addresses the issues of "explosion risk" and "combustion stability."



Concept model of water heater equipped with 100% hydrogen combustion technology

Evolution of our 100% hydrogen combustion technology development


- The "carbon neutral" movement, a more serious effort to address global warming, gains momentum around the world
- Rinnai announces RIM 2050, its policy for carbon neutral initiatives, in November 2021
- Rinnai succeeds in developing a household water heater powered by 100% hydrogen that emits zero CO₂
- Plan to begin demonstration test of 100% hydrogen water heater in Australia, where environmental initiatives are advanced

Anexo 3. Precios

A3.1 Electrolizador


Price list





Date	23/02/2023
Incoterms	EXW Lavoria, Pisa
Payment Terms	60% advance at order confirmation, 40% before shipment
Leadtime	please request shipment time with official quote

Item	Description	Price
Electrolyser (EL 4.0) 	<ul style="list-style-type: none"> ≡ Hydrogen production rate: 0.5 Nm³/hr ≡ Hydrogen output purity: 99.9% @35 bar ≡ Operative power consumption: 2.4 kW ≡ Water Input: <20 μS/cm, 1-4 bar pressurized line ≡ Rack-mountable in standard 19" cabinet (height: 6U) <p>↓ EL 4.0 Datasheet</p>	€ 8,000.00


A3.2 Huawei Luna

[Products](#)
[Services](#)
[Configurators](#)
[Maintenance](#)














Home > Solar batteries > HUAWEI Batterie > Huawei battery LUNA2000 5kW High voltage



Huawei battery LUNA2000 5kW High voltage
Ref: LUNA2000-5KW

★★★★★ 1 review

-  High voltage Lithium Iron Phosphate Battery
-  100% discharge
-  6.000 cycles or more
-  Lightweight design
-  5.000 Wh Storage Capacity
-  3.500 W Output Power

4 489,00€ tax incl.

Quantity:


Add to cart

Delivery fees ⓘ
How to calculate your VAT ⓘ
Payment installment 3 to 24 months ⓘ

Make a solar kit with this product!

Thanks to our free configurator, you can make your solar kit regarding your roof.

[Test it >](#)



A3.3 Electrolizador marca Verde

D Daniel Crocker <daniel@verdelc.com>
para mi

jue, 1 jun, 14:18 ☆ ↶ ☰

🌐 inglés > español Traducir mensaje Desactivar para: inglés x


Dear Ricardo,

Thanks for your email. Please find the technical brochure for our 2.6Nm³/H hydrogen electrolyzer attached. The cost for the main unit would be ~\$75,000 USD, purification, drying, and other accessories would add to the cost.

I hope that this helps for what you are looking for. Best of luck on your thesis.

Best Regards,

Daniel Crocker
VP- Global Business Development

 **VERDE HYDROGEN**

95 Mill Street
Stoughton, MA 02072
www.verdehydrogen.com
Tel: (+1) 781-519-4765
Mobile and WhatsApp: (+1) 781-267-4335
Fax: (+1) 781-519-4766

This email/fax message is for the sole use of the intended recipient(s) and may contain confidential and privileged information. Any unauthorized review, use, disclosure or distribution of this email/fax is prohibited. If you are not the intended recipient, please destroy all paper and electronic copies of the original message.

