



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

CENTRO DE INVESTIGACION EN ENERGIA

**DESARROLLO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO – HIDROGENO –
CELDA DE COMBUSTIBLE DE 1 kW DE POTENCIA PARA LA
GENERACION, ALMACENAMIENTO Y USO EFICIENTE DE LA
ENERGIA**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

DOCTOR EN INGENIERIA

ENERGIA - SOLAR FOTOVOLTAICA

P R E S E N T A

M.C. SET VEJAR RUIZ

TUTOR:

DR. SEBASTIAN PATHIYAMATTOM JOSEPH

2010





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Aarón Sánchez Juárez

Secretario: Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph

Vocal: Dr. José Gonzalo González Rodríguez

1^{er}. Suplente: Dr. Sergio Alberto Gamboa Sánchez

2^{do}. Suplente: Dr. Joel Moreira Acosta

Lugar donde se realizó la tesis:

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA, TEMIXCO MORELOS.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph

FIRMA

A

María Concepción Ruiz Rosales,
por el amor y apoyo incondicional de madre.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi profunda gratitud a la Universidad Nacional Autónoma de México así como al Centro de Investigación en Energía por su gran calidad y generosidad, siempre estarán en mi recuerdo.

A mi asesor, el Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph, por su apoyo, consejos y especialmente por su calidad humana.

A los miembros de mi comité tutorial:

Dr. Aarón Sánchez Juárez

Dr. Sergio Alberto Gamboa Sánchez

Dr. José Gonzalo González Rodríguez

Dr. Joel Moreira Acosta

Por sus comentarios y observaciones.

Al M.I. José Ortega Cruz por su ayuda, enseñanzas, facilitación de equipos y herramientas para el desarrollo del proyecto de tesis.

A Pedro de Mata, Manuel Aguilera, Rogelio Martínez, Agustín Herazo, Ernesto González y Maira Pérez, por su ayuda en la integración del proyecto de tesis.

A todos los grandes amigos que hice, por su apoyo dentro y fuera de lo académico y los grandes momentos que pasamos juntos.

Al CONACYT por el apoyo económico brindado a través de la beca de doctorado, sin la cual no hubiera podido realizar mis estudios.

Al Macroproyecto CU-Energía 1/16 mediante el cual se obtuvo el apoyo económico para la compra de equipos y el desarrollo de la infraestructura del proyecto de tesis.

Y finalmente de forma muy especial, a mi amada familia, Marco, Juan y Sandra, por ser el motivo de mi vida.

ÍNDICE

Introducción	1
1 Antecedentes	1
2 Problemática	4
3 Propuesta	5
4 Justificación	6
5 Objetivos	7
Capítulo 1	8
Marco Teórico	8
1.1 Energía solar	8
1.1.1 Origen de la energía solar	8
1.1.2 Distribución espectral de la radiación solar extraterrestre	9
1.1.3 Radiación solar sobre la superficie de la Tierra	11
1.1.4 Recurso solar	13
1.2 Hidrógeno	17
1.2.1 Propiedades	17
1.2.2 Equivalencias masa – volumen	18
1.2.3 Equivalencias masa – energía química	20
1.2.3.1 Cálculo del potencial estándar	20
1.2.3.2 Cálculo de la energía química en 1 kg de hidrógeno	21
Capítulo 2	23
Sistemas fotovoltaicos	23
2.1 Efecto fotovoltaico y celdas solares	23
2.1.1 Antecedentes históricos	23
2.1.2 Celda solar	24
2.1.5 Características eléctricas de las celdas solares	26
2.2 Clasificación de los sistemas fotovoltaicos	27
2.2.1 Sistemas autónomos	27
2.2.2 Sistemas conectados a la red eléctrica	28
2.3 Componentes principales de los sistemas FV	29
2.3.1 Paneles fotovoltaicos	29
2.3.2 Soportes para paneles fotovoltaicos	30
2.3.2.1 Estructuras fijas	31
2.3.2.2 Estructuras móviles	33

2.3.3 Cableado	34
2.3.4 Protecciones	34
2.3.5 Control de carga	35
2.3.6 Baterías	38
2.3.7 Inversores	42
Capítulo 3	47
Sistemas de producción, almacenamiento y uso de hidrógeno	47
3.1 Electrólisis	47
3.1.1 Electrolizador tipo PEM	47
3.2 Almacenamiento de hidrógeno	50
3.2.1 Almacenamiento en condiciones atmosféricas	50
3.2.2 Almacenamiento presurizado	51
3.2.3 Almacenamiento criogénico	53
3.2.4 Almacenamiento en hidruros metálicos	55
3.3 Celdas de combustible	59
3.3.1 Celda de combustible tipo PEM	60
Capítulo 4	65
Metodología experimental y desarrollo	65
4.1 Integración del sistema fotovoltaico	65
4.1.1 Instalación del seguidor solar y paneles fotovoltaicos	65
4.1.1.1 Orientación e instalación del seguidor solar	65
4.1.1.2 Características e instalación de los paneles fotovoltaicos	67
4.1.1.3 Características e instalación del control de seguimiento	68
4.1.1.3.1 Programación del control de seguimiento	69
4.1.2 Normas de instalaciones eléctricas	70
4.1.3 Conexiones y cálculos de cableado	71
4.1.4 Sistema de tierra física y canalizaciones	73
4.1.5 Instalación de los sistemas de protección	74
4.2 Producción de energía eléctrica con energía solar	76
4.2.1 Método experimental de validación	76
4.2.1.1 Producción con seguimiento solar	80
4.2.2 Eficiencia del sistema fotovoltaico	82
4.3 Caracterización del sistema de almacenamiento	83
4.3.1 Características del tanque de hidruro metálico	83
4.3.2 Cálculo de la capacidad de almacenamiento de hidrógeno	84
4.3.3 Método experimental de validación de la capacidad	84

4.4 Caracterización del sistema de electrólisis	88
4.4.1 Características del electrizador	88
4.4.2 Método experimental para la medición de la eficiencia	90
4.5 Integración del sistema fotovoltaico, electrólisis y almacenamiento	94
4.5.1 Sistema de acondicionamiento de energía eléctrica	94
4.5.1.1 Banco de baterías y control de carga	96
4.5.1.2 Inversor	99
4.5.1.3 Integración del banco de baterías e inversor	100
4.5.2 Integración del sistema de electrólisis y almacenamiento	101
4.5.2.1 Conexión eléctrica, canalizaciones y cableado de corriente alterna	101
4.5.2.2 Conexión mecánica del sistema de electrólisis	102
4.5.2.3 Conexión mecánica del banco de tanques de hidruro	103
4.6 Caracterización e integración de la celda de combustible	104
4.6.1 Características de la celda	104
4.6.1.1 Software de medición de variables	105
4.6.2 Integración de la celda y puesta en operación	105
4.6.3 Diseño electrónico de un sistema de carga variable	107
4.6.4 Validación de curvas V-I, potencia y eficiencia	109
Capítulo 5	111
Resultados	111
5.1 Integración completa del sistema FV-H₂-CC	111
5.1.1 Aportaciones	112
5.2 Metodología para el desarrollo de sistemas FV-H₂-CC	113
5.3 Metodología para estimar la eficiencia del electrolizador	114
5.4 Método eficiencias-kWh	116
5.5 Comparativa del tanque de hidruro metálico vs batería	121
5.5 Aplicación del sistema FV- H₂-CC	123
Conclusiones	126
Apéndices	131
Bibliografía	139

RESUMEN

El presente trabajo de tesis describe el desarrollo de un sistema para la producción de hidrógeno por electrólisis de agua, a partir de energía solar fotovoltaica, para su uso en una celda de combustible (FV-H₂-CC). Se propone un método para el desarrollo de este tipo de sistemas y un método para estimar la producción de hidrógeno a partir del recurso solar. Finalmente, en base a los experimentos y observaciones, se proponen dos nuevas topologías y algunas mejoras para incrementar la eficiencia del sistema. El sistema estudiado se compone de un arreglo de paneles fotovoltaicos de 1kW_p con un área de 8m², un subsistema de acondicionamiento de potencia, un subsistema de electrólisis, un subsistema de almacenamiento de hidrógeno en forma de hidruros metálicos y una celda de combustible. Como resultado del análisis del sistema se desarrolló el método denominado *eficiencias - kWh*, el cual permitió estimar una producción de 35 g de hidrógeno con 1kW_p de paneles solares con una irradiación de 6.34 kWh/m² en la ubicación del CIE-UNAM. Este método se basa en el manejo de las unidades de energía eléctrica y química expresadas en *kWh* y en la obtención de las eficiencias de todos los componentes involucrados en el sistema. Adicionalmente se pudo calcular la eficiencia del sistema fotovoltaico (7.7%), del proceso reversible (12.7%), de la producción de hidrógeno con energía solar fotovoltaica (2.2%) y la eficiencia total del sistema que va desde el recurso solar hasta la salida de la celda de combustible. Se realizaron importantes observaciones acerca del potencial con que cuenta el sistema de hidruros para almacenar grandes cantidades de energía y sus ventajas sobre los bancos de baterías convencionales, relacionadas con el espacio peso, mantenimiento y producción de contaminantes, para obtener así, un uso sustentable de estos sistemas energéticos.

ABSTRACT

This work describes the development of a hydrogen production system using solar energy (photovoltaic power) for its use in a fuel cell (PV-H₂-FC). A methodology is proposed for the development of this type of systems and a method for estimating the hydrogen production from solar power. Finally two new topologies are proposed and some improvements to increase the system efficiency. The system consists of a 1 kW_p photovoltaic array with an area of 8m², a subsystem of power conditioning, a subsystem of water electrolysis, a subsystem of metal hydride hydrogen storage and a fuel cell. The analysis of the system helped to the development of the *efficiency–kWh* method, which let to estimate a 35 g hydrogen production with 1 kW_p solar panels, and a 6.34 kWh/m² irradiation located at CIE-UNAM. This method is based on the use of electric and chemical energy units in kWh, and in obtaining the efficiency of each component involved in the system. Further more the photovoltaic system efficiency was obtained (7.7%), the reversible process (12.7%), the hydrogen production with solar photovoltaic energy efficiency (2.2%) and the total system efficiency from solar power to the fuel cell output. Some important observations were made about the hydride system potential to store great amounts of energy and the advantages it has over conventional battery banks with respect to weight, volume, maintenance and pollutants productions, obtaining a sustainable use of these energetic systems.

Introducción

Disponer de fuentes de energía sustentable, es uno de los principales retos de la sociedad moderna. Los recientes avances en fuentes renovables y la necesidad de almacenar energía para aplicaciones móviles y estacionarias, perfilan el uso de las fuentes renovables, como fuente primaria de energía para la producción de hidrógeno. En esta sección, se describen los antecedentes, la problemática y la propuesta del desarrollo de un sistema de producción de hidrógeno con energía solar fotovoltaica y su uso en una celda de combustible.

1 Antecedentes

En la actualidad, existen grandes problemas creados por el uso de combustibles fósiles para satisfacer nuestras necesidades energéticas.

- No son renovables
- Desarrollo no sustentable
- Conflictos políticos
- Calentamiento global

Y todas las consecuencias nocivas a corto y largo plazo, que afectan al hombre y su entorno. Existe la necesidad de encontrar fuentes de energía que cumplan con las siguientes condiciones:

- 1.- Sean prácticamente inagotables.
- 2.- No contaminen el ambiente.

La tecnología solar fotovoltaica (FV) ofrece una eficiencia comercial promedio del 12% [A2], en otras palabras, produce 120 W/m^2 (considerando una irradiancia de 1000 W/m^2 , y según estimaciones el sol seguirá irradiando durante 5000 millones de años más [1]. Con lo anterior, la tecnología solar fotovoltaica, se perfila como la forma más conveniente de obtener energía inagotable y segura. Sin embargo, la energía solar tiene la característica de ser intermitente (ciclo día/noche) y la demanda energética para la mayoría de las aplicaciones es irregular, para tales condiciones existen dos posibles soluciones: 1) Usar la energía sólo en el periodo y cantidad en que esté disponible o 2) Almacenar la energía para usarla en el tiempo y cantidad que demanden las necesidades. La primera opción queda descartada por obvias razones (actividades nocturnas, laborales, sociales, etc.), por lo que es necesario buscar formas técnica y económicamente viables de almacenar grandes cantidades de energía.

El agua es un compuesto químico que requiere de una cantidad considerable de energía para romper su enlace químico (2.46 eV por molécula) en hidrógeno y oxígeno [2], ésta energía es recuperable al momento de realizar nuevamente el enlace.

La figura 1 muestra los diversos modos de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables de energía [3], [4], [5].

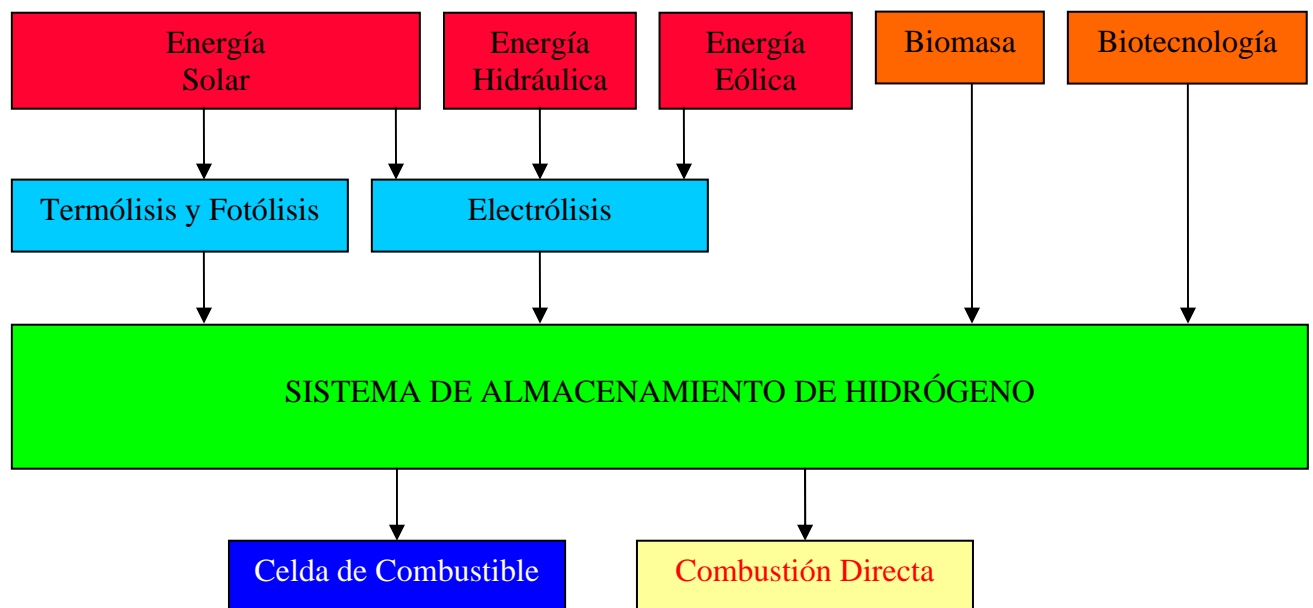


Figura 1 Producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables y sus aplicaciones.

El uso del hidrógeno ha sido propuesto como medio de almacenamiento de energía y combustible universal. La versatilidad del hidrógeno permite que pueda usarse de varias maneras: en motores de combustión interna, en celdas de combustible para aplicaciones móviles [6] y estacionarias, como gas para combustión abierta y para usos industriales [7]. Debido a ésta versatilidad, el hidrógeno tiene un gran potencial para ser el medio de almacenamiento de energía en los sistemas de generación de electricidad con fuentes renovables como energía primaria [8, 9, 10].

La alternativa más viable para la conversión de hidrógeno en electricidad es la celda de combustible, que genera electricidad combinando el hidrógeno y el oxígeno electroquímicamente sin ninguna combustión y con una eficiencia superior [11]. Existen varios tipos de celdas de combustible [12], las cuales están en diferentes etapas de desarrollo. Por lo regular las celdas de combustible son clasificadas por su electrolito, siendo la celda de Membrana de Intercambio Protónico (PEM) la más usada. Sus principales características son: alta eficiencia, modularidad, alta densidad de energía, operación silenciosa y cero emisiones de contaminantes.

Investigar formas de obtener y almacenar hidrógeno en grandes cantidades a partir de una fuente de energía renovable para hacerlo reaccionar con el oxígeno del aire y recuperar la energía almacenada en un sistema real, es de vital importancia en el contexto de investigación en energía actual.

2 Problemática

El problema actual para la utilización de las energías renovables está centrado en el almacenamiento y eficiencia, las fuentes renovables de energía son de naturaleza intermitente [13] y de magnitud variable con cierto grado de estocacidad, aún y cuando su costo es competitivo con las fuentes convencionales de energía, no existe la tecnología para almacenar energía a gran escala en forma viable.

Es indiscutible la importancia de la energía eléctrica, que es considerada la forma de energía de mayor calidad por su fácil conversión en otras formas de energía con alta eficiencia, facilidad de transmisión y distribución en aplicaciones estacionarias, pero tiene una fuerte desventaja: es muy difícil de almacenar en grandes cantidades para usos móviles y estacionarios. Tradicionalmente las baterías Plomo-ácido se han empleado con este fin, pero sólo almacenan pequeñas cantidades de energía y tienen importantes desventajas como baja relación energía-peso (densidad de almacenamiento de energía), desechos contaminantes (cuando no se reciclan adecuadamente) y elevados costos de mantenimiento.

Existe la necesidad de establecer una metodología para la integración de los sistemas: fotovoltaico FV, de electrólisis, almacenamiento de hidrógeno y celda de combustible. Así como el análisis de eficiencia y una metodología para la estimación de la producción de H₂ a partir de energía solar fotovoltaica, con el objetivo de:

- I. Obtener energía de una fuente renovable, no contaminante.
- II. Disponer de esa energía en tiempo, cantidad y forma requeridos.

3 Propuesta

Considerando los antecedentes y la problemática expuestos en las secciones 1 y 2, se propone el desarrollo de un sistema demostrativo de 1 kW_p de paneles solares para producir energía eléctrica, un sistema de electrólisis de agua, un sistema de almacenamiento de hidrógeno, y un sistema de celda de combustible (Fig. 2), para el estudio de la generación, almacenamiento y uso de energía de este tipo de sistemas (FV-H₂-CC) o (PV-H₂-FC, por sus siglas en inglés), demostrar su factibilidad técnica y aportar de metodologías que permitan estimar la producción de hidrógeno a partir del recurso solar.

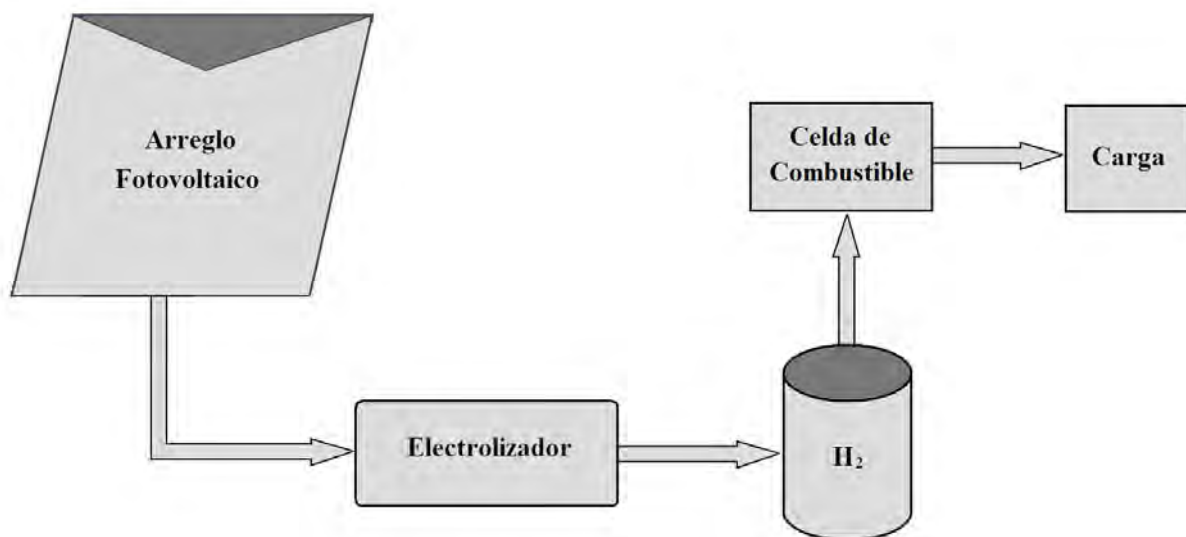


Figura 2 Diagrama a bloques del sistema FV-H₂-CC.

4 Justificación

El hidrógeno tiene una capacidad de almacenamiento de energía de aproximadamente 33 kWh/kg , mientras que las baterías de Plomo-ácido tienen alrededor de 0.04 kWh/kg . Mientras que el costo de la energía solar fotovoltaica ya es competitivo con el costo de la energía eléctrica convencional [A1].

Hasta hoy, mucho se habla de los sistemas FV-H₂-CC, existen artículos que tratan de simulación, factibilidad técnica y económica, topologías, estrategias de control, etc. Pero los trabajos acerca de desarrollo y estudio de sistemas prácticos [5] son escasos y algunos con cierto grado de confidencialidad, que por lo general son realizados en países desarrollados. Por lo que es necesario contar con infraestructura para validar cálculos y simulaciones, para cumplir con dos requisitos importantes del método científico: Experimentación y Observación, en el estudio de este tipo de sistemas.

Por otro lado, los avances hasta ahora logrados se han realizado en forma independiente y sólo en cada una de las tecnologías involucradas (Tecnologías: solar fotovoltaica, electrólisis, almacenamiento y celdas de combustible), por lo que su integración en un sistema de producción, almacenamiento y uso de hidrógeno, requiere de trabajo de investigación para mejorar la eficiencia de la conversión, las capacidad de almacenamiento de hidrógeno y las técnicas de acondicionamiento de potencia eléctrica para hacer compatible su integración. En otras palabras, la investigación en la metodología de desarrollo en este tipo de sistemas es incipiente.

Considerando lo anterior, se abre un amplio campo de oportunidades de desarrollo económico, basado en el desarrollo tecnológico de nuevos esquemas energéticos y el cuidado del medio ambiente, dando las condiciones para un desarrollo sustentable en los sectores urbanos y rurales.

1.5 Objetivos

GENERALES

Desarrollar y estudiar un sistema fotovoltaico – hidrógeno – celda de combustible de $1 kW_p$ de potencia en paneles FV. Con la finalidad de demostrar la factibilidad técnica de producir hidrógeno con energía solar mediante electrólisis del agua, para su almacenamiento y uso en una celda de combustible. Aportar metodologías para el desarrollo de este tipo de sistemas y que permitan estimar la producción de hidrógeno a partir del recurso solar.

ESPECÍFICOS

- Desarrollar infraestructura para realizar experimentos, validar cálculos y resultados de simulaciones.
- Desarrollar metodologías experimentales para obtener o validar de la eficiencia de los componentes o subsistemas.
- Poner en operación el sistema FV-H₂-CC y estimar la producción hidrógeno.
- Obtener la eficiencia del proceso reversible.
- Obtener experiencia en el desarrollo de sistemas FV-H₂-CC.

Capítulo 1

La energía solar, debido a sus características sustentables de fuente primaria renovable y no contaminante, en combinación con el hidrógeno que se perfila como el vector energético por sus características de alta densidad de almacenamiento de energía, son la propuesta lógica para resolver los principales problemas de la energía: obtención sustentable, almacenamiento y disponibilidad. En este capítulo se presenta el marco teórico de los fundamentos de la energía solar, las propiedades y equivalencias del hidrógeno.

Marco teórico

1.1 Energía solar

1.1.1 Origen de la energía solar

Desde la década de 1930 se sabe que los procesos de fusión termonuclear en el interior del sol explican su extraordinaria producción de energía. En lo profundo del sol donde su masa está concentrada y se produce la mayor parte de la energía, la temperatura es $1.5 \times 10^7 \text{ K}$ y su densidad es de 10^5 kg/m^3 , unas 13 veces la densidad del Plomo. La temperatura del centro es tan grande que, a pesar de una elevada presión del centro ($2 \times 10^{11} \text{ atm}$) el sol permanece gaseoso durante todo el proceso. La actual composición (en masa) de su núcleo es 35% de hidrógeno, 65% de helio y 1% de otros elementos con una masa total de $2 \times 10^{30} \text{ kg}$. El sol irradia una potencia de $3.9 \times 10^{26} \text{ W}$ y lo ha venido haciendo desde que se originó el sistema solar hace aproximadamente 4.5×10^9 años y los cálculos revelan que hay suficiente hidrógeno disponible para otros 5×10^9 años más [1], razón por la cual, para propósitos prácticos, se le denomina: fuente de energía renovable, a la energía solar.

1.1.2 Distribución espectral de la radiación solar extraterrestre

La energía producida en el interior del sol es transferida a la superficie y es radiada al espacio. Una serie de procesos radiativos y convectivos ocurre con la sucesiva emisión, absorción y re-radiación. La radiación generada en el núcleo solar está compuesta por rayos-x y rayos gamma, conforme aumenta la distancia del núcleo, la temperatura disminuye y aumenta la longitud de onda, dando origen a las frecuencias más bajas del espectro de radiación solar [14].

La figura 1.1 muestra la distribución espectral de la radiación solar extraterrestre, graficada en base a los valores de la tabla 1.1 [15].

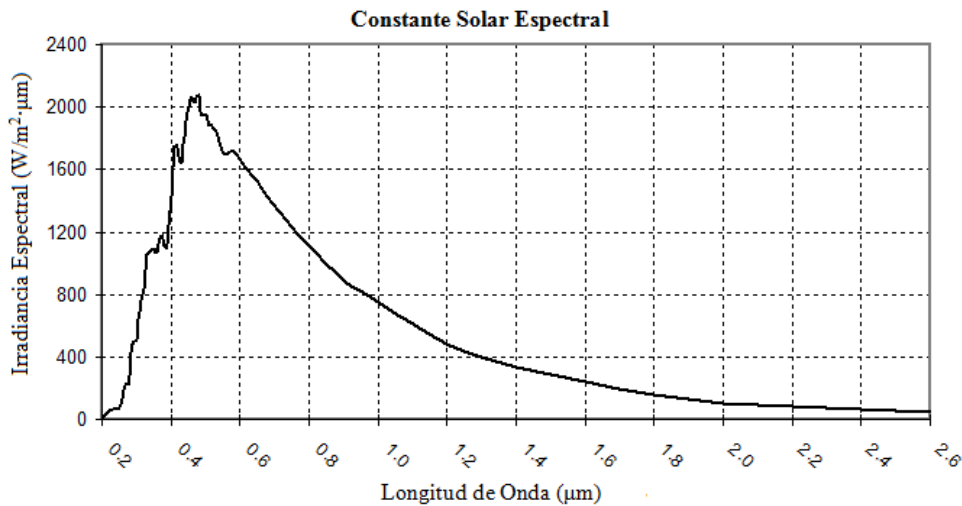


Figura 1.1 Espectro extraterrestre de la radiación solar.

En la tabla 1.1 se muestran los valores de longitud de onda (λ) en micrómetros (μm), el incremento o diferencial de longitud de onda ($\Delta\lambda$), La irradiancia sobre micrómetro ó Irradiancia espectral ($W/m^2 \cdot \mu m$) y la irradiancia diferencial $(\Delta\lambda) \cdot (W/m^2 \cdot \mu m)$.

Al sumar todos los valores de irradiancia diferencial del espectro de radiación solar, obtenemos un valor de la irradiancia total de $1265 W/m^2$, Actualmente, el valor aceptado de irradiancia promedio proveniente del sol que se recibe en una superficie de $1 m^2$ perpendicular al sol en el exterior de la atmósfera es de $1367 W/m^2$, valor conocido como *constante solar* [16].

Tabla 1.1 Valores de irradiancia solar extraterrestre a diferentes longitudes de onda.

λ (μm)	$\Delta\lambda$ (μm)	$\text{W}/\text{m}^2 \cdot \mu\text{m}$	$(\Delta\lambda) \cdot (\text{W}/\text{m}^2 \cdot \mu\text{m})$	λ (μm)	$\Delta\lambda$ (μm)	$\text{W}/\text{m}^2 \cdot \mu\text{m}$	$(\Delta\lambda) \cdot (\text{W}/\text{m}^2 \cdot \mu\text{m})$
0.115	0.02	0.007	0.0001	0.560	0.01	1695.000	16.9500
0.140	0.03	0.030	0.0008	0.570	0.01	1712.000	17.1200
0.160	0.02	0.230	0.0046	0.580	0.01	1715.000	17.1500
0.180	0.02	1.250	0.0250	0.590	0.01	1700.000	17.0000
0.200	0.02	10.700	0.2140	0.600	0.01	1666.000	16.6600
0.220	0.02	57.500	1.1500	0.620	0.02	1602.000	32.0400
0.230	0.01	66.700	0.6670	0.640	0.02	1544.000	30.8800
0.240	0.01	63.000	0.6300	0.660	0.02	1486.000	29.7200
0.250	0.01	70.900	0.7090	0.680	0.02	1427.000	28.5400
0.260	0.01	130.000	1.3000	0.700	0.02	1369.000	27.3800
0.270	0.01	232.000	2.3200	0.720	0.02	1314.000	26.2800
0.280	0.01	222.000	2.2200	0.750	0.03	1235.000	37.0500
0.290	0.01	482.000	4.8200	0.800	0.05	1109.000	55.4500
0.300	0.01	514.000	5.1400	0.900	0.10	891.000	89.1000
0.310	0.01	689.000	6.8900	1.000	0.10	748.000	74.8000
0.320	0.01	830.000	8.3000	1.200	0.20	485.000	97.0000
0.330	0.01	1059.000	10.5900	1.400	0.20	337.000	67.4000
0.340	0.01	1074.000	10.7400	1.600	0.20	245.000	49.0000
0.350	0.01	1093.000	10.9300	1.800	0.20	159.000	31.8000
0.360	0.01	1068.000	10.6800	2.000	0.20	103.000	20.6000
0.370	0.01	1181.000	11.8100	2.200	0.20	79.000	15.8000
0.380	0.01	1120.000	11.2000	2.400	0.20	62.000	12.4000
0.390	0.01	1098.000	10.9800	2.600	0.20	48.000	9.6000
0.400	0.01	1429.000	14.2900	2.800	0.20	39.000	7.8000
0.410	0.01	1751.000	17.5100	3.000	0.20	31.000	6.2000
0.420	0.01	1747.000	17.4700	3.200	0.20	22.600	4.5200
0.430	0.01	1639.000	16.3900	3.400	0.20	16.600	3.3200
0.440	0.01	1810.000	18.1000	3.600	0.20	13.500	2.7000
0.450	0.01	2006.000	20.0600	3.800	0.20	11.100	2.2200
0.460	0.01	2066.000	20.6600	4.000	0.20	9.500	1.9000
0.470	0.01	2033.000	20.3300	4.500	0.50	5.900	2.9500
0.480	0.01	2074.000	20.7400	5.000	0.50	3.800	1.9000
0.490	0.01	1950.000	19.5000	6.000	1.00	1.800	1.8000
0.500	0.01	1942.000	19.4200	7.000	1.00	1.000	1.0000
0.510	0.01	1882.000	18.8200	8.000	1.00	0.590	0.5900
0.520	0.01	1883.000	18.8300	10.000	2.00	0.240	0.4800
0.530	0.01	1842.000	18.4200	15.000	5.00	0.048	0.2400
0.540	0.01	1783.000	17.8300	20.000	5.00	0.015	0.0750
0.550	0.01	1725.000	17.2500	50.000	30.00	0.039	1.1700
							1265 W/m²

Aplicando la ecuación 1.1, se pueden mostrar algunos ejemplos útiles.

$$G_e = \frac{\Delta G}{\Delta \lambda} \quad (1.1)$$

Donde:

G_e = Irradiancia espectral

ΔG = Irradiancia diferencial

Ejemplo 1.1: En la tabla 1.1, tenemos un valor de $2000 \text{ W/m}^2 \cdot \mu\text{m}$ medido con un filtro de $0.01 \mu\text{m}$ centrado en $0.45 \mu\text{m}$, calcular el valor de la irradiancia diferencial.

$$\Delta G = G_e \cdot \Delta\lambda = 2000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \mu\text{m}} \cdot (0.01 \mu\text{m}) = 20 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

En caso de manejar nanómetros (nm), con una ventana de 10 nm se siguen colectando 20 W/m^2 , y el valor de Irradiancia espectral es de $2 \text{ W/m}^2 \cdot \text{nm}$ Equivalente a $2000 \text{ W/m}^2 \cdot \mu\text{m}$.

Ejemplo 1.2: Si tenemos un área de 1 m^2 cubierta con un filtro de $1 \mu\text{m}$ centrado en $6 \mu\text{m}$ y medimos una potencia de 1.8 W , la irradiancia diferencial será 1.8 W/m^2 , entonces la irradiancia espectral será:

$$G_e = \frac{\Delta G}{\Delta\lambda} = \frac{1.8 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1 \mu\text{m}} = 1.8 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \mu\text{m}}$$

Para la obtención de la tabla 1.1 y la gráfica 1.1 se consideran diferenciales o incrementos de la longitud de onda del orden de fracciones de micrómetro entre 0 y $6 \mu\text{m}$ debido a que la distribución de frecuencia varía drásticamente en éste rango. A partir de $6 \mu\text{m}$, se pueden elegir incrementos o filtros mayores de $1 \mu\text{m}$.

1.1.3 Radiación solar sobre la superficie de la Tierra

No toda la radiación solar extraterrestre que intercepta la Tierra llega a la superficie de la misma, aun en condiciones de cielo despejado, solamente la radiación comprendida entre $0.29 \mu\text{m}$ y $2.3 \mu\text{m}$ es transmitida con atenuaciones a la superficie de la tierra, debido a que la capa de ozono (O_3) absorbe casi en su totalidad, la parte del espectro comprendida entre 0 y $0.29 \mu\text{m}$, y el vapor de agua junto con el CO_2 absorben las bandas infrarrojas mas allá de los $2.3 \mu\text{m}$.

Con el objeto de analizar el fenómeno de atenuación que experimenta la radiación solar a través de la atmósfera, se define el concepto de *masa de aire* como la longitud de la trayectoria que sigue la radiación a través de la atmósfera [15]. Al nivel del mar y cuando la trayectoria es vertical, se tiene una masa de aire unitaria ($A.M. = 1$, p.s.s.i.).

El conocimiento de la radiación solar es determinante tanto para conocer la energía disponible, como para analizar el comportamiento de los distintos componentes de un sistema fotovoltaico (FV). En la valoración de los recursos energéticos en forma de radiación solar, entran en juego dos elementos: uno determinista, debido al hecho de que la Tierra y Sol se mueven siguiendo la leyes de la física y otro estocástico debido a la existencia de la atmósfera terrestre y a las condiciones climáticas que se dan en ella. No obstante, el estudio de los recursos de radiación solar está muy desarrollado y existen modelos que predicen con bastante precisión la energía solar disponible y su comportamiento en el tiempo.

Comúnmente se utilizan dos términos, Irradiación e Irradiancia. El término irradiación (I) se refiere a la cantidad de energía solar por unidad de área y se expresa en Wh/m^2 , la irradiancia (G) se refiere a la potencia instantánea recibida por unidad de área y se expresa en W/m^2 .

Existe un tercer término muy empleado para definir la cantidad de energía recibida en un área de $1m^2$ durante un día, llamado Insolación (H), expresado en $MJ/m^2/día$, es común que muchas de las veces se exprese solamente como MJ/m^2 , sobreentendiendo que es por un periodo de un día [14].

En la figura 1.2 se muestra una representación de la relación entre la Irradiancia espectral, Irradiancia e Irradiación.

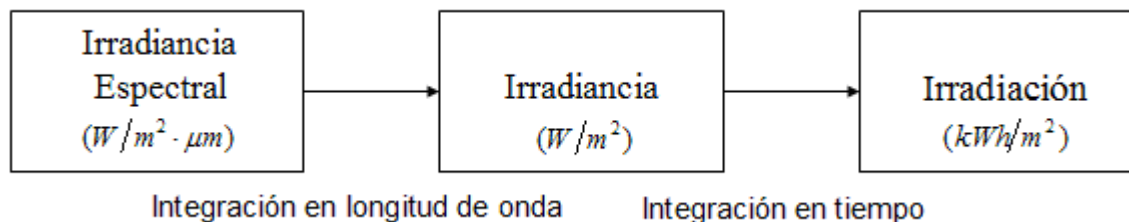


Figura 1.2 Relación entre Irradiancia Espectral, Irradiancia e Irradiación.

1.1.4 Recurso solar

En los sistemas FV, la producción de energía eléctrica depende principalmente de dos factores: el tamaño y la eficiencia del arreglo FV englobados en la potencia pico (W_p) en condiciones estándar (STC) y el recurso solar en el lugar de instalación (h_p).

En la figura 1.3 se muestra una gráfica típica de irradiancia (W/m^2) a lo largo de un día, en el plano normal. El número 164.0, indica el inicio del día desde la 00:00 hrs y el número 165.0, indica el final del día a las 24.00 hrs.