A3.3 Especificaciones técnicas *Powerwall* de Tesla

Powerwall+ Technical Specifications

Photovoltaic (PV) and Battery Energy Storage (BESS) Specifications

Powerwall+ Model Number	1850000-xx-y
Solar Assembly Model Number	1538000-xx-y
Nominal Battery Energy	13.5 kWh ¹
Nominal Grid Voltage (Input / Output)	120/240 VAC
Grid Voltage Range	211.2 - 264 VAC
Frequency	60 Hz
Phase	240 VAC: 2W+N+GND
Maximum Continuous Power On-Grid	7.6 kVA with sun / 5.8 kVA no sun ^{1,2}
Maximum Continuous Power Off-Grid	9.6 kW with sun / 7 kW no sun ¹
Peak Off-Grid Power (10 s)	22 kW full sun / 10 kW no sun ¹
Maximum Continuous Current On-Grid	32 A output
Maximum Continuous Current Off-Grid	40 A output
Load Start Capability	98 - 118 A LRA ³
Overcurrent Protection Device	50 A breaker
Output Power Factor Rating	+/- 0.9 to 1 ⁴
PV Maximum Input Voltage	600 VDC
PV DC Input Voltage Range	60 - 550 VDC
PV DC MPPT Voltage Range	60 - 480 VDC
MPPTs	4
Input Connectors per MPPT	1-2-1-2
Maximum Current per MPPT (Imp)	13 A ⁵
Maximum Short Circuit Current per MPPT (Isc)	17 A ⁵
Allowable DC/AC Ratio	1.7
Maximum Supply Fault Current	10 kA
Round Trip Efficiency	90% ^{1,6}
Solar Generation CEC Efficiency	97.5% at 208 V 98.0% at 240 V
Customer Interface	Tesla Mobile App
Internet Connectivity	Wi-Fi, Ethernet, Cellular (LTE/4G) ⁷
PV AC Metering	Revenue grade (+/-0.5%)
Protections	Integrated arc fault circuit interrupter (AFCI), PV Rapid Shutdown
Warranty	10 years

¹Values provided for 25°C (77°F), 3.3 kW charge/discharge power.

²7.6 kW with sun / 5 kW no sun at power factor of 1.

³Load start capability may vary.

⁴Power factor rating at max real power.

⁵Where the DC input current exceeds an MPPT rating, jumpers can be used to allow a single MPPT to intake additional DC current up to 26 A Imp / 34 A Isc.

⁶AC to battery to AC, at beginning of life.

⁷Cellular connectivity subject to network service coverage and signal strength.

Anexo 4. Factores para memorias de cálculo

A4.1 Factores de compresibilidad del hidrógeno

Presión (bar)	Temperatura (K)						
	250	273.15	298.15	350	400	450	500
1	1.00070	1.00040	1.00060	1.00055	1.00047	1.00041	1.00041
5	1.00337	1.00319	1.00304	1.00270	1.00241	1.00219	1.00196
10	1.00672	1.00643	1.00605	1.00540	1.00484	1.00435	1.00395
50	1.03387	1.03235	1.03037	1.02701	1.02411	1.02159	1.01957
100	1.06879	1.06520	1.06127	1.05369	1.04807	1.04314	1.03921
150	1.10404	1.09795	1.09189	1.08070	1.07200	1.06523	1.05836
200	1.14056	1.13177	1.12320	1.10814	1.09631	1.08625	1.07849
250	1.17789	1.16617	1.15499	1.13543	1.12034	1.10793	1.08764
300	1.21592	1.20101	1.18716	1.16300	1.14456	1.12957	1.11699
350	1.25461	1.23652	1.21936	1.19051	1.16877	1.15112	1.13648
400	1.29379	1.27220	1.25205	1.21842	1.19317	1.17267	1.15588
450	1.33332	1.30820	1.28487	1.24634	1.21739	1.19439	1.17533
500	1.37284	1.34392	1.31784	1.27398	1.24173	1.21583	1.19463
600	1.45188	1.41618	1.38797	1.33010	1.29040	1.25920	1.23373
700	1.53161	1.48880	1.44991	1.38593	1.33914	1.30236	1.27226

A4.2 Radiación solar en la localidad. PVGIS



PVGIS-5 geo-temporal irradiation database

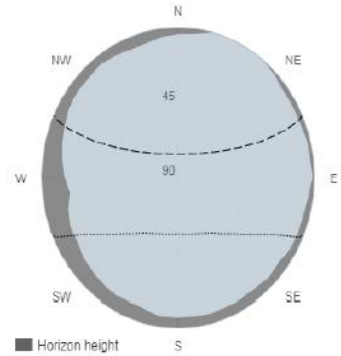
Provided inputs

Latitude/Longitude: 9.866,-84.093
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-NSRDB
 Start year: 2015
 End year: 2015

Variables included in this report:

Global horizontal irradiation: No
 Direct Normal Irradiation: No
 Global irradiation optimum angle: No
 Global irradiation at angle 0°: Yes
 Diffuse/global ratio: No
 Average temperature: No