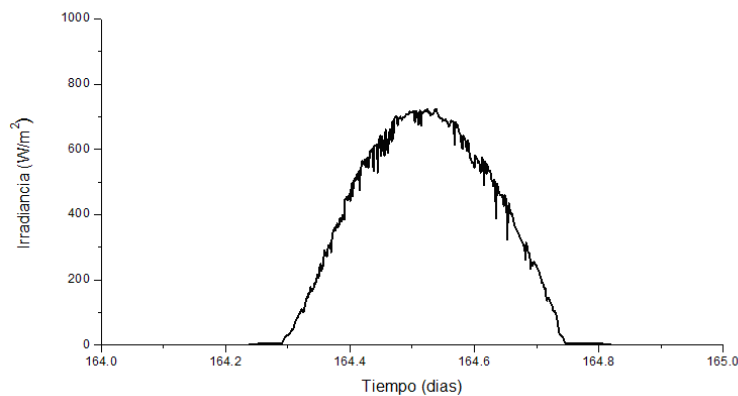


Figura 1.3 Variación de la irradiancia con respecto al tiempo, en un periodo de un día.

Puede observarse que en los periodos de madrugada y noche, la irradiancia es cero, debido, obviamente a la ausencia del sol, desde que amanece ($\approx 7:00$ hrs) hasta el medio día (12:00 ~ 13:00 hrs), el valor de la irradiancia es variable y va en aumento hasta llegar a un valor máximo ($\approx 750W/m^2$) y desde el medio día hasta el ocaso ($\approx 18:00$ hrs) el valor de la irradiancia decrece hasta llegar de nuevo a cero. En este ejemplo, queda de manifiesto la intermitencia y variabilidad de la energía solar.

Para cuantificar la cantidad de energía que entrega una potencia variable con el tiempo, es necesario determinar el área bajo la curva de potencia, mediante la herramienta matemática de integración (Ec. 1.2).

$$Energía = \int_{t_1}^{t_2} P(t) \cdot dt \quad (1.2)$$

Dividendo ambos lados de la ecuación entre m^2 , tenemos:

$$\frac{\text{Energía}}{m^2} = \int_{t_1}^{t_2} \frac{P(t)}{m^2} \cdot dt$$

$$\text{Irradiación} = \int_{t_1}^{t_2} I(t) \cdot dt \quad (1.3)$$

La gráfica de la figura 1.3, fue obtenida a partir de los datos obtenidos con un piranómetro. En la figura 1.4 se muestra el valor numérico de la integral de la irradiancia (W/m^2) con respecto al tiempo en días.

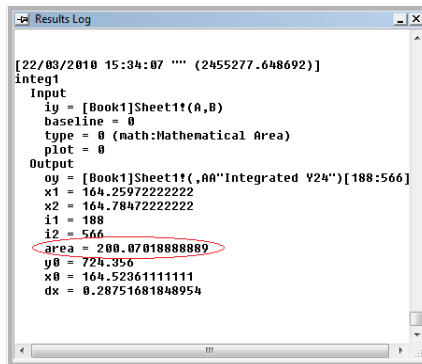


Figura 1.4 Integración de la gráfica 1.3 para determinar la cantidad de energía.

El área bajo la curva es de $200W \cdot dia/m^2$ (irradiación), que equivale a $4.8kWh/m^2$, este valor, se puede representar con diferentes combinaciones del producto del tiempo por irradiancia constante. Existe una combinación en particular que es de gran utilidad que consiste en fijar una irradiancia constante de $1000W/m^2$ y determinar el tiempo necesario en horas para obtener la cantidad de energía equivalente al área bajo la curva. A ésta cantidad de tiempo en horas se le conoce con el nombre de recurso solar u horas pico (h_p). Para la gráfica de la figura 1.3 el recurso solar será:

$$h_p = \frac{4.8kWh/m^2}{1000W/m^2} = 4.8h_p \quad (1.4)$$

En la figura 1.5, está representada la misma cantidad de irradiación ($4.8 kWh$), que en la gráfica 1.3, sólo que con una irradiancia constante de $1000 W/m^2$ y una duración de $4.8 hrs$.

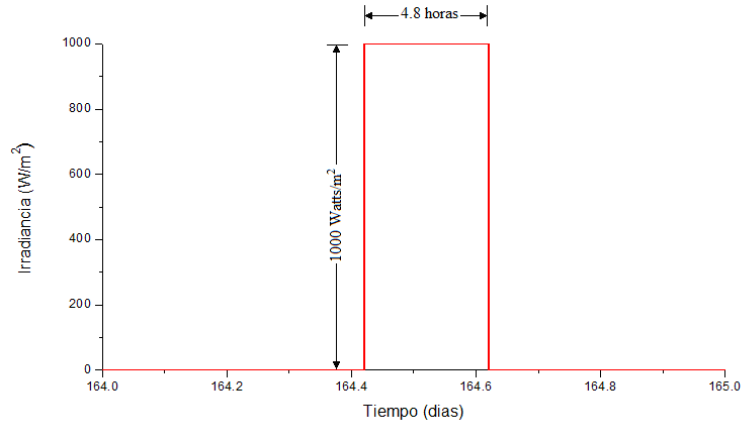


Figura 1.5 Gráfica con un área bajo la curva equivalente al área de la gráfica 1.3.

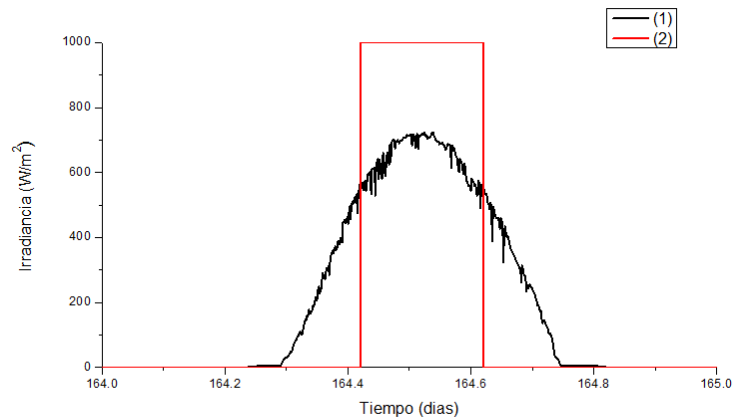


Figura 1.6 (1) Variación de la irradiancia con respecto al tiempo. (2) Irradiancia normalizada a $1000 W/m^2$.

En la figura 1.6 se presentan simultáneamente las gráficas de la irradiancia con respecto al tiempo y de la Irradiancia normalizada a $1000 W/m^2$, puede apreciarse que ambas tienen un área bajo la curva equivalente. La gráfica (1) tiene una duración de aproximadamente $12 hrs$, sin embargo su magnitud es variable y no alcanza los $800 W/m^2$, por otra parte aunque la gráfica (2) representa la misma cantidad de irradiación, tiene un amplitud mayor y constante, pero una duración menor ($4.8 hrs$).

La razón de fijar una potencia constante de $1000W/m^2$, es porque éste es el valor de irradiancia estándar con que se mide la potencia nominal de salida de los paneles FV. Al hacer equivalente la curva de irradiancia con una gráfica de irradiancia constante de $1000W/m^2$ y una determinada duración en horas (h_p), la estimación de la cantidad de energía eléctrica generada se simplifica considerablemente.

Con base a lo anterior, es posible estimar la energía eléctrica en watts·hora (Wh) que se obtendría de un módulo o un arreglo fotovoltaico en durante un día, conociendo la potencia pico y el valor de la irradiancia para el lugar de instalación.

$$Energía = W_p \cdot h_p \quad (1.5)$$

Donde: W_p son los watts pico, y se refiere a la potencia máxima que produce el panel ó arreglo FV, cuando recibe un valor de irradiancia de $1000W/m^2$. Y h_p es el tiempo durante el cual se aplica este valor de irradiancia de forma constante, dando como resultado una cantidad de energía eléctrica expresada en watts·hora (Wh).

En una primera aproximación (sin considerar pérdidas por temperatura ni ganancia por inclinación del plano), para el caso del arreglo fotovoltaico de $1000 W_p$ y considerando un recurso solar de $5 h_p$ en el lugar de ubicación [A3], la energía eléctrica obtenida será:

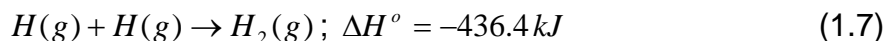
$$Energía = W_p \cdot h_p = (1000W) \cdot (5h) = 5kWh \quad (1.6)$$

Este es el valor de energía eléctrica que producirá el arreglo fotovoltaico de $1k W_p$ en un día. Una manera más formal de expresarlo es $5kWh / dia$.

1.2 Hidrógeno

1.2.1 Propiedades

El hidrógeno es el más sencillo de los elementos que se conocen, fue descubierto en 1766 por Henry Cavendish. Su nombre se deriva del griego *hydro*; agua y *genes*; formador. Su forma atómica más común, sólo contiene un protón y un electrón; sin embargo, solo existe en estado atómico a temperaturas muy elevadas. Por lo general, el hidrógeno elemental es una molécula diatómica, producto de una reacción exotérmica entre átomos de H :



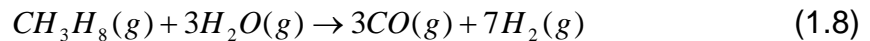
El hidrógeno molecular es un gas incoloro, inodoro y no tóxico. Tiene puntos de fusión y ebullición de $14 \text{ K} (-259.2^\circ\text{C})$ y $20.3 \text{ K} (-252.7^\circ\text{C})$ a 1 atm respectivamente y posee una masa atómica de 1.00794 y una densidad de 0.083 kg/m^3 a 25°C .

Este elemento es el más abundante en el universo y constituye el 70% de la masa total del mismo, en la corteza terrestre es el décimo en abundancia (en masa) donde se encuentra combinado con otros elementos. A diferencia de los planetas mayores (Júpiter y Saturno) la Tierra no tiene una fuerza gravitacional tan grande como para retener las ligeras moléculas de H_2 , por lo que el hidrógeno no forma parte de la atmósfera terrestre.

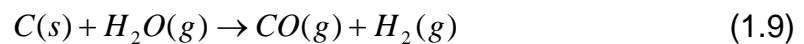
La configuración electrónica en estado basal del H es $1s^1$. El hidrógeno se parece a los metales alcalinos (grupo IIA) en que puede oxidarse hasta el ion H^+ , que existe en forma hidratada en las disoluciones acuosas. Por otra parte, el hidrógeno se parece a los alógenos (grupo VIIA) en que forma el ion uninegativo hidruro H^- .

El hidrógeno gaseoso desempeña una función importante en los procesos industriales. Aproximadamente el 95% del hidrógeno que se produce se usa cerca o inmediatamente del lugar de producción, (p. e. la síntesis del amoníaco). A escala industrial, se produce

mediante la reacción entre el gas natural y vapor de agua en presencia de un catalizador a 900 °C:



En otro proceso, el vapor de agua se pasa sobre una cama de choque calentada al rojo vivo (Ec. 1.9), la mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno gaseoso que se produce en estas reacciones se conoce como gas de agua y recientemente como *syngas*.



El hidrógeno gaseoso de alta pureza puede obtenerse por medio de electrólisis del agua pero este método consume demasiada energía[†] [2].

1.2.2 Equivalencias masa - volumen

Se conocen condiciones de temperatura y presión estándar (TPE), a las condiciones de 0°C y 1atm [2], (STP p.s.s.i.).

Por otra parte las condiciones, temperatura y presión normal (TPN) según la IUPAC (International Union of Pure and Applied Chemistry) son 20°C y 1atm (NTP p.s.s.i.).

Las moléculas de un gas ideal, no se atraen o repelen entre si y su volumen es despreciable con el volumen del recipiente que los contiene. Aunque en la naturaleza no existe un gas ideal, las discrepancias en el comportamiento de los gases reales en márgenes razonables de temperatura y presión no alteran en forma sustancial los cálculos. Por tanto la ecuación del gas ideal se puede usar con seguridad para resolver muchos problemas de gases reales.

Resumiendo las observaciones sobre el comportamiento de los gases [2], tenemos:

$$PV = nRT \quad (1.10)$$

[†].- El proceso de obtención de hidrógeno por electrólisis de agua consume más energía por el hecho de no derivarse a partir de combustibles fósiles.

Donde:

$V =$ Volumen (L)

$P =$ Presión (atm)

$T =$ Temperatura (K)

$R =$ Constante de los gases ideales

$n =$ Moles (mol)[†]

$1\text{ mol} =$ Número de moléculas presentes en 12 g de carbono $= 6.022 \times 10^{23}$ moléculas.

Antes de aplicar la ecuación del gas ideal a un sistema real, se debe evaluar R a 273.15 K y 1 atm de presión (TPE). En los experimentos se ha demostrado que 1 mol de un gas considerado ideal, ocupa un volumen de 22.414 L en éstas condiciones [2].

$$R = \frac{PV}{nT}$$

$$R = \frac{(1\text{ atm}) \cdot (22.414\text{ L})}{(1\text{ mol}) \cdot (273.15\text{ K})} = \frac{0.082057\text{ atm} \cdot \text{L}}{\text{mol} \cdot \text{K}}$$

$$R = 0.082057 \frac{\text{atm} \cdot \text{L}}{\text{mol} \cdot \text{K}} \quad (1.11)$$

Considerando la masa atómica del hidrógeno, $H = 1.008$ unidades de masa atómica (uma), tenemos:

$$1\text{ mol } H_2 = (2)(1.008\text{ g}) = 2.016\text{ g} \quad (1.12)$$

A partir de la expresión (1.12), podemos determinar que 1 mol de hidrógeno diatómico, pesa 2.016 g y ocupa un volumen de 22.414 L a TPE.

Con los datos anteriores y con operaciones simples, podemos deducir que:

- 1 m^3 contiene 44.614 moles de cualquier gas ideal a TPE.
- 1 m^3 de H_2 a TPE pesa 89.94 g .

†.- $1\text{ mol} =$ Número de moléculas presentes en 12 g de carbono (6.022×10^{23} moléculas).

Ahora, aplicando la ley de gases ideales de manera formal.

Para $0^{\circ}C$ y $1atm$:

$$n = \frac{PV}{RT} = \frac{(1atm) \cdot (1000L)}{\left(0.082 \frac{atm \cdot L}{mol \cdot K}\right) \cdot (273.15K)} = 44.646 mol \quad (1.13)$$

1 mol H ₂ → 2.016 g	90g H ₂	→ 1.00 m ³
44.646 mol H ₂ → 90.006 g	1000g H ₂	→ 11.11 m ³

Tenemos que $1kg$ de hidrógeno a TPE ($0^{\circ}C$ y $1atm$) ocupa $11.11m^3$

Aplicando el procedimiento anterior tenemos que:

$1kg$ de hidrógeno a TPN ($20^{\circ}C$ y $1atm$) ocupa $11.92m^3$.

$1kg$ de hidrógeno a $25^{\circ}C$ y $1atm$ ocupa $12.12m^3$.

1.2.3 Equivalencias masa – energía química

1.2.3.1 Cálculo del potencial estándar

La descomposición del agua en estado líquido para producir hidrógeno y oxígeno gaseosos, es un proceso altamente endotérmico ($\Delta H^{\circ} = 285.9kJ/mol$) y endergónico ($\Delta G^{\circ} = 237.2kJ/mol$) [2], [17].



El potencial estándar ΔE° para la descomposición del agua líquida correspondiente a la transferencia de dos electrones, está dado por:

$$\Delta E^{\circ} = \frac{\Delta G^{\circ}}{2F} \quad (1.15)$$

Donde F es la constante de Faraday, que equivale a la carga eléctrica de 1mol de electrones.

$$F = N_A \cdot e^- = \left(6.022 \times 10^{23} \frac{e}{\text{mol}}\right) \cdot \left(1.602 \times 10^{-19} \frac{C}{e}\right) = 96485 C \cdot \text{mol}^{-1} \quad (1.16)$$

Donde:

$$N_A = \text{Número de Avogadro} = 6.022 \times 10^{23}$$

$$C = \text{Coulomb} = 6.241 \times 10^{18} \text{ electrones } (e)$$

$$e^- = \text{Carga del electrón} = 1.602 \times 10^{-19} \frac{C}{e}$$

Al aplicar la ecuación 1.15 tenemos el valor del potencial estándar:

$$\Delta E^\circ = \frac{\Delta G^\circ}{2F} = \frac{237.2 \text{kJ} / \text{mol}}{2 \cdot (96485 \text{C} / \text{mol})} = 1.23 \frac{\text{J}}{\text{C}} = 1.23 \text{V}$$

1.2.3.2 Cálculo de la energía química en 1kg de hidrógeno

Al reaccionar dos átomos de hidrógeno con uno de oxígeno, se genera un potencial estándar de 1.23V y la circulación de dos electrones, aplicando la ecuación 1.17, obtenemos la energía producida idealmente cuando se genera una molécula de agua.

$$E = (1.23\text{V}) \cdot 2(e) = 2.46 \text{eV} \quad (1.17)$$

Considerando que cada átomo de hidrógeno aporta un electrón, y que 1mol de H_2 equivale a $\approx 2\text{g}$, la cantidad de electrones ($n_{e(\text{kg})}$) en 1kg de H_2 será:

$$n_{e(\text{kg})} = 500 \cdot 2N_A = 6.022 \times 10^{26} e \quad (1.18)$$

Para 1kg de H_2 , tendremos una energía de:

$$E_{(kgH_2)} = (1.23V) \cdot 6.022 \times 10^{26} e = 7.40706 \times 10^{26} eV \quad (1.19)$$

Considerando que por cada $6.241 \times 10^{18} eV$ hay 1J :

$$1J = (1V) \cdot (1C) = 6.241 \times 10^{18} eV \quad (1.20)$$

Tenemos la energía expresada en Joules:

$$E_{(kgH_2)} = \frac{7.40706 \times 10^{26} eV}{6.241 \times 10^{18} eV / J} = 118.68 MJ \quad (1.21)$$

Otra forma de llegar a este valor, es partiendo de la cantidad de carga eléctrica y el potencial estándar, aplicando la fórmula de la energía eléctrica.

$$Energía = (potencia) \cdot (tiempo) = V \cdot I \cdot s \quad (1.22)$$

$$Energía = \left(\frac{J}{Q} \right) \cdot \left(\frac{Q}{s} \right) \cdot s = VQ \quad (1.23)$$

$$Energía = (1.23V) \cdot (96485341.47Q) = 118,676,970 J = 32.93 kWh \approx 33 kWh \quad (1.24)$$

Donde:

$$1kWh = (1000W) \cdot (3600s) = 3600000 J = 3.6 MJ \quad (1.25)$$

Capítulo 2

La energía solar fotovoltaica es una realidad que comenzó teniendo aplicaciones económicamente competitivas en sistemas aislados de la red eléctrica tales como: retransmisión de señales, sistemas de bombeo y electrificación rural. Hoy en día se aplica en sistemas interconectados a la red eléctrica convencional, con la ventaja adicional de que la energía inyectada a la red no produce contaminación. En el presente capítulo se da una exposición de los aspectos fundamentales de la tecnología solar fotovoltaica.

Sistemas fotovoltaicos

2.1 Efecto fotovoltaico y celdas solares

2.1.1 Antecedentes históricos

En 1839 el físico experimental Edmund Becquerel observó que ciertos materiales cuando eran expuestos a la luz, producían corriente eléctrica [17]. Este fenómeno es conocido actualmente como efecto fotovoltaico [16]. La primera celda solar funcional fue desarrollada por Fritts [18] en 1883 mediante la fundición y depósito selenio sobre una lámina metálica y una hoja de oro como contacto superior.

La era moderna de los sistemas fotovoltaicos inició en 1954 cuando investigadores de los laboratorios Bell, descubrieron de manera accidental, que la unión semiconductor $p-n$ de los diodos generaba un voltaje cuando la luz del laboratorio se encendía, En 1960 fueron publicados diversos artículos por Prince, Lofersky y Shockley, en los cuales desarrollaron los fundamentos de las celdas solares de unión: Operación, teoría de bandas, respuesta espectral, aspectos termodinámicos y eficiencia. Aunque en 1905 Albert Einstein ya había publicado el revolucionario artículo *Heurística de la generación y conversión de la luz*, basando su formulación de la fotoelectricidad, en una extensión del trabajo sobre los cuantos de Max Planck.

2.1.2 Celda solar

Si dos hojas de materiales semiconductores de dopaje- p y dopaje- n , se juntan, se forma una unión $p-n$. En ésta unión los electrones excedentes de la capa de material n se difunden en la capa de material p recombinándose con sus huecos y neutralizando las cargas libres. Al recombinarse las cargas libres, se crea un campo eléctrico debido a la carga positiva inmóvil de los átomos de fósforo (pentavalentes) en el lado n , y una carga negativa inmóvil de los átomos de boro (trivalentes) en el lado p . A esta región, se le conoce como *zona de deplexión* (Fig. 2.1).

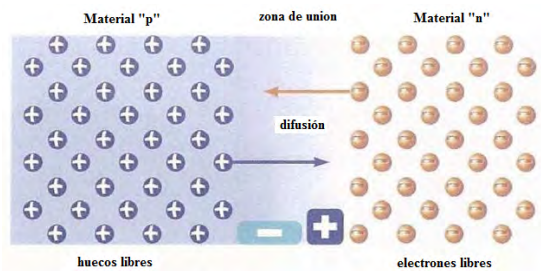


Figura 2.1 Formación de la zona de deplexión y el campo eléctrico en la unión $p-n$.

Las cargas inmóviles de los átomos dopantes de los materiales p y n crean un campo eléctrico que crece conforme se recombinan las cargas libres pero que también actúa en dirección opuesta al flujo de difusión de electrones libres y huecos a través de la unión (Fig. 2.2).

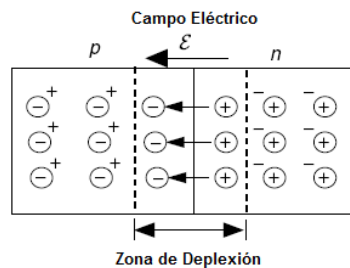


Figura 2.2 Diagrama de cargas de la zona de deplexión en estado estable.

El proceso de difusión continúa, mientras el campo eléctrico actúa en contra del movimiento de cargas libres hasta llegar a un punto de equilibrio casi de manera instantánea [22].

Si la unión $p-n$ es expuesta a la luz y los fotones son absorbidos, pares electrón-hueco pueden formarse. Si estos portadores de carga móviles, alcanzan la vecindad de la unión, el campo eléctrico en la zona de depleción empuja los huecos hacia el lado p y jala a los electrones hacia el lado n , tal como se muestra en la figura 2.3, el lado p acumula huecos y el lado n acumula electrones, esto crea un voltaje que puede ser usado para entregar una corriente eléctrica a una carga.

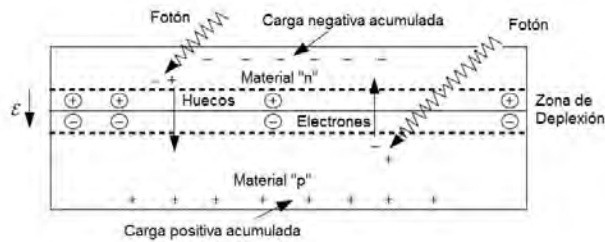


Figura 2.3 Diagrama de la unión $p-n$ expuesta a la luz.

Si se disponen contactos eléctricos en ambos lados de la celda y se conecta una carga eléctrica, los electrones deben fluir hacia fuera del lado n pasar a través de una carga y entrar por el lado p del contacto de la celda, tal como se muestra en la figura 2.4.

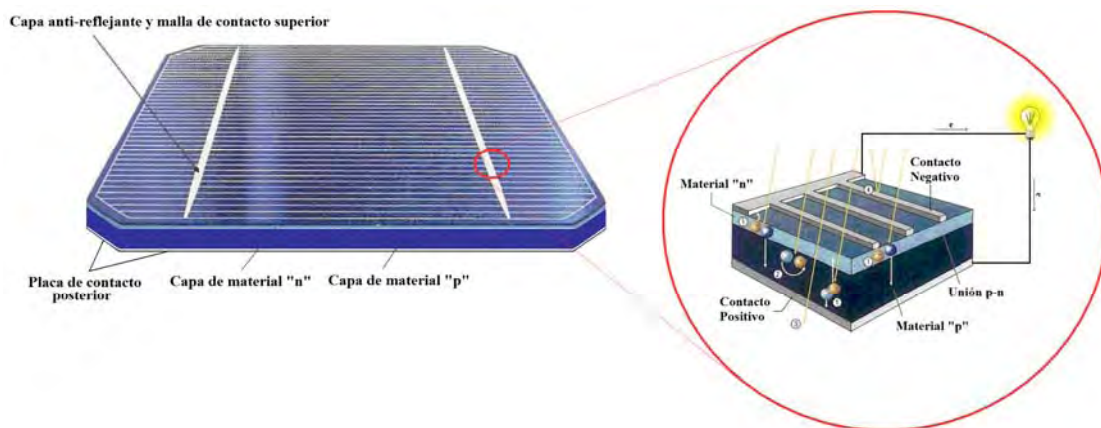


Figura 2.4 Construcción básica de una celda solar.

Dado que los huecos no pueden viajar por los conductores, sólo los electrones pueden moverse a través del circuito eléctrico y cuando éstos alcanzan el lado p se recombinan con los huecos completando el circuito [22]. A este fenómeno se le conoce como efecto fotovoltaico [23].

2.1.3 Características eléctricas de las celdas solares

Los parámetros de la corriente fotónica, están relacionados con la corriente de corto circuito de la celda (I_{sc}) y con el voltaje de circuito abierto de la celda V_{oc} . La corriente de corto circuito puede ser obtenida de la curva I-V de una celda solar dada (Fig. 2.5) cuando el voltaje de salida $V_o = 0$. El voltaje de circuito abierto se obtiene cuando la corriente de salida $I_o = 0$ (sin carga).

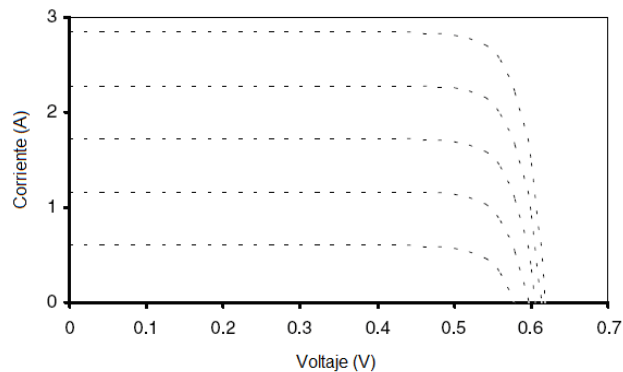


Figura 2.5 Curvas I-V de la celda solar a distintos niveles de Irradiancia.

Las celdas solares son afectadas por la temperatura debido a que al aumentar ésta, disminuye el voltaje del diodo. Para una celda de silicio tenemos [24]:

$$\frac{dV_d}{dT} \cong -2.3mV/^{\circ}C \quad (2.1)$$

Por lo general, la potencia de salida de las celdas (y de los paneles) se especifica en condiciones estándar y en condiciones normales (Tab. 2.1).

Tabla 2.1 Condiciones de funcionamiento estándar y normales para las celdas solares.		
Parámetro	Condiciones Estándar (STC)	Condiciones Normales (NOC)
Irradiancia (W/m^2)	1000	800
Temperatura ($^{\circ}C$)	25	42
Irradiancia Espectral	ASTM E-892	ASTM E-892

2.2 Clasificación de los sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos terrestres pueden clasificarse en dos grupos [21], [25]:

- Sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

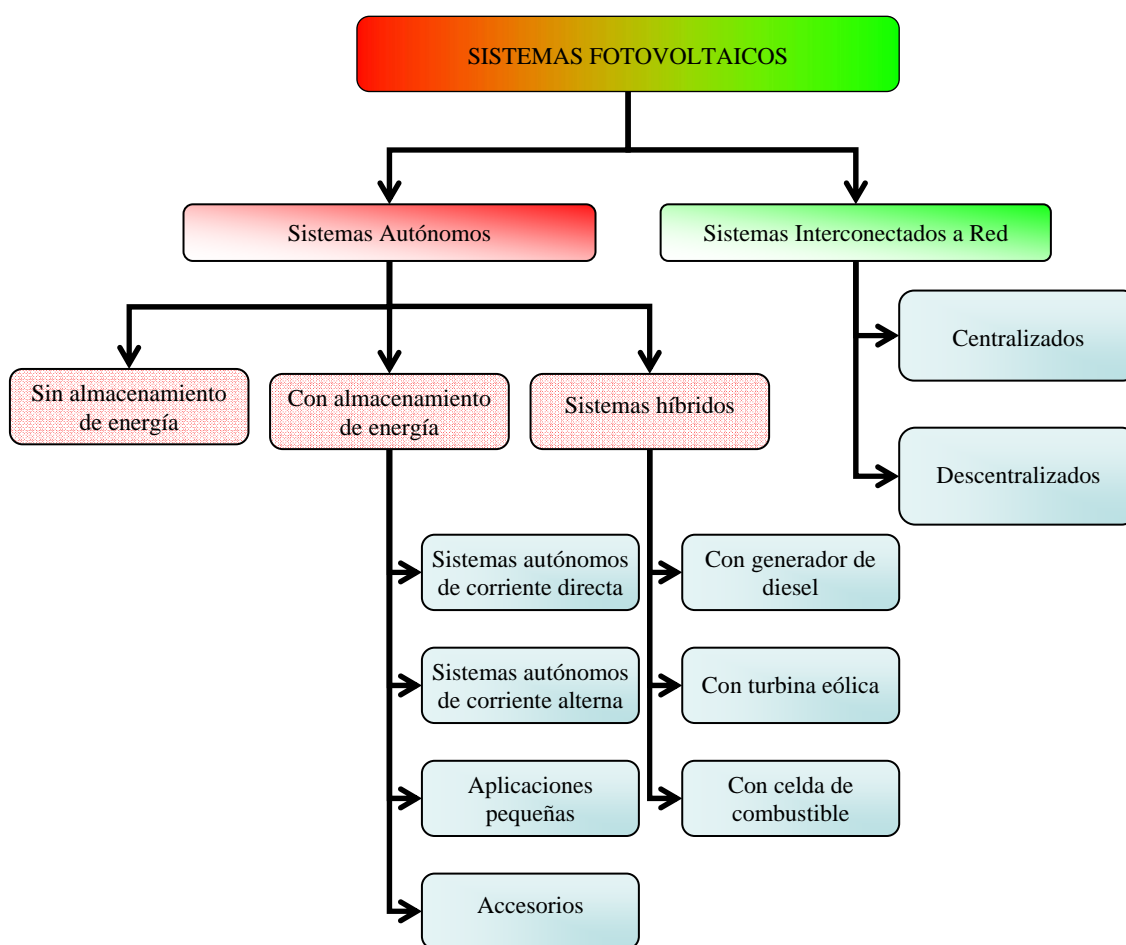


Figura 2.6 Clasificación de los sistemas fotovoltaicos.

2.2.1 Sistemas autónomos

En los sistemas fotovoltaicos autónomos, la energía solar fotovoltaica producida es igualada con la demanda de energía. Dado que la potencia eléctrica generada por el sistema FV no coincide con la demanda de las cargas conectadas y con el fin de

asegurar el abastecimiento de energía cuando no hay radiación solar (ciclo nocturno) o cuando hay baja radiación (días nublados), un sistema adicional de almacenamiento de energía debe ser usado (baterías). Si el sistema FV es apoyado con una fuente adicional de energía (generador diesel, turbina eólica, celda de combustible, etc.) entonces se le denomina: sistema fotovoltaico híbrido. La energía eléctrica que demandan las cargas puede ser: En corriente directa ó en corriente alterna, con el fin de lograr ésta conversión, muchas veces se usa un sistema de inversión. En la figura 2.7 se muestra un diagrama simplificado de un sistema autónomo.

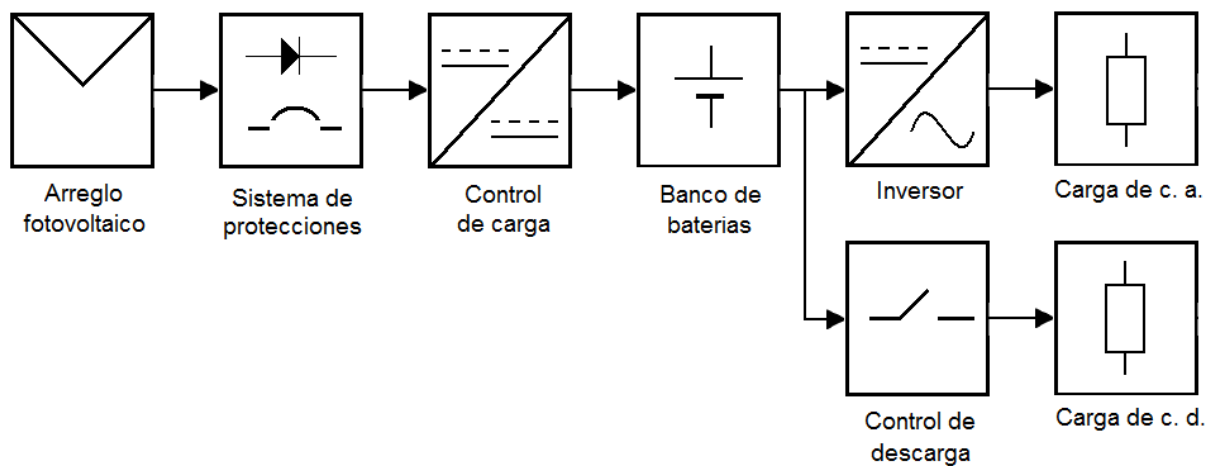


Figura 2.7 Diagrama a bloques de un sistema fotovoltaico autónomo.

2.2.2 Sistemas conectados a la red eléctrica

En éste tipo de sistemas, toda la energía eléctrica generada por el arreglo fotovoltaico es inyectada a la red eléctrica pública por medio de un inversor de corriente con un circuito de entrada de seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) para maximizar la eficiencia. Sus componentes principales son: arreglo fotovoltaico, cableado, inversor de corriente y medidor de energía. Los sistemas conectados a red pueden subdividirse en dos tipos: sistemas descentralizados (comúnmente instalados en los techos de las edificaciones) y sistemas centralizados (ubicados en grandes áreas, por lo general con potencias pico de varios MW).

2.3 Componentes principales de los sistemas FV

2.3.1 Paneles fotovoltaicos

Dependiendo de la carga, una celda fotovoltaica de silicio entrega un voltaje de entre $0V$ (I_{SC}) y $0.7V$ (V_{OC}), y de aproximadamente $0.5V$ en su punto de máxima potencia. En la práctica es necesario disponer de valores de voltaje más altos, razón por la cual, es necesario conectar varias celdas en serie hasta alcanzar el voltaje deseado. Para esto, los contactos frontales de cada celda son unidos con los contactos posteriores de la siguiente celda, con algunos milímetros de separación entre celda y celda (Fig. 2.8).



Figura 2.8 Vista detallada de la conexión en serie de las celdas fotovoltaicas.

Un módulo o panel fotovoltaico, está formado por varias celdas fotovoltaicas interconectadas y encapsuladas en una sola unidad, utilizando capas de varios materiales (Fig. 2.9). El Etil-Vinil-Acetato (EVA), es una resina transparente a la luz solar y resistente a la radiación UV, es usada como material de incrustación y aislante eléctrico. El cristal frontal es de baja reflexividad, protege al módulo de la abrasión y le da rigidez, el laminado de tedlar y polímero refleja la luz no absorbida de nuevo hacia el módulo con el objeto de mejorar la eficiencia y a su vez, proteger la parte posterior de las celdas y mejorar la resistencia mecánica. La mayoría de los módulos comerciales cuentan con un marco de aluminio para mejorar la estabilidad mecánica, evitar esfuerzos de torsión y facilitar la instalación.

La mayoría de los módulos fotovoltaicos, tienen arreglos serie de 36 y 72 celdas que corresponden a voltajes nominales de 12 y 24V respectivamente, En un módulo terminado, las celdas y sus conexiones se encuentran aisladas eléctricamente y protegidas del medio ambiente. Por lo general su vida útil es de 20 a 25 años [A3].



Figura 2.9 Construcción básica de un módulo o panel fotovoltaico.

Un arreglo fotovoltaico está compuesto por varios módulos o paneles fotovoltaicos dispuestos en variadas configuraciones mecánicas y eléctricas. Una forma abreviada de describir la conexión eléctrica de un arreglo fotovoltaico es la siguiente: 2s x 4p, que describe la conexión en paralelo de 4 arreglos de 2 módulos en serie.