Outline of horizon at chosen location:

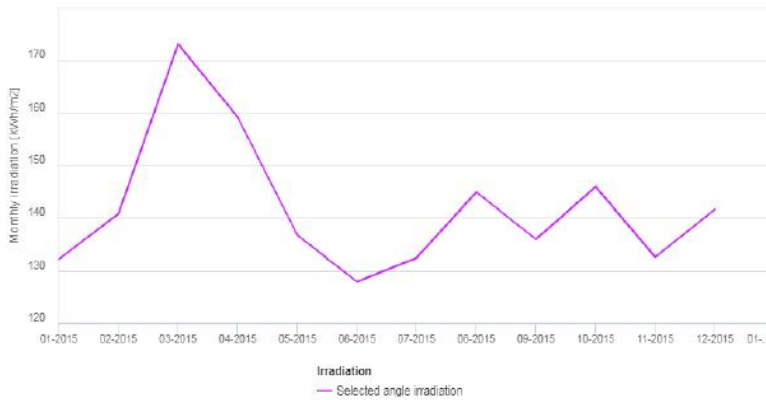


■ Horizon height
 - - Sun height, June
 Sun height, December

Global irradiation at angle

Month	2015
January	132.17
February	140.81
March	173.08
April	159.16
May	136.75
June	127.88
July	132.47
August	144.93
September	135.97
October	145.96
November	132.57
December	141.68

Monthly solar irradiation estimates



A4.3 Tabla para selección de calibre de cable por carga de corriente sometida. NEC

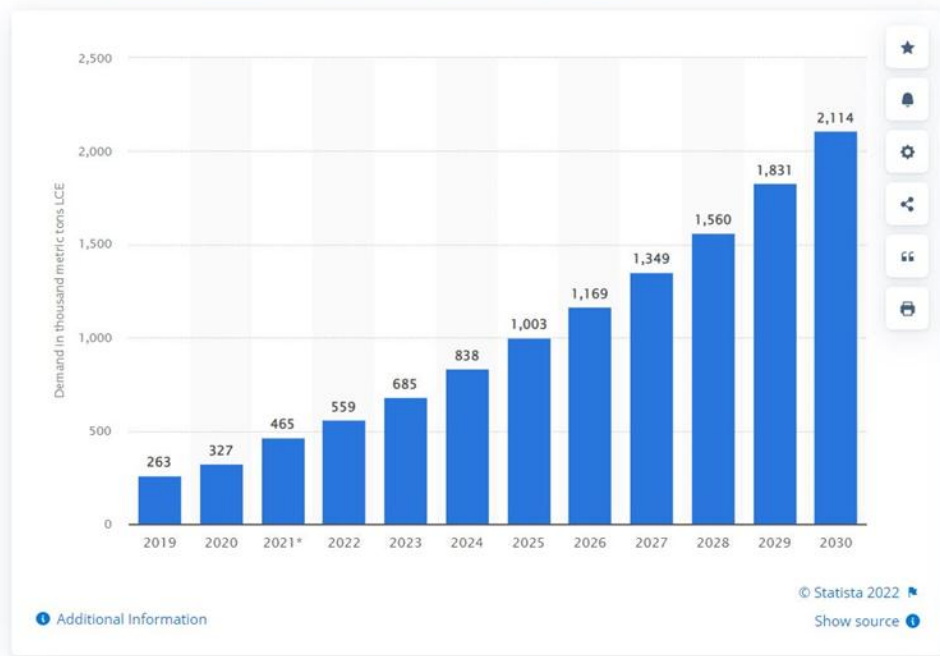
Size AWG or kcmil	Temperature Rating of Conductor [See Table 310.104(A).]						Size AWG or kcmil
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	
	Types TW, UF	Types RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Types TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Types TW, UF	Types RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Types TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
	COPPER			ALUMINUM OR COPPER-CLAD ALUMINUM			
18**	—	—	14	—	—	—	—
16**	—	—	18	—	—	—	—
14**	15	20	25	—	—	—	—
12**	20	25	30	15	20	25	12**
10**	30	35	40	25	30	35	10**
8	40	50	55	35	40	45	8
6	55	65	75	40	50	55	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	115	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	145	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	195	230	260	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500
600	350	420	475	285	340	385	600
700	385	460	520	315	375	425	700
750	400	475	535	320	385	435	750
800	410	490	555	330	395	445	800
900	435	520	585	355	425	480	900
1000	455	545	615	375	445	500	1000
1250	495	590	665	405	485	545	1250
1500	525	625	705	435	520	585	1500
1750	545	650	735	455	545	615	1750
2000	555	665	750	470	560	630	2000