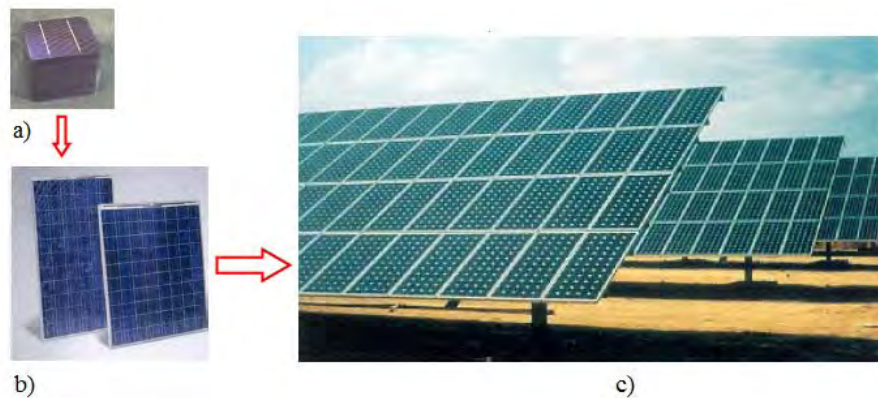


Figura 2.10 a) Celdas fotovoltaicas, b) Módulos fotovoltaicos c) Arreglos fotovoltaicos.

2.3.2 Soportes para paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos se montan en estructuras de soporte estables, rígidas y durables que soporten la fuerza del viento, lluvia y otras condiciones adversas. Las estructuras fijas se utilizan normalmente con módulos planos en ángulos fijos determinados por la latitud del lugar y las necesidades de generación. En función del lugar de instalación pueden ser para tejado, pared, suelo o sobre postes.

Las estructuras de seguimiento solar (de un eje o de dos ejes), incrementan la captación de radiación solar y por lo tanto, la generación de energía. El seguimiento en dos ejes es indispensable en los sistemas fotovoltaicos de concentración [16].

Los módulos se pueden sujetar a los largueros de las estructuras mediante el uso de tornillos galvanizados y debe permitirse un espaciamiento entre módulos de 5 mm, con el fin de evitar los esfuerzos mecánicos y permitir la expansión térmica.

2.3.2.1 Estructuras fijas

Quizá la forma más fácil de instalar un arreglo fotovoltaico sea de forma horizontal, pero esta orientación no es la mejor para tener una óptima captación de energía, dado que la energía colectada es proporcional al coseno del ángulo entre el haz incidente y la línea normal al plano del colector [19], (Fig. 2.11).

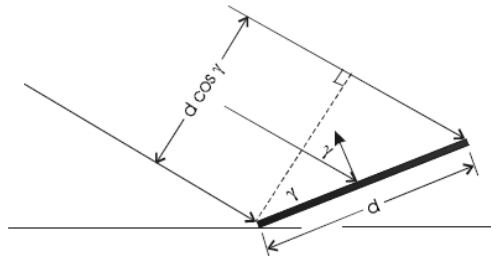


Figura 2.11 Representación bidimensional del efecto de la inclinación del colector sobre el área efectiva de un componente de radiación.

La ecuación 2.2 muestra que si el colector fotovoltaico es montado perpendicularmente a θ_z , entonces el colector será perpendicular a la radiación solar al mediodía [19].

$$\theta_z = \phi - \delta \quad (2.2)$$

Donde:

θ_z = Ángulo Zenital

ϕ = Latitud

δ = Declinación

Dado que el sol se “mueve” a una razón de 15° por hora, éste debe ser perpendicular al colector por un periodo aproximado de 2 horas. Más allá de éste tiempo, la intensidad de la luz solar decrece, debido al incremento de la masa de aire (*A.M.*) y al incremento del ángulo entre la luz solar incidente y la normal del colector. Estos dos factores, provocan que la razón de energía colectada disminuya rápidamente antes de las 10:00 a.m. y después de las 2:00 p.m.

La orientación del colector también puede ser estacionalmente dependiente, por ejemplo: En una cabaña remota, usada sólo durante los meses de verano, es necesario que el colector sea orientado para coleccionar la máxima energía en verano. Por otro lado si la cabaña es usada sólo en los meses de invierno u otoño, entonces el colector debe ser orientado para una máxima captación en esas estaciones.

Para un óptimo desempeño en cualquier día, el colector debe ser ajustado con un ángulo de $\phi - \delta$ con respecto a la horizontal como se muestra en la figura 2.12, con esto, el plano del colector quedará perpendicular al sol al mediodía.

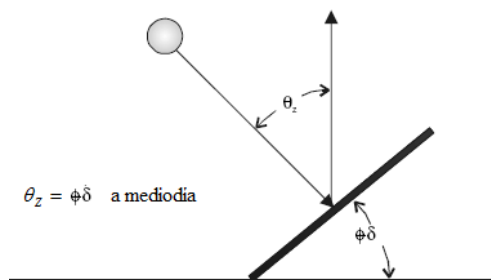


Figura 2.12 Representación bidimensional del efecto de la inclinación del colector sobre el área efectiva de un componente de radiación.

Para un óptimo desempeño estacional, simplemente se selecciona el valor promedio de δ para la estación en cuestión. En el verano en el hemisferio norte, δ varía senoidalmente de 0° (marzo 21) a 23.45° (en junio 21) y regresa a 0° (en septiembre 21), siendo el promedio de este semiciclo de marzo 21 a septiembre 21 de $23.45 \cdot 2/\pi \approx 15^\circ$. De manera similar, la declinación promedio desde septiembre 21 a marzo 21 es de $\approx -15^\circ$. Por lo tanto, para un mejor desempeño en verano, el colector se debe colocar con una inclinación de $\phi - 15^\circ$, y para un mejor desempeño en invierno

su inclinación debe ser de $\phi + 15^\circ$. Finalmente, para un óptimo desempeño promedio anual, el colector debe ser colocado con una inclinación de $\approx \phi$ [19], [A2].

2.3.2.2 Estructuras móviles

Como se vio en la sección anterior, para que un colector solar tenga la máxima captación de irradiación, éste debe estar continuamente orientado hacia el sol. Para lograr esto, comúnmente se usan sistemas de seguimiento solar [25].

Las ventajas que se obtienen al aplicar un sistema de seguimiento solar son: maximizar la cantidad de energía captada, reducir el costo de la energía o reducir el tamaño del sistema fotovoltaico requerido [16]. Comúnmente los sistemas de seguimiento solar pueden ser en uno o dos ejes.

El seguimiento en un eje, con inclinación de acuerdo a la latitud del lugar, es de las configuraciones más usadas, también es conocido como seguimiento con eje polar inclinado. De acuerdo con estudios experimentales, la insolación en un colector solar con seguimiento (este – oeste) en un eje (norte – sur) puede incrementarse en un 18% con respecto al plano inclinado [26].

El seguimiento en dos ejes permite la libertad total de movimiento, por lo que la superficie colectora puede mantenerse perpendicular a los rayos del sol, lo que asegura la máxima captación de energía, éstos sistemas son especialmente útiles en sistemas fotovoltaicos con concertación solar, la insolación con seguimiento en dos ejes puede incrementarse en un 30% respecto al plano inclinado [26], pero sus costos de instalación y mantenimiento raramente compensan este incremento.

El movimiento de las estructuras de seguimiento se puede realizar mediante sistemas pasivos o mediante motores eléctricos. En el caso se usar motores, estos pueden ser controlados por sistemas electrónicos basados en sensores de radiación solar como entrada, coordenadas calculadas o una combinación de ambos [16].

2.3.3 Cableado

La selección e instalación apropiadas de los conductores en un sistema eléctrico evitan riesgos de cortocircuito y formación de puntos calientes por falsos contactos. En los sistemas FV, el cálculo del calibre de los conductores es fundamental para evitar pérdidas excesivas de energía por efecto Joule. Los métodos de cableado, instalación y selección apropiada de los conductores eléctricos son consideraciones muy importantes no sólo para la seguridad de una instalación fotovoltaica, sino también para la durabilidad y funcionalidad del sistema. En los sistemas fotovoltaicos, se requiere una caída de voltaje total menor al 5% y una caída individual menor al 3% en cada rama y en el circuito principal [32] (NOM y NEC).

Dado que la capacidad de manejo de corriente de los cables (ampacidad) está influenciada por la temperatura y considerando que en los sistemas FV la temperatura puede alcanzar los 70°C. Es necesario emplear un factor de corrección de 1.25 en la corriente máxima que es capaz de soportar el conductor [21]. También se recomienda que el tipo de aislamiento del cable sea resistente a los rayos UV y que sea antinflama.

La NOM no especifica el color de los conductores que no estén a tierra, pero el color de los dos primeros conductores que no estén a tierra debe ser negro o rojo, esto sugiere que en un sistema fotovoltaico con negativo a tierra, el conductor negativo puede ser blanco y el positivo negro o rojo.

2.3.4 Protecciones

Los arreglos fotovoltaicos tienen características de operación particulares que difieren notablemente de otras fuentes convencionales de energía, como consecuencia, los procedimientos de protección a las instalaciones y a los seres humanos relacionados con ellos difieren de la práctica común (circuitos de corriente alterna). Por ejemplo:

La mayoría de las fuentes de energía eléctrica operan como fuentes de voltaje, los generadores fotovoltaicos en contraste, se comportan como fuentes de corriente en situaciones de falla. La corriente de cortocircuito de un generador fotovoltaico es ligeramente superior a la corriente de máxima potencia, esto implica que no pueden disparar interruptores o fusibles de sobrecarga que necesitan corrientes sensiblemente mayores que el valor nominal para su operación.

No se puede “apagar” un generador fotovoltaico a menos que se cubra de la radiación solar directa e indirecta. Como consecuencia, el voltaje de salida está presente aún cuando el generador está desconectado y por lo tanto, no se pueden interrumpir fácilmente corrientes de fuga durante el día.

La corriente de salida guarda una relación lineal con el nivel de radiación solar, pero el voltaje máximo es alcanzado con niveles bajos de irradiancia. Entonces existen riesgos de descargas eléctricas aún con bajos niveles de irradiancia.

Al comportarse como fuentes de corriente y fuentes de voltaje, tienen la propiedad de mantener arcos eléctricos por tiempo prolongado en caso de fallas de aislamiento.

Se encuentran expuestos al medio ambiente (humedad, esfuerzos por cargas de viento, vibración, dilataciones y contracciones térmicas, químicos y descargas atmosféricas), lo que agrava la posibilidad de fallas en el aislamiento o falsos contactos, si los módulos o la instalación no cubren los requerimientos de protección y seguridad.

Para un desempeño confiable, seguro, libre de fallas y reproducible, se debe instalar un sistema de protecciones apegado a las normas eléctricas. El sistema de protecciones eléctricas para el sistema fotovoltaico se encarga de proporcionar una operación segura para el personal y el equipo. De manera general, debe proporcionar protección contra descargas eléctricas a los usuarios y protección contra sobrecorrientes, cortocircuitos y sobrevoltajes al sistema eléctrico.

2.3.5 Control de carga

El control de carga actúa como unión entre el arreglo fotovoltaico y la batería (comúnmente un conjunto de baterías llamado banco de baterías), su función principal

es mantener cargada a la batería y protegerla contra sobrecarga [16]. Existen dos tipos básicos de controladores de carga: En paralelo y en serie.

Los controladores en paralelo, son conectados eléctricamente en paralelo con el arreglo fotovoltaico y el banco de baterías con el objetivo de desviar el exceso de energía generado (por el arreglo fotovoltaico hacia una carga eléctrica), cuando la batería alcanza el umbral de carga máxima, el circuito paralelo desvía la energía hacia una resistencia de carga, para impedir que batería se sobrecargue.

El control de carga en serie, es la configuración más usada, en ésta configuración el control de carga es colocado en serie entre el arreglo fotovoltaico y el banco de baterías, mientras el banco de baterías esté por debajo de su nivel de carga máxima (manifestada por el voltaje), el controlador en serie mantendrá conectado el arreglo fotovoltaico al banco de baterías. Una vez que se alcance el umbral de carga máxima, el banco de baterías es desconectado del arreglo fotovoltaico [27].

El modo de control de carga en serie puede ser:

- 1.- Por control encendido – apagado, que es el método más simple, pero con deficiencias en el control del voltaje y la corriente de carga [28].
- 2.- Por modulación de ancho de pulso (PWM), que es el método más usado por su ventaja de control de voltaje y corriente de carga, aprovechando al máximo la capacidad de carga de las baterías y proporcionando la función de equalización de celdas.
- 3.- Con seguimiento del punto de máxima potencia (SMPM), es de reciente aparición, adicionalmente a las características de carga por modulación de ancho de pulso, posee un circuito de seguimiento del punto de máxima potencia a la entrada para acoplarse eficientemente al arreglo fotovoltaico en su voltaje óptimo, evitando “jalar hacia abajo” el voltaje del arreglo fotovoltaico y por consiguiente reduciendo al mínimo las pérdidas de acoplamiento [29].

En la figura 2.13 se muestran las distintas etapas de carga [30].

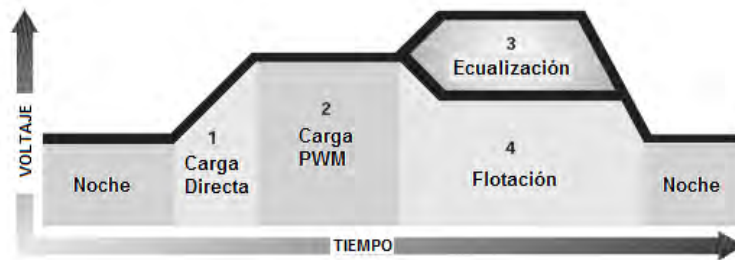


Figura 2.13 Etapas de carga de una banco de baterías con un controlador PWM.

Carga directa: En esta etapa, la batería debe aceptar toda la corriente proveniente del arreglo fotovoltaico.

Carga PWM: Cuando la batería alcanza en voltaje de regulación, el modo PWM comienza a mantener un voltaje constante, esto es para prevenir sobrecalentamiento y sobregaseo en la batería. La corriente ira disminuyendo hasta niveles seguros conforme la batería es completamente cargada.

Ecuilibración: Esta etapa, se aplica de manera periódica mes con mes y consiste en la aplicación de un sobrevoltaje por un período de 1 ó 2 horas con la finalidad de agitar el electrolito y evitar la estatificación en las placas, igualando así, el voltaje de las celdas.

Flotación: Cuando la batería es completamente recargada, el voltaje de carga es reducido para prevenir calentamiento y gaseo.

Para una batería de Pb-a de seis celdas, tenemos los siguientes ajustes de voltaje [24]

- Voltaje de circuito abierto (Quiescent): 12.7 V
- Voltaje de descarga: 11.6 V
- Voltaje de Carga: 13.2 a 14.4 V
- Voltaje de gaseo: 14.4 V
- Voltaje recomendado de flotación, para preservación de carga: 13.2 V

Después de completada la carga, el voltaje entre terminales cae rápidamente a 13.2 V y después cae lentamente hasta 12.7 V.

2.3.6 Baterías

En los sistemas fotovoltaicos, las baterías o acumuladores se emplean como sistema de almacenamiento energético debido al desplazamiento temporal que puede existir en los periodos de generación (durante el día) y en los periodos de consumo (p.e. durante la noche), permitiendo la operación de las cargas cuando el generador fotovoltaico no puede generar la potencia suficiente para abastecerlos. No obstante, también se pueden utilizar para otros cometidos, tales como: estabilización de voltaje y para suministrar picos de corriente. Las baterías se utilizan habitualmente en los sistemas autónomos y en general, no se aplican en los sistemas interconectados a la red eléctrica.

Las baterías más utilizadas en aplicaciones fotovoltaicas son de plomo-ácido (Pb-a). Se pueden encontrar baterías de plomo-calcio (Pb-Ca) y plomo-antimonio (Pb-Sb). Las primeras necesitan menor mantenimiento y tienen menor autodescarga, mientras que las segundas se deterioran menos en el ciclado diario y presentan mejor desempeño par bajos niveles de carga [16].

En determinadas aplicaciones se utilizan baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd) que presentan ventajas respecto las de Pb-a, como son: La posibilidad de descargarse profundamente o permanecer largos periodos con carga baja sin deterioro. También cabe destacar que tienen una menor autodescarga y un menor mantenimiento. Debido a su mayor costo comparado con las de Pb-a, las baterías de Ni-Cd. Se utilizan en aplicaciones profesionales en las que el costo no es un parámetro definitivo.

Existen otros tipos de baterías, como las de níquel-hierro (Ni-Fe), níquel-zinc (Ni-Zn), zinc-cloro ($Zn-Cl_2$) e ion-litio (i-Li), de mejores características, pero también más caras.

Las baterías de Pb-a suelen estar formadas por elementos de dos volts llamados celdas que conectados en serie, proporcionan tensiones de trabajo de 4, 6, 12, 24V, etc. La capacidad (Ah) de un grupo de baterías en serie es igual a la capacidad de cada uno de los elementos que la componen. Si se conectan baterías en paralelo, se suma la capacidad de sus elementos. La capacidad necesaria de las baterías en un sistema fotovoltaico, se calcula en función del consumo diario de la carga y los días de autonomía de sistema. Es importante que el dimensionado del banco de baterías esté

bien calculado. Un exceso de capacidad de almacenamiento respecto a la capacidad de generación trae como consecuencia dificultad a la batería para cargarse completamente. Por el contrario, una baja capacidad del banco de baterías da lugar a una baja autonomía y se corre el riesgo de quedarse sin energía en caso de ausencia de radiación solar.

Las reacciones electroquímicas que se dan en los electrodos de las celdas de las baterías son reversibles y por esta razón pueden destinarse para acumular energía y posteriormente liberarla cuando se conectan a un circuito de carga externo. Las celdas electroquímicas están constituidas principalmente por placas, materia activa y electrolito.

Las placas forman los electrodos positivo y negativo, que permiten la entrada y la salida de corriente eléctrica que circula por cada elemento de la batería en los procesos de carga y descarga. Los electrodos sufren reacciones de oxidación-reducción y dependiendo del proceso (cargado o descargado), funcionan como ánodo o cátodo [16]. Los materiales activos, constituyentes de cada celda, participan en la reacción electroquímica de carga y descarga. En algunos tipos de placas se utilizan rejillas para retener el material activo y mejorar la distribución de la corriente en la placa.

El electrolito es una solución diluida de ácido sulfúrico, en el caso de las baterías de Pb-a, que funciona como medio de transporte de cargas eléctricas entre las placas positiva y negativa.

Para determinar la eficiencia de una batería, consideramos que es cargada con una corriente constante I_C durante un periodo de tiempo Δt_C en el cual el voltaje aplicado es V_C [22]. La energía de entrada a la batería es:

$$E_{in} = V_C \cdot I_C \cdot \Delta t_C \quad (2.3)$$

Suponiendo que la batería es descargada con una corriente I_D y un voltaje V_D en un periodo de tiempo Δt_D , la energía de entrada será:

$$E_{out} = V_D \cdot I_D \cdot \Delta t_D \quad (2.4)$$

La eficiencia de la batería será:

$$Eficiencia\ de\ la\ bateria = \frac{E_{out}}{E_{in}} = \frac{V_D \cdot I_D \cdot \Delta t_D}{V_C \cdot I_C \cdot \Delta t_C} \quad (2.5)$$

Dado que la corriente por tiempo (Ah) es carga, tenemos:

$$Eficiencia\ de\ la\ bateria = \left(\frac{V_D}{V_C} \right) \cdot \left(\frac{I_D \cdot \Delta t_D}{I_C \cdot \Delta t_C} \right) = \left(\frac{V_D}{V_C} \right) \cdot \left(\frac{coulombs\ out, Ah_{out}}{coulombs\ in, Ah_{in}} \right) \quad (2.6)$$

La razón del voltaje de descarga entre el voltaje de carga es llamada eficiencia de voltaje de la batería, y la razón de Ah_{out} entre Ah_{in} es llamada eficiencia de Coulomb.

Entonces la eficiencia total será:

$$Eficiencia\ de\ la\ bateria = \eta_B = (Eficiencia\ de\ voltaje) \cdot (Eficiencia\ de\ coulomb) \quad (2.7)$$

Una batería típica de Pb-a debe ser cargada a un voltaje de alrededor de 14 V y cuando deja de cargarse o cuando empieza a ser descargada su voltaje debe ser de alrededor de 12.7 V, entonces la eficiencia de voltaje será:

$$Eficiencia\ de\ voltaje = \frac{12.7V}{14V} = 0.91 \rightarrow 91\% \quad (2.8)$$

Las pérdidas de energía, reflejadas en la eficiencia del voltaje, se deben a la caída de tensión en la resistencia interna de la batería que pierde energía en forma de calor por efecto Joule.

Cuando la batería se aproxima a su carga completa, su voltaje de celda es suficiente para electrolizar agua, creando gases de hidrógeno y oxígeno que deben ser liberados, y uno los efectos negativos del gaseo es la pérdida de algunos electrones de carga que se escapan con los gases. Si el estado de carga de una batería es bajo, ocurre un

pequeño gaseo y la eficiencia es cercana al 100%, pero si la batería es recargada cerca de la carga máxima, la eficiencia Coulombica puede ser de entre 90 y 95%.

Asumiendo una eficiencia Coulombica del 95% y una eficiencia de voltaje de 91%, tenemos una eficiencia total de:

$$\text{Eficiencia de la batería} = (0.95) \cdot (0.91) = 0.86 \rightarrow 86\% \quad (2.9)$$

El voltaje en las terminales de la batería puede ser utilizado para estimar el estado de carga, previa corrección de la temperatura. En la tabla 2.2, se muestran los voltajes de celda correspondientes a ciertos volares de estado de carga (SOC, state of charge, p.s.s.i), [31].

Tabla 2.2 Tensión de estado de carga de celda y batería de 12 V.		
Porcentaje de estado de carga (%SOC)	Tensión de Vaso o celda	Tensión en un sistema de 12V
100	2.12	12.7
90	2.19	12.6
80	2.08	12.5
70	2.05	12.3
60	2.03	12.2
50	2.02	12.1
40	2.00	12.0
30	1.97	11.8
20	1.95	11.7
10	1.93	11.6
0	<1.93	<11.6

Las pérdidas por acoplamiento de voltaje η_A (mismatching losses), se presentan dado que la batería y el arreglo fotovoltaico presentan voltajes diferentes, la batería al tener menor voltaje “jala hacia abajo” al voltaje del arreglo fotovoltaico, haciendo que opere de 1 a 3 V fuera del punto de máxima potencia, éste desvío de voltaje, provoca una pérdida de energía de entre 10 y 20%.

Para reducir éstas pérdidas, es posible usar un controlador de carga con seguimiento de punto de máxima potencia (SPMP), para acoplar el sistema fotovoltaico en su punto de máxima potencia [21].

2.3.7 Inversores

Dado que los sistemas FV generan potencia eléctrica en formato de corriente directa, sólo es posible alimentar cargas eléctricas para aplicaciones especiales y con una disponibilidad de mercado escasa.

Los sistemas eléctricos de corriente directa generalmente operan a 12, 24 y 48V. Esto trae consigo un manejo relativamente alto de corriente para los conductores, y sus respectivas pérdidas por efecto Joule.

En los sistemas autónomos para aplicaciones residenciales y comerciales es conveniente convertir el formato de la energía eléctrica de corriente directa a corriente alterna (c.d./c.a.) con voltaje y frecuencia estandarizadas (127V @ 60Hz) por medio de un inversor de voltaje.

Con esto se logran dos mejoras importantes: 1).- Capacidad de alimentar cualquier aparato residencial comercial, 2).- Transmitir energía a mayores distancias y con menores pérdidas.

Comúnmente, en los sistemas FV autónomos, el inversor esta conectado a al banco de baterías, mientras que en un sistema FV interconectado a red, el inversor se conecta directamente del arreglo FV. Los inversores pueden ser monofásicos ó trifásicos, con frecuencias de 50 ó 60 Hz y voltajes de operación de 127 ó 220 Vca.

En la figura 2.14 se muestra el símbolo general para el inversor.

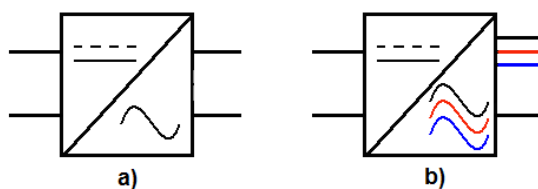


Figura 2.14 a) Inversor monofásico, b) Inversor trifásico.

El funcionamiento de los inversores está basado en puentes de interruptores con pulsos de control generados por microcontroladores, siendo las topologías más comunes el puente H monofásico y el puente de tres ramas (Fig. 2.15).

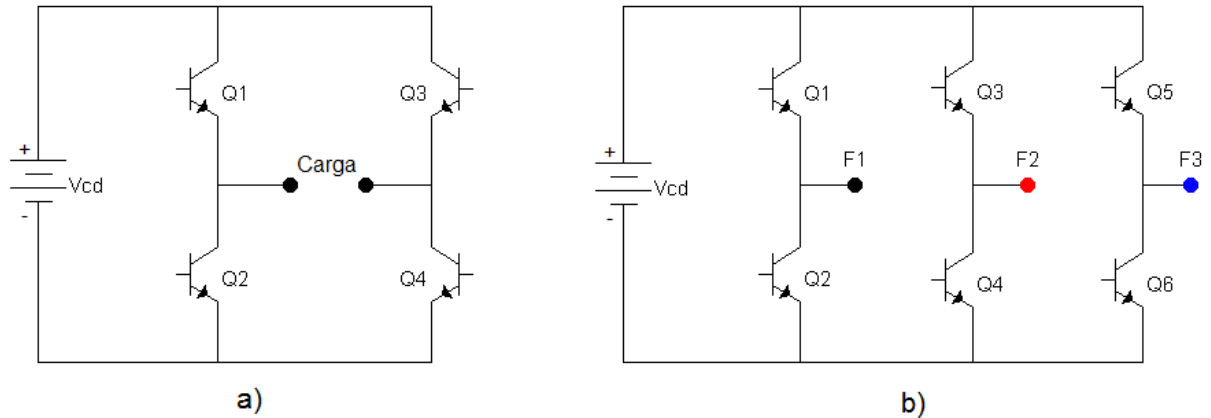


Figura 2.15 a) Puente H monofásico, b) Puente trifásico ó de tres ramas.

Los interruptores, son dispositivos electrónicos de potencia que pueden ser de la familia de los transistores (autoconmutados: BJT, IGBT y MOSFET) usados generalmente en inversores autónomos o de la familia de los tiristores (conmutación forzada: SCR) usados generalmente en inversores interconectados a red. El GTO aunque es de la familia de los tiristores, puede apagarse por medio de un pulso en la puerta pero posee una mayor capacidad de manejo de corriente que los transistores (Tab. 2.3).

Tabla 2.3 Interruptores de estado sólido para inversores.					
DISPOSITIVO	BJT	IGBT	MOSFET	SCR	GTO
SÍMBOLO					

2.3.7.1 Inversores de fuente de voltaje

Los inversores de voltaje se aplican en los sistemas autónomos, dado que la potencia consumida depende de las necesidades de la carga eléctrica.

Los inversores autónomos pueden clasificarse en función de la forma de onda de la tensión de salida en:

Los inversores de onda cuadrada, son los más económicos y se basan en un simple “Troceado” de la entrada de c.d. a la frecuencia requerida, sin modulación ni filtrado. Como la forma de onda de salida es cuadrada, contiene una gran cantidad de armónicos no deseados, tienen una distorsión armónica total (THD) elevada (40%). Suelen usarse para alimentar pequeñas cargas inductivas y aparatos con rectificadores, pero algunos tipos de carga no operan satisfactoriamente (Fig. 2.16).

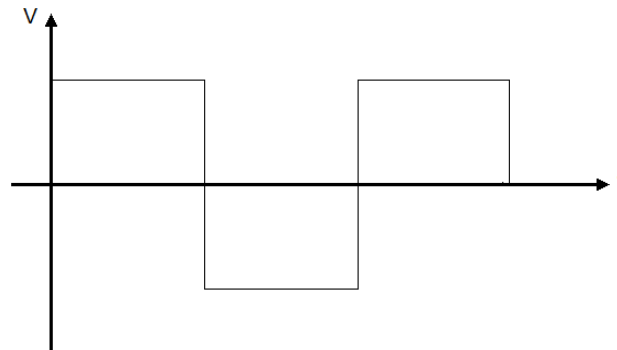


Figura 2.16 Forma de onda cuadrada.

Los inversores de onda semi-senoidal, presentan una THD del 20% y su eficiencia puede ser del 90%, son utilizados para alimentar la mayoría de las cargas residenciales, a esta categoría pertenecen los inversores de muescas y los escalonados (Fig. 2.17)

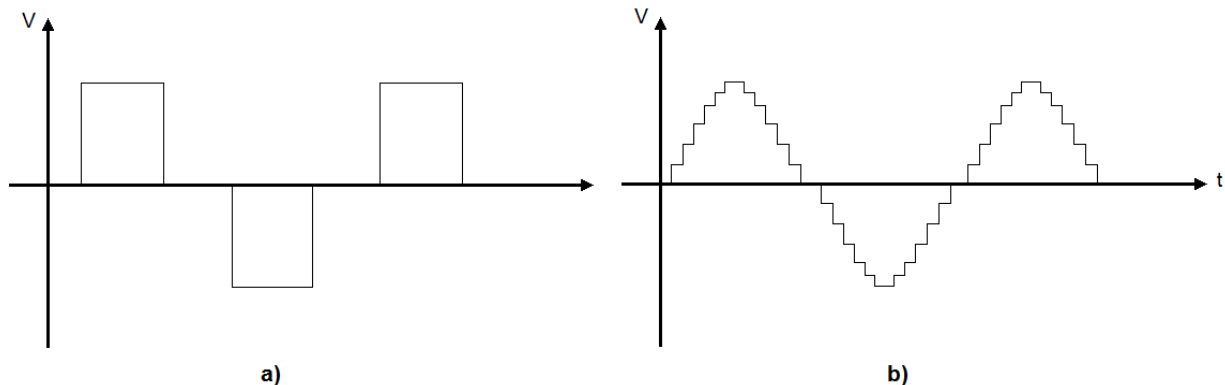


Figura 2.17 a) Forma de onda senoidal modificada o con muescas, b) Forma de onda escalonada.

Los inversores de modulación de ancho de pulso (PWM), presentan una THD del 5%, su forma de salida está compuesta por trenes de pulsos provenientes de la modulación de una onda senoidal pura con una función rampa por medio de un comparador electrónico. Suelen presentar eficiencias superiores al 90% y se usan para alimentar

motores de inducción (Fig. 2.18). Aunque a simple vista no se asemeja a una onda senoidal, las cargas la ven como si lo fuera, debido a la naturaleza de su modulación. Con cargas inductivas (como es caso de los motores), esta forma de onda debe aproximarse lo más posible a una onda senoidal, ya que la inductancia del motor es suficiente para filtrar las armónicas de alta frecuencia que genera. Si se aplicara una forma de onda cuadrada a un motor de inducción, las armónicas, al no generar movimiento útil (el motor solo aprovecha la potencia de la frecuencia fundamental) se disipan en forma de calor en los arrollamientos provocando fallas.

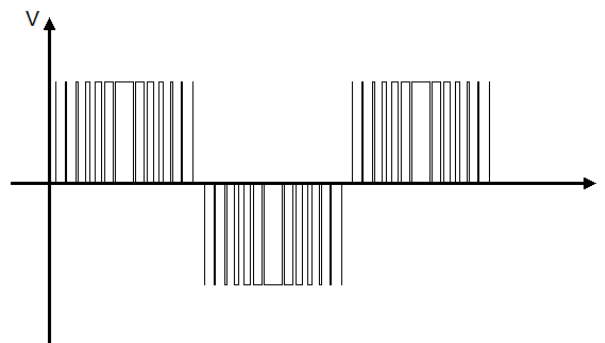


Figura 2.18 Forma de onda senoidal PWM.

Los inversores de onda senoidal pura, son básicamente inversores PWM, de alta frecuencia de conmutación con un circuito pasa bajas (pequeño capacitor) a la salida que “suaviza” la forma de onda (Fig. 2.19).

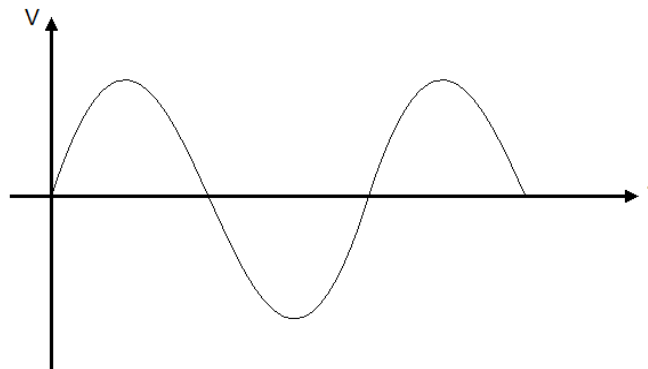


Figura 2.19 Forma de onda senoidal pura.

La selección de un inversor autónomo se realiza considerando:

La demanda de potencia nominal o continua.

La demanda de potencia máxima de la carga, por un periodo de tiempo.

El voltaje del sistema (voltaje nominal del banco de baterías).

Las características eléctricas que requiere la carga (voltaje y frecuencia).

Tipo de forma de onda o nivel de distorsión armónica total (THD) permitido.

2.3.7.2 Inversores de fuente de corriente

Los inversores de fuente de corriente se aplican en los sistemas interconectados a la red eléctrica, donde la potencia inyectada depende de la capacidad de generación del sistema FV. Por lo general, este tipo de inversores, tiene un circuito de seguimiento de punto de máxima potencia a la entrada e inyectan potencia a la red por medio de una fuente de corriente alterna controlada en contrafase del voltaje alterno de la red.

La magnitud de la corriente inyectada depende de la potencia de entrada al inversor. Y la potencia inyectada debe ser en fuente de corriente debido a que la impedancia de entrada de la red es muy baja.

Los inversores de fuente de corriente son conmutados por la red por medio de la detección de los cruces por cero de la tensión. Razón por la que el inversor de fuente de corriente, no puede ser usado en un sistema autónomo.

Intentar inyectar potencia a la red con un inversor de fuente de voltaje resultaría en un corto circuito para el inversor, aún y cuando la diferencia de potencial fuera muy pequeña, debido a la baja impedancia de entrada de la red.

La selección de un inversor interconectado a red se realiza considerando:

La potencia máxima de salida del sistema FV.

Las características eléctricas de salida del sistema FV, (I_m , V_m , V_{oc}).

Las características de la red eléctrica (voltaje y frecuencia).

El nivel de distorsión armónica permitido.

Capítulo 3

La naturaleza intermitente de la energía solar fotovoltaica hace necesaria la aplicación de sistemas de almacenamiento de energía basados en bancos de baterías en aplicaciones autónomas. Sin embargo, en aplicaciones de almacenamiento de energía superiores a 24 kWh, los costos de inversión y mantenimiento comienzan a ser una seria limitante, al igual que los problemas de espacio, peso y manejo de desechos. Por lo cual el hidrógeno ha sido propuesto como medio de almacenamiento masivo de energía. En el presente capítulo se exponen los aspectos fundamentales de las tecnologías de producción, almacenamiento y uso del hidrógeno.

Sistemas de producción, almacenamiento y uso de hidrógeno

3.1 Electrólisis

La electrólisis fue demostrada por primera vez en 1800 por William Nicholson y Anthony Carlisle. La electrólisis (*electro*, electricidad y *lisis*, separación) se define como la separación de moléculas por medio de corriente eléctrica directa. La electrólisis del agua se da cuando una corriente directa pasa entre dos electrodos inmersos en agua separados por un electrolito acuoso no conductor ó sólido. El voltaje aplicado a la celda debe ser mayor que la energía de formación del agua más las pérdidas óhmicas [17].

3.1.1 Electrolizador tipo PEM

El arreglo básico de un electrolizador tipo PEM (Proton Exchange Membrane), es mostrado en la figura 3.1. La fuente de voltaje V , se encarga de realizar el trabajo para disociar la molécula de agua por medio del movimiento de dos electrones (corriente eléctrica) y una diferencia de potencial mínima ideal de $1.23V$. Por lo que se requiere una energía de $2.46eV$.