Anexo 5. Factores medioambientales

A5.1 Cálculo de demanda de litio mundial para 2030.

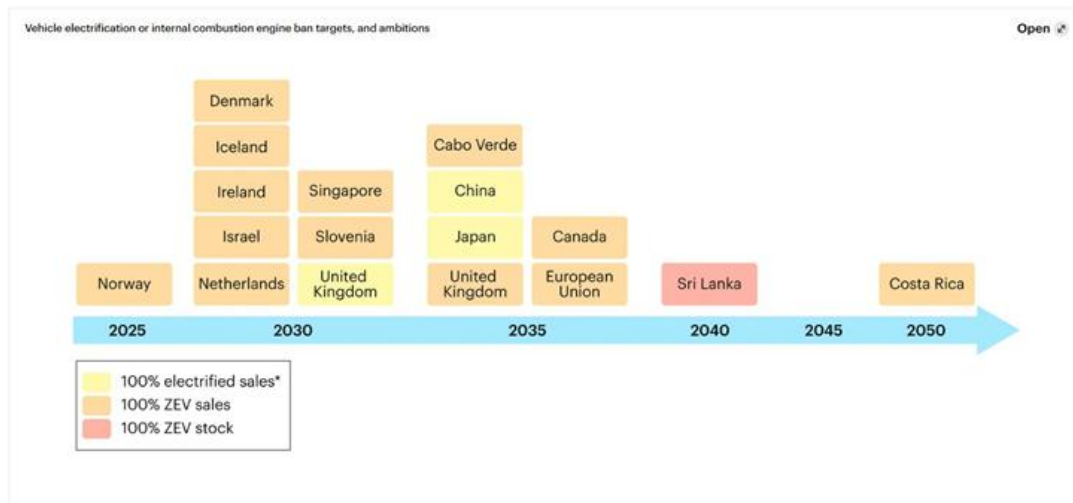
Fuente: Foro Económico Mundial

Projection of worldwide lithium demand from 2019 to 2030
(in 1,000 metric tons of lithium carbonate equivalent)



A5.2 Países que prohibirán la venta de vehículos de combustión

Fuente: Foro Económico Mundial



A5.3 Minería de litio



MINERÍA DEL LITIO Y PRODUCCIÓN DE BATERÍAS

Gran parte del impacto ambiental de los EV se debe al uso intensivo de agua para la extracción de litio

El Litio para aplicaciones industriales se extrae principalmente en forma de carbonato de litio (Li_2CO_3), pero también como hidróxido de litio, cloruro de litio, bromuro de litio y butilo-litio

Dos tecnologías de extracción viables económicamente y disponibles comercialmente:

Minería de salmueras (reservas de agua subterránea salina bajo lagos de sal):

- 59% de las reservas mundiales
- Hoy en día representa 2/3 de la producción mundial → Principalmente en "triángulo de litio" en América del Sur
- 50% más barata (uso natural de energía solar)
- Produce menos residuos sólidos
- 1 Ton de carbonato de litio requiere hasta 500.000 litros de salmuera que se evapora y 5 - 50 ton agua dulce para tratamiento posterior

Minería de depósitos en rocas (pegmatitas/magma cristalizado):

- 25% de las reservas mundiales
- Mayor calidad: Mayor contenido de litio
- 1 Ton de carbonato de litio requiere aprox. 24,000 litros de agua dulce
- Más costoso debido a mayores requerimientos de energía y de químicos especiales

Producción de Baterías

- GEI: 81 g $\text{CO}_2\text{eq}/\text{kWh}$
- Energía: 932 MJp/kWh
- Agua: 671 kg/kWh
- Li_2CO_3 : 1.5 kg/kWh → 57 kg para una batería de 38 kWh

Alta demanda de agua → amenaza ambiental en regiones de extracción extremadamente secas!

A5.4 Minería de platino



MINERÍA DE PLATINO Y PRODUCCIÓN DE CELDAS DE COMBUSTIBLE

El consumo de agua y emisiones por la producción de FC es menor en comparación con la producción de baterías

Extracción y uso

- El Platino suele encontrarse fundido con otros metales, por lo que tiene que ser procesado y refinado
- Se requiere de 7 a 12 toneladas de roca para producir 30 gramos de Platino puro¹
- En el proceso, se emplea un solución concentrada de ácido sulfúrico para remover otros metales
- Cerca del 40% del platino extraído en el mundo se emplea en la producción de catalizadores

El impacto ambiental varía según el sitio de extracción

- Las tecnologías empleadas en Sudáfrica previenen en gran medida la acidificación
- En Rusia la extracción no está al mismo nivel tecnológico
- El 80% de los yacimientos económicamente viables se encuentran en Sudáfrica

Producción de Celdas de Combustible


- 0.22 g/kWe o 25 g de Platino por vehículo con una capacidad PEMFC instalada de 114 kWe.
- GEI: 20.1 g de CO₂eq por kWe de potencia PEMFC
- Energía no renovable: 156 MJp/kWe
- Agua: 107 kg/kWe

Acidificación de aguas subterráneas → amenaza ambiental en regiones con acuíferos vulnerables!

Anexo 6. Facturas eléctricas

A6.1 Consumo mes junio, con resumen de lecturas de 6 meses anteriores

F-00

FACTURA 95328920				Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. Cédula Jurídica 3-101-000048-36		NISE 27985905	
TARIFA RESIDENCIAL							
FACTURA ELECTRÓNICA No. 00200001010007283881							
CLAVE NUMÉRICA 50605062300310100004600200001010007283881150352882							
NOMBRE SANDI BOLIVAR ADRIANA MARCELA				NÚMERO CÉDULA 0114350671			
DIRECCIÓN EXACTA URB LAS TRES MARIAS, DE LA ENTRADA PRINCIPAL 30 MTS NORTE							
PROVINCIA SAN JOSÉ		CANTÓN ASERRÍ		DISTRITO ASERRÍ			
TIPO DE SERVICIO		LOCALIZACIÓN		NÚMERO DE MEDIDOR			
ENERGÍA		2405330940		1 109 481			
SUB ESTACIÓN		CIRCUITO		TRANSFORMADOR			
HIGUITO		3202 ASERRI					
DEPÓSITO DE GARANTÍA	DÍAS FACTURADOS	FECHA FACTURA ACTUAL	FECHA FACTURA ANTERIOR	FECHA PRÓXIMA FACTURA	FECHA EMISIÓN-PUESTA AL COBRO		
₡ 30,915.00	30	02-JUN-2023	03-MAY-2023	04-JUL-2023	05-JUN-2023		
CONSUMO kWh	CONSUMO DIARIO (kWh)	COSTO POR kWh DE ALUMBRADO PÚBLICO	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	CONSTANTE	RAZÓN ESTIMACIÓN	
288	9,60	₡ 3.40	27303	27015	1	NO ESTIMADA	
FACTURACIÓN							
COD.	DETALLE	IMPORTE					
1	ENERGÍA	₡ 22,925.00					
CVG	COSTO VARIABLE GENERACION	₡ 1,080.00					
6	ALUMBRADO PÚBLICO	₡ 980.00					
IVG	IMPUESTO VALOR AGREGADO	₡ 3,120.00					
TRB	TRIBUTOS BOMBEROS	₡ 420.00					
HISTORIAL DE CONSUMO kWh			MES AL COBRO				
MES	AÑO	kWh	MES AL COBRO				
1	2023	311	06-2023				
2	2023	255					
3	2023	287					
4	2023	309	FECHA DE VENCIMIENTO				
5	2023	282	20-JUN-2023				
6	2023	288	CARGO POR CANCELACIÓN TARDÍA				
			₡ 750.00				
			0				