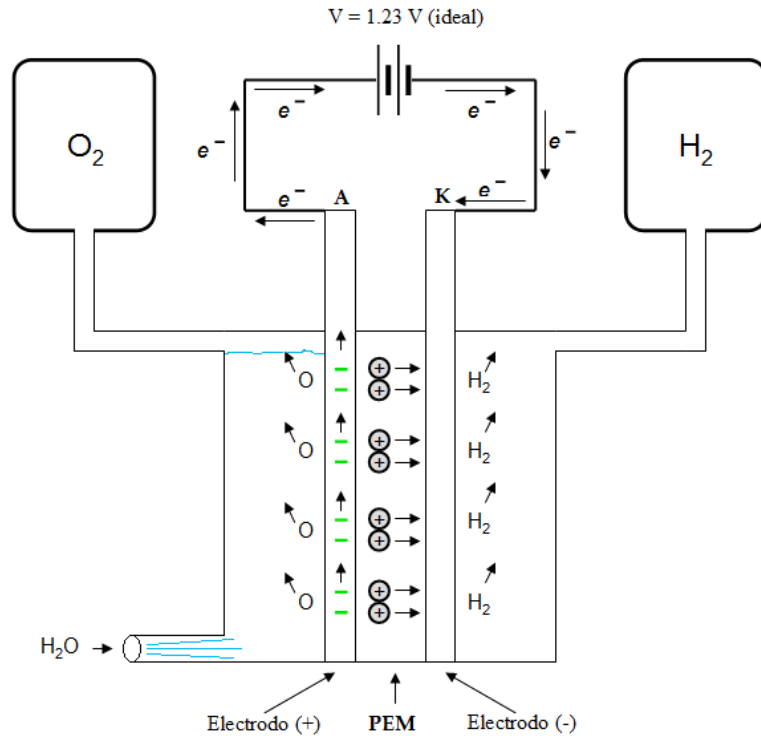


Figura 3.1 Electroizador tipo PEM.

$$V = \frac{\text{Joule}}{\text{Coulomb}} \quad (3.1)$$

$$\text{Energía} = VC = (1.23V) \cdot (2e) = 2.46 eV$$

$$\text{Energía} = (1.23V) \cdot (2e) = 2.46 eV \quad (3.2)$$

La membrana de intercambio protónico (PEM) sólo permite el paso de los protones de hidrógeno, más no, el paso de los electrones. Al aplicar una diferencia de potencial en los extremos de la membrana a través de los electrodos, los protones son atraídos a través de la membrana y los electrones son movidos a través de un circuito eléctrico externo, para recombinarse en el electrodo negativo y formar hidrógeno. En este proceso la energía eléctrica aplicada por la fuente de voltaje es convertida en energía química en forma de hidrógeno, dando lugar a la separación de la molécula del agua.

Las reacciones en el electrodo positivo y negativo están dadas, respectivamente por:



El hidrógeno producido por electrólisis, tiene la gran ventaja de ser de alta pureza, evitando los problemas de envenenamiento catalítico con CO (en su aplicación en celdas de combustible). En la práctica, considerando las pérdidas óhmicas la eficiencia de un electrolizador tipo PEM, esta dada por [32]:

$$\eta = \frac{V_c}{1.48} \quad (3.5)$$

Un electrolizador puede ser operando muy eficientemente, con un V_c de aproximadamente 1.6 V, si la densidad de corriente se mantiene baja. Pero una baja densidad de corriente, significa una baja tasa de producción de hidrógeno o el uso de un electrolizador grande (por tanto altos costos), por lo que debe haber un compromiso entre tasa de producción y la eficiencia.

3.2 Almacenamiento de hidrógeno

Como resultado de su potencial el escenario energético mundial como vector de energía de propósito general y la naturaleza de su desecho de combustión; Agua. Existe un gran interés en el problema del almacenamiento del hidrógeno. Las dificultades surgen por que a pesar de que el hidrógeno posee una de las más altas energías específicas (energía por unidad de masa: razón por la cual es el combustible elegido para misiones espaciales), su densidad es muy baja, y por esto, tiene una de las densidades de energía más bajas (energía por unidad de volumen) entre los combustibles a PTN. Esto implica en primera instancia, que para almacenar grandes cantidades de hidrógeno en un pequeño espacio, son necesarias presiones muy altas. Otro problema es que a diferencia de otros gases portadores de energía (LP o Butano), el hidrógeno es muy difícil de licuar, debido a que su punto de ebullición es de 22 K. Aun licuado, tiene una densidad de solo $71 \text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ [32].

Aunque el hidrógeno puede ser almacenado como gas comprimido o como líquido, también existen métodos químicos y métodos estructurales. Los métodos que se describen en esta sección son:

- Almacenamiento en condiciones atmosféricas
- Almacenamiento presurizado
- Almacenamiento criogénico
- Almacenamiento en hidruros metálicos

3.2.1 Almacenamiento en condiciones atmosféricas

En la sección 1.2, se demostró que para almacenar 1kg de hidrógeno en condiciones ambientales (1atm @ 25°C), es necesario un volumen de 12.12m^3 , la desventaja obvia de este tipo de almacenamiento es la gran cantidad de espacio requerido, y la disponibilidad del hidrógeno a una presión muy baja, pero cuando el espacio no es un problema y la aplicación no requiere de alta presión de entrada, el almacenamiento de hidrógeno a presión atmosférica es muy conveniente, debido a que mejora la eficiencia

de los sistemas de producción de hidrógeno con electrólisis, al no emplear sistemas de compresión. Obviamente, este tipo de almacenamiento es sólo para aplicaciones estacionarias.

Siendo la esfera el la forma geométrica más eficiente de los contenedores, tenemos que su volumen está dado por:

$$V_{esfera} = \frac{4}{3} \pi \cdot r^3 \quad (3.6)$$

Para almacena 1kg de hidrógeno, se requiere una esfera con un radio de:

$$r = \sqrt[3]{\frac{3(12.12m^3)}{4\pi}} = \sqrt[3]{\frac{3(12.12m^3)}{4\pi}} = \sqrt[3]{\frac{36.36m^3}{12.57}} = 1.42m \approx 1.5m$$

Un aspecto que se debe tener en cuenta para algunas aplicaciones de almacenamiento atmosférico, es la fuerza de flotación debida la baja densidad del hidrógeno respecto al aire, considerando una densidad del aire de 1.2 kg/m^3 y una densidad de 0.0825 kg/m^3 del hidrógeno, tendremos una fuerza de flotación de un poco más de 1kg. por cada metro cúbico de hidrógeno.

3.2.2 Almacenamiento presurizado

Almacenar hidrógeno en contenedores presurizados, es el método más sencillo y el más ampliamente usado para almacenar pequeñas cantidades. El hidrógeno almacenado de esta manera, es empleado en muchas aplicaciones industriales, comerciales y de investigación. Sin embargo, en estas aplicaciones el hidrógeno es casi siempre sólo un reactivo químico para un proceso analítico ó un proceso de producción. Cuando consideramos el uso y almacenamiento de hidrógeno esta forma para la producción de energía eléctrica o como vector energético, la situación es poco satisfactoria y más complicada.

En la tabla 3.1, dos sistemas de almacenamiento presurizado son comparados: el primer sistema está compuesto por un cilindro estándar de aleación de acero a 200 bar, comúnmente usado en los laboratorios. El segundo es un sistema de gran escala en bus, el tanque tiene por dentro con una capa de aluminio de 6 mm, la cual es revestida con una capa de compuesto de fibra de aramida y resina epóxica. Esta combinación es altamente dúctil cual le da un buen comportamiento contra explosiones, es decir el contenedor se rasga en lugar de explotar en fragmentos. Donde la presión de rompimiento es de 1200 bar, aunque la presión a la opera es de 300 bares.

Tabla 3.1 Comparativa de sistemas de almacenamiento presurizado.		
	Tanque de acero 2 L @ 200 bar	Tanque compuesto 147 L @ 300 bar
Masa del cilindro vacío	3.0 kg.	100 kg.
Masa de hidrógeno almacenado	0.036 kg.	3.1 kg.
“Eficiencia de almacenamiento” (% de masa de H ₂)	1.2%	3.1%
Energía específica	0.47 kWh·kg ⁻¹	1.2 kWh·kg ⁻¹
Volumen aproximado del tanque	2.2L (0.0022 m ³)	220L (0.22 m ³)
Masa de H ₂ por litro	0.016 kg·L ⁻¹	0.014 kg·L ⁻¹

El termino “eficiencia de almacenamiento”, suele confundirse con la eficiencia del dispositivo en sí (en tanques presurizados es del 100%, a menos que haya fugas o que el hidrógeno almacenado reaccione de manera permanente con alguna sustancia en el interior del tanque). El término *eficiencia de almacenamiento*, es la relación de la masa del hidrógeno que se puede almacenar con respecto a la masa del tanque.

Dado que el hidrógeno es una molécula pequeña de alta velocidad, es capaz de difundirse en materiales que son impermeables a otros gases, esto se ve agravado por el hecho de que una pequeña fracción de las moléculas de hidrógeno pueden disociarse en la superficie del material y puede darse el fenómeno de difusión atómica del hidrógeno en el material del contenedor, lo cual puede afectar el desempeño mecánico de los materiales en diferentes maneras. El hidrógeno gaseoso puede crear burbujas o ampollas en el material, lo cual puede conducir a la creación de grietas (agrietamiento inducido por hidrógeno). En metales carbonados tales como el acero, el hidrógeno puede reaccionar con el carbono formando burbujas de CH₄ en el interior y

las paredes del metal. La presión del gas en los huecos internos puede generar un esfuerzo interno lo suficientemente alto como para fisurar o romper el acero. Este fenómeno es conocido como *fragilización del hidrógeno*. Cabe resaltar que existen ciertas aleaciones de acero ricas en cromo y Cr-Mo que han demostrado resistencia al fenómeno de fragilización, aunque también pueden emplearse contenedores con recubrimientos internos de materiales plásticos.

Además de los problemas de peso y volumen del almacenamiento presurizado, existen considerables problemas de seguridad inherentes a este tipo de almacenamiento debido a la alta presión, como lesiones por trauma y fugas de material altamente inflamable, sin embargo, éste método de almacenamiento es y seguirá siendo ampliamente usado y seguro mientras se sigan las recomendaciones y procedimientos de seguridad.

Las principales ventajas del almacenamiento de hidrógeno presurizado son:

- Simplicidad.
- Tiempo indefinido de almacenamiento.
- Sin requerimientos de pureza para almacenamiento.

3.2.3 Almacenamiento criogénico

El almacenamiento criogénico de hidrógeno o almacenamiento de hidrógeno líquido a 22 K, comúnmente llamado (LH₂), es el método más común para almacenar grandes cantidades de hidrógeno (un gas enfriado a su estado líquido es conocido como líquido criogénico). Actualmente, grandes cantidades de hidrógeno líquido son usadas en procesos como la refinación de crudo y a producción de amoniaco.

El contenedor criogénico es grande, fuerte y reforzado al vacío. Al sustraer el hidrógeno éste debe ser evaporado lentamente y la presión del contenedor debe mantenerse por debajo de 3 bares, sin embargo, algunos contenedores grandes pueden usar altas presiones. Si la razón de evaporación excede la demanda, entonces el contenedor debe ser ocasionalmente ventilado mediante una válvula de alivio para asegurar que la presión no sea demasiado alta. Las pequeñas cantidades de hidrógeno purgadas son

por lo general liberadas a la atmósfera. Sin embargo, en sistemas muy grandes el hidrógeno purgado puede ser quemado, para evitar riesgos de explosión. Como medida de seguridad también se puede colocar un disco de seguridad, éste consiste en un anillo cubierto con una membrana de espesor ajustable, de tal manera que resista a cierta presión. Cuando el límite de seguridad es alcanzado, la membrana se rompe liberando el gas, sin embargo, el gas continuará saliendo hasta que el disco sea remplazado.

Antes de llenar el tanque de LH₂, es muy importante retirar el aire remanente, debido a que se pueden formar mezclas explosivas dentro del recipiente. Para esto, el recipiente debe ser purgado con nitrógeno antes de su llenado.

Aunque actualmente el almacenamiento criogénico se destina al almacenamiento de grandes cantidades de hidrógeno, existe interés en el diseño y desarrollo de contenedores criogénicos para aplicaciones automotrices, aunque el hidrógeno no sea para alimentar celdas de combustible. Algunas compañías automotrices como BWM, han hecho grandes inversiones en la aplicación de hidrógeno para motores de combustión, casi todos estos motores emplean LH₂ como combustible. El tanque usado en su automóvil de hidrógeno es de forma cilíndrica, es del tipo de doble pared o vaso Dewark, las paredes son de alrededor de 3 cm de espesor y están contruidos con 70 capas de aluminio intercalado con hojas de fibra de vidrio, y su máxima presión de operación es de 5 bar. El tanque amacena 120 L de hidrógeno líquido, que equivale a 8.5 kg , considerando que la densidad en estado liquido es de $71\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ en la tabla 3.2 se especifican las características de los tanques criogénicos para automóviles [32].

Tabla 3.2 Características un tanque criogénico para uso automotriz.	
Masa de contenedor vacío	51.5 kg
Masa del hidrógeno almacenado	8.5 kg
“Eficiencia de almacenamiento” (% masa de H ₂)	14.2 %
Energía específica	5.57 kWh·kg ⁻¹
Volumen del contenedor	0.2 m ³
Masa de hidrógeno por litro	0.04225 kg·L ⁻¹

Uno de los problemas asociados con el hidrógeno criogénico, es que el proceso de licuefacción consume cantidades considerables de energía. Donde diversas etapas están involucradas: el hidrógeno en condiciones normales primero es comprimido y luego enfriado hasta 78 K usando nitrógeno líquido. Luego se vuelve a comprimir y finalmente es necesario convertir el hidrógeno de su forma isomérica donde los espines nucleares de los átomos son paralelos (ortho-hidrógeno) a una forma donde estén en antiparalelo (para-hidrógeno), dado que éste proceso es exotérmico y lo enfría aun más. La energía requerida para licuar el hidrógeno aun en las mejores circunstancias es de alrededor del 25% de la entalpía específica o valor calorífico del hidrógeno.

Adicionalmente existen los problemas de seguridad y dificultades específicas en el manejo de hidrógeno líquido donde el congelamiento es el peligro principal, dado que la piel humana puede ser fácilmente congelada al contacto con superficies o materiales criogénicos. Por esto, todos los conductos que contienen el fluido deben ser aislados, así como otras partes que están en contacto térmico con ellos, el aislamiento también es necesario para prevenir que el aire de sus alrededores no se condense, ya puede provocarse un peligro de explosión si el aire líquido cae en combustibles cercanos. El asfalto por ejemplo, puede arder en presencia de de aire líquido (debido a esto, se usa concreto en lugar de asfalto en instalaciones criogénicas). Sin embargo, de manera general, los peligros del hidrógeno almacenado en forma criogénica son menores que el almacenamiento presurizado. La razón es que en caso de una falla en el contenedor, el LH₂ tiende a permanecer en el recipiente y se ventila lentamente hacia la atmósfera. Aun con lo anterior, ciertos tipos de tanques de LH₂ han sido aprobados para su uso en vehículos en Europa.

3.2.4 Almacenamiento en hidruros metálicos

Ciertos metales, particularmente las aleaciones de titanio, hierro, manganeso, níquel, cromo y otros, pueden reaccionar con el hidrógeno para crear hidruros metálicos con una sencilla reacción reversible controlada, siendo la ecuación general:



En la tabla 3.3 se muestran las propiedades de la reacción del hidruro de hierro–titanio (Fe-Ti). En términos de masa, no es un material muy prometedor, pero sí en términos de volumen. Este material en particular, requiere uno de los más bajos volúmenes para almacenar 1kg de H₂, y actualmente es uno de los materiales que almacenan más hidrógeno por unidad de volumen que el hidrógeno líquido[†].

Tabla 3.3 Materiales usados en el almacenamiento de hidrógeno.					
Nombre	Fórmula	% de Hidrógeno	Densidad (kg·L ⁻¹)	Volumen para almacenar 1kg de H ₂ (L)	Observaciones
Líquidos					
Hidrógeno líquido	H ₂	100.00	0.07	14	Frío (-252 °C)
Amoníaco	NH ₃	7.76	0.67	8.5	Tóxico, 100 ppm
Metano líquido	CH ₄	25.13	0.415	9.6	Frío (-175 °C)
Metanol	CH ₃ OH	12.50	0.79	10	
Etanol	C ₂ H ₅ OH	13.00	0.79	9.7	
Hidrazina	N ₂ H ₄	12.58	1.011	7.8	Altamente tóxico
Boróxido de sodio al 30%	NaBH ₄ + H ₂ O	6.30	1.06	15	Caro, pero funciona bien
Hidruros simples					
Hidruro de litio	LiH	12.68	0.82	6.5	Cáustico
Hidruro de berilio	BeH ₂	18.28	0.67	8.2	Muy tóxico
Diborano	B ₂ H ₆	21.86	0.417	11	Tóxico
Hidruro de sodio	NaH	4.3	0.92	25.9	Cáustico, pero barato
Hidruro de calcio	CaH ₂	5.0	1.9	11	
Hidruro de aluminio	AlH ₃	10.8	1.3	7.1	
Silano	SiH ₄	12.55	0.68	12	Tóxico 0.1 ppm
Hidruro de potasio	KH	2.51	1.47	27.1	Cáustico
Hidruro de titanio	TiH ₂	4.40	3.9	5.8	
Hidruros complejos					
Boro hidruro de litio	LiBH ₄	18.51	0.666	8.1	Ligeramente tóxico
Boro hidruro de Aluminio	Al(BH ₄) ₃	16.91	0.545	11	
Boro hidruro de sodio	NaBH ₄	10.58	1.0	9.5	
Hidruro de paladio	Pd ₂ H	0.47	10.78	20	
Hidruro de hierro - titanio	TiFeH ₂	1.87	5.47	9.8	

†.- Esto puede parecer a simple vista imposible, sin embargo, contrario a lo que la teoría cinética básica puede sugerir, las moléculas en el hidrógeno líquido están muy espaciadas entre sí (esto puede deducirse de su densidad, 71 kg·m⁻³). Cuando los átomos de hidrógeno rodean a una molécula de metal, éstos están más cerca entre sí que en estado líquido.

El término derecho de la reacción de la ecuación 3.7, es un poco exotérmico, de aquí que para liberar el hidrógeno es necesario suministrar pequeñas cantidades de calor. Las aleaciones pueden ser escogidas de tal manera, que al formar hidruros, la reacción se pueda dar en un amplio rango de temperaturas y presiones. De hecho se pueden elegir aleaciones convenientes para operar cerca de la presión atmosférica y a temperatura ambiente.

Un sistema de almacenamiento en hidruros trabaja de la siguiente manera: El hidrógeno es suministrado con una presión positiva (mayor que la presión atmosférica) no muy alta (de algunos bares) al polvo de aleación metálica, dentro del contenedor la reacción de la ecuación 3.7 ocurre de izquierda a derecha y se forma el hidruro metálico. Como se mencionó anteriormente, este proceso es ligeramente exotérmico y por esta razón en sistemas grandes puede ser necesario adecuar un sistema de enfriamiento, pero por lo general, el enfriamiento con el aire del ambiente es suficiente. Este proceso puede tomar algunos minutos, dependiendo del tamaño del sistema, de si el contenedor es enfriado y debe hacerse de preferencia con la presión nominal constante. Una vez que todo el metal ha reaccionado con el hidrógeno, la presión comenzará a aumentar (pues la reacción ya no consume hidrógeno), éste es un indicador de que el tanque de hidruro ya está lleno, otro indicador indirecto es que el contenedor se comienza a enfriar hasta llegar a la temperatura ambiente (debido a que ya reaccionó todo el metal con el hidrógeno y ya no hay calor exotérmico). Una vez lleno el contenedor, se desconecta la fuente de hidrógeno, entonces el contenedor ahora tiene hidrógeno almacenado a una presión más baja, que la presión de suministro, típicamente a la mitad.

Cuando el hidrógeno es requerido, el contenedor es conectado (p.e. a una celda de combustible) y entonces comienza el proceso de liberación de hidrógeno que ahora es endotérmico y debe absorber calor para liberar el gas, si no se ministra el calor adecuado, el contenedor comenzará a enfriarse y el hidrógeno dejará de desprenderse, hasta que se aplique calor al hidruro. Una vez que se ha liberado el hidrógeno el ciclo de carga descarga puede ser repetido.

Pueden realizarse varios cientos de ciclos de carga-descarga. Sin embargo, al igual que las baterías recargables también puede abusarse en el uso de estos sistemas, en el sentido de que si el material es llenado a alta presión, la reacción de carga puede ser muy rápida y dañar permanentemente el material reactivo, también la aleación puede ser dañada fácilmente por impurezas en el hidrógeno, tales como el agua, que reacciona de manera permanente con la aleación degradando la capacidad de carga. Es por esto, que sólo se recomienda para almacenar hidrógeno de alta pureza.

Es obvio que los materiales descritos en la tabla 3.3, no pueden ser usados por si solos, ya que necesitan estar dentro de un contenedor, aunque el hidrógeno no es almacenado a alta presión, el contenedor debe ser capaz de resistir una presión razonable (esto debido a que debe ser llenado con una presión superior a la atmosférica) y debe tener tolerancia a los errores humanos.

Una ventaja importante del almacenamiento en hidruros, es la seguridad. Dado que el hidrógeno no es almacenado a altas presiones y por lo tanto, se desprende violentamente. De hecho, si la válvula principal esta dañada o hay una fuga en el sistema, la temperatura del sistema cae rápidamente, lo que inhibe la liberación del gas. La baja presión de operación, simplifica en gran medida los diseños de sistemas de abastecimiento de hidrógeno. El sistema de almacenamiento en hidruros, tiene un gran potencial en una amplia gama de aplicaciones donde se requiere almacenar pequeñas cantidades de hidrógeno y también en aplicaciones donde el peso no es un problema y el espacio sí lo es. Un buen ejemplo son los sistemas estacionarios de generación con celdas de combustible y las embarcaciones, donde el peso en el fondo del bote es una ventaja, pero el espacio es valioso.

Algunas de las desventajas son: baja energía específica para aplicaciones móviles y el problema del calentamiento y enfriamiento en el proceso de llenado y consumo. También está el problema del tiempo de llenado, se han hecho pruebas midiendo un tiempo de aproximado de una hora para rellenar un tanque de 5 kg. Esto debido a la velocidad de reacción.

3.3 Celdas de combustible

Los principios de operación de la celda de combustible fueron demostrados por primera vez en 1839 por William Grove, quien demostró la reversibilidad del proceso de electrólisis del agua. La primera aplicación práctica, fue hecha por Francis T. Bacon en 1950 con la presentación de resultados de un innovador prototipo de una celda alcalina. Las celdas de combustible se dieron a conocer mundialmente cuando la NASA las usó en los programas Apollo y Géminis. Las celdas fueron una tecnología muy conveniente para el programa espacial, no producen contaminación, generan electricidad, calor y agua de alta calidad. Todas las características deseables para los viajes espaciales. En años recientes, las celdas de combustible han aparecido como la innovación más prometedora en el mercado de producción de energía renovable estacionaria y portátil (en aplicaciones automotrices), perfilándose como la opción natural para la generación de energía eléctrica a partir del hidrógeno producido por electrólisis. Otra característica atractiva de las celdas es su construcción. La cual puede ser limpia, compacta y sin partes móviles [24]. Consumir hidrógeno y producir agua como desecho de combustión, implica que no produce emisiones contaminantes de sulfuros y óxidos nitrosos (SO_x , NO_x). Otra ventaja importante de las celdas de combustible, es su alta eficiencia de producción de energía eléctrica comparada con la eficiencia de un motor de combustión interna acoplado a un generador (Fig. 3.2).

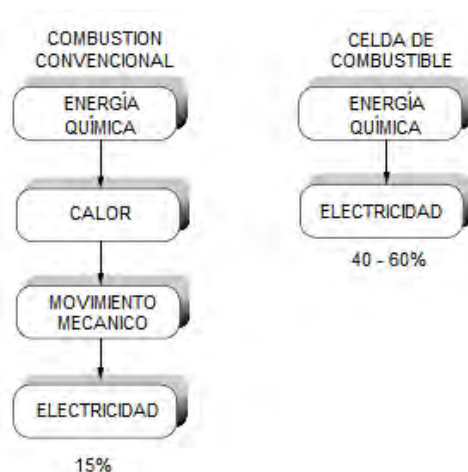


Figura 3.2 Eficiencia de un sistema convencional contra una celda de combustible.

3.3.1 Celda de combustible tipo PEM

Las celdas de membrana de intercambio protónico (PEM) son también conocidas como celdas de polímetro sólido (SPFC). En este tipo de celdas el electrolito es un polímero sólido conductor de iones en medio de dos electrodos porosos cubiertos con un material catalizador. El ensamble básico ánodo – electrolito – cátodo, es la base de la celda de combustible [32] (Fig. 3.3).

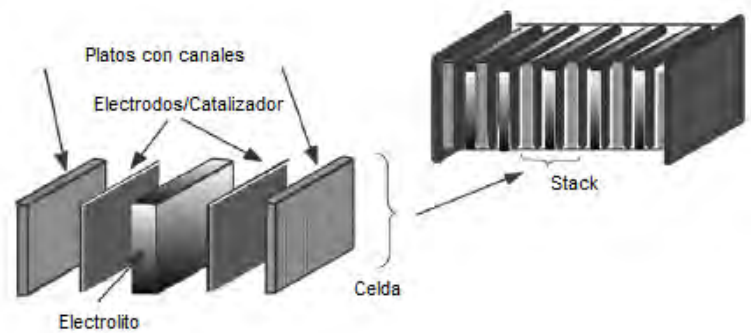


Figura 3.3 Partes básicas de la celda y formación de una pila de celdas o stack.

Membrana de intercambio protónico.- Diferentes compañías producen de manera comercial membranas de polímero electrolítico. Sin embargo las más comunes son las membranas de fluoretileno, y en particular el Nafión (®DuPont), el cual ha sido desarrollado con diversas variantes desde 1960 [32].

Desde el punto de vista de las celdas de combustible las características principales del Nafión y otras membranas son:

- Que sean altamente resistentes químicamente.
- Que sean fuertes (mecánicamente), de tal manera que sea posible hacer películas muy delgadas (de 50um ó menos).
- Que sean ácidas.
- Que absorban grandes cantidades de agua.
- Que al ser hidratadas, los iones de H^+ se puedan mover con mucha libertad dentro del material, en otras palabras; un buen conductor de protones.

El mejor catalizador para el ánodo y el cátodo es platino. En los primeros días de las celdas de combustible PEM, la cantidad de catalizador usado era de aproximadamente $28\text{mg} \cdot \text{cm}^{-2}$. Esto llevó al mito, muy difundido de que el platino era el mayor factor del costo de la celda de combustible PEM. En años recientes su uso ha sido reducido a alrededor de $0.2\text{mg} \cdot \text{cm}^{-2}$, con mejoras de potencia y eficiencia. Lo que equivale a un costo de $\$10\text{USD}/\text{kW}$, una pequeña porción del costo total.

En la figura 3.4, se muestra un diagrama de una celda tipo PEM. Cuando el hidrógeno y oxígeno llegan a las paredes de los electrodos, la acción del catalizador facilita la reacción química del combustible (H_2) y el oxidante (O_2), creándose una atracción electrostática entre ambos, la membrana debido a su naturaleza, sólo permite circular a través de ella los iones H^+ (protones) y repele a los electrones, los cuales pasan hacia el otro lado de la membrana por medio de un circuito externo donde llegan para enlazarse con un átomo de oxígeno y dos protones, creando agua y energía eléctrica.

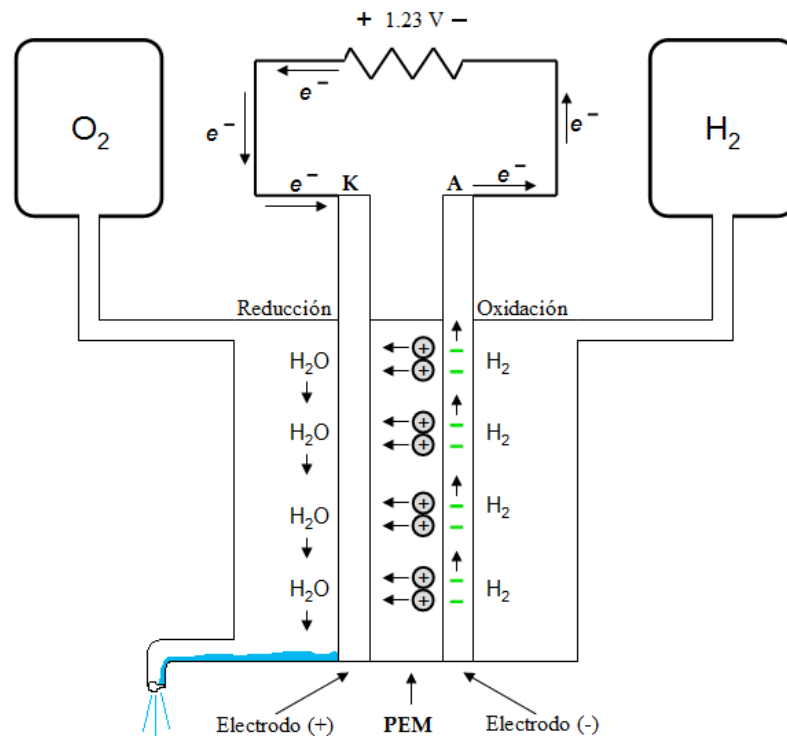


Figura 3.4 Diagrama de una celda de combustible tipo PEM.

De manera ideal, por cada molécula de agua que se forma se generan $2.46eV$. (producto de $2e^-$ por un potencial ideal de $1.23V$).

De manera formal, la cantidad de energía liberada en la reacción consiste en dos partes: una entropía libre llamada *energía libre* (ΔG), que se puede convertir directamente en trabajo mecánico o eléctrico, más una parte que debe aparecer como calor Q . La letra “G” en la energía libre, es en honor de Josiah Willard Gibbs (1839-1903), quien describió la utilidad de a lo que normalmente nos referimos como energía libre de Gibbs. La energía libre G es la entalpía H creada en la reacción química, menos el calor que debe ser liberado, $Q = T \cdot \Delta S$ para satisfacer la segunda ley.

La energía libre de Gibbs ΔG corresponde a la máxima salida eléctrica o mecánica de entropía libre de una reacción química [22].

$$\Delta G = \sum G_{\text{productos}} - \sum G_{\text{reactivos}} \quad (3.8)$$

Esto quiere decir que la máxima eficiencia posible es la razón de la energía libre de Gibbs y el cambio de entalpía ΔH .

$$\eta_{\text{max}} = \frac{\Delta G}{\Delta H} \quad (3.9)$$

Para calcular la máxima eficiencia de una celda PEM usando la energía libre de Gibbs a PTE, basándonos en el valor superior de calor (HHV, p.s.s.i) del hidrógeno, tenemos que el HHV corresponde al agua producida en estado líquido, siendo la reacción:



La energía libre de Gibbs de los reactivos H_2 y O_2 es cero y la de su producto, agua líquida es $-273.2kJ$. Aplicando la ecuación 3.8, tenemos:

$$\Delta G = -273.2 - (0 + 0) = -237.2 \text{ kJ / mol}$$

Aplicando la ecuación 3.9, tenemos:

$$\eta_{\max} = \frac{\Delta G}{\Delta H} = \frac{-237.2 \text{ kJ / mol}}{-285.8 \text{ kJ / mol}} = 0.830 = 83.0\% \quad (3.10)$$

Al igual que los motores de combustión reales no se desempeñan tan bien como el motor ideal de Carnot, las celdas de combustible reales tampoco entregan toda la energía libre de Gibbs debido a las siguientes pérdidas: Pérdidas de activación, resultan de la energía requerida por el catalizador para iniciar la reacción. La relativamente lenta velocidad de las reacciones en el cátodo, donde el oxígeno se combina con los protones y los electrones para formar el agua, tiende a limitar la potencia de salida. Las pérdidas óhmicas resultado del paso de la corriente a través de la resistencia de la membrana, electrodos y platos. Las pérdidas referidas como cruce de combustible a través de la membrana sin liberar los electrones para su paso por el circuito externo y finalmente, las pérdidas resultantes del transporte de masa, cuando el hidrógeno y oxígeno tienen dificultades para alcanzar los electrodos, especialmente para el cátodo, cuando el agua obstruye el paso al catalizador. Por esta razón, las celdas de combustible en general, producen sólo del 60 al 70% del máximo teórico total.

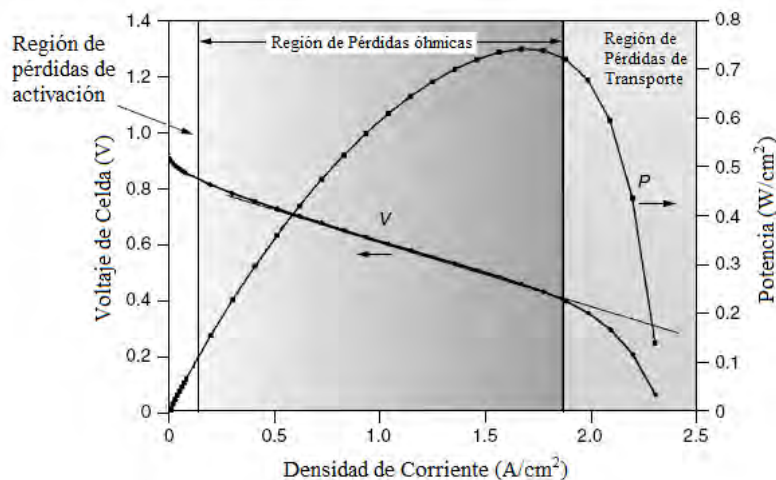


Figura 3.5 Curva V-I típica de una celda de combustible tipo PEM.

La figura 3.5 muestra la relación entre la corriente y el voltaje para una celda de combustible típica [22]. Podemos observar que el voltaje a corriente cero, llamado voltaje de circuito abierto, es un poco menor que 1 V, lo cual es aproximadamente 25% más bajo que el valor teórico de 1.229 V. También se puede observar la curva del producto del voltaje y la corriente, llamada curva de potencia, en la cual debe haber un punto donde la potencia es máxima, observando la curva $V \times I$, el punto de máxima potencia se ubica en el punto de operación de entre 0.4 y 0.5 V (valor al que debe ajustarse la impedancia de carga, para aprovechar toda la potencia de la celda). Finalmente, se pueden apreciar las regiones de activación, de pérdidas óhmicas y de pérdidas de transporte de masa.

Además de las celdas tipo PEM, existen otros tipos de celdas con diferentes características y aplicaciones como se muestra en la tabla 3.4 [19], [22] y [32].

Tabla 3.4 Tipos y características de celdas de combustible.							
Tipo	Temperatura de operación	Combustible	Oxidante	Componentes del sistema	Eficiencia eléctrica teórica	Eficiencia práctica lograda	Aplicaciones
Alcalina	50-200°C	H ₂ puro	O ₂ puro		83%	60%	En vehículos espaciales
PEM	30-100°C	H ₂ con C(CO)<300ppm	O ₂ , aire		83%	60%	Aplicaciones móviles y estacionarias de baja potencia
Ácido Fosfórico	160-220°C	H ₂ o CH ₄ con C(CO) < 1%	O ₂ , aire	Reformador, inversor, sistema intercambiador de calor.	80%	55%	Aplicaciones de hasta 200 kW
Carbonatos Fundidos	660°C	H ₂ , CH ₄ o gas de hulla	O ₂ , aire	Gasificador de carbón o reformador, inversor.	78%	55-65%	Aplicaciones de mediana y gran escala por encima del os MW
Óxido Sólido	500-1000°C	H ₂ , CH ₄ o gas de hulla	O ₂ , aire		73%	60-65%	Conveniente para aplicaciones desde 2 kW hasta MW

Capítulo 4

En el capítulo 1, se planteó el marco teórico de la energía solar y las propiedades del hidrógeno, en los capítulos 2 y 3, se expusieron los fundamentos de las tecnologías solar fotovoltaica y de generación almacenamiento y uso del hidrógeno. En el presente capítulo, se describe la metodología experimental y el desarrollo del sistema fotovoltaico – hidrógeno – celda de combustible (FV-H₂-CC).

Metodología experimental y desarrollo

4.1 Integración del sistema fotovoltaico

4.1.1 Instalación del seguidor solar y paneles fotovoltaicos

La integración del sistema se inicia con la instalación del sistema fotovoltaico de $1kW_p$ con seguimiento activo de un grado de libertad y eje polar inclinado de acuerdo a la latitud de la ubicación.

4.1.1.1 Orientación e instalación del seguidor solar

De acuerdo a la ubicación geográfica del CIE - UNAM, la cual es: latitud $18^{\circ} 50.36'$ N, longitud $99^{\circ} 14.07'$ O [1@], el norte geográfico tiene una desviación de 6° hacia el poniente con respecto al norte magnético de acuerdo con las líneas patrón trazadas en el CIE. Para trazar el norte magnético se usa una brújula (Fig. 4.1).

Una vez que determinamos y trazamos el norte magnético con la ayuda de la brújula, determinamos y trazamos una línea con un ángulo de 6° , respecto a la línea del norte magnético, mediante una proporción de 10:1 (Ec. 4.1) de los catetos (Fig. 4.2).

$$\text{Tg}^{-1}(0.1) \approx 6^{\circ} \quad (4.1)$$



Figura 4.1 Orientación hacia el norte magnético.

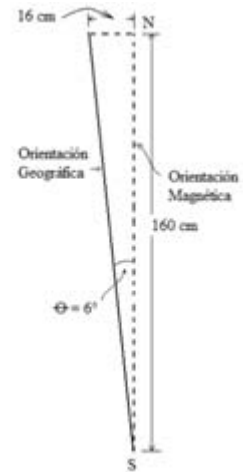


Figura 4.2 Orientación hacia el norte geográfico a partir del norte magnético.

Corregida la orientación hacia el norte geográfico, se continúa con la instalación del mástil principal con la ayuda de cordones para ajustar la orientación y plomada para asegurar la verticalidad, en la figura 4.3 se muestra una secuencia de los trabajos de cimentación del seguidor solar.



Figura 4.3 Trabajos de cimentación del seguidor solar.

Finalizada la etapa de orientación y cimentación del mástil, se integra la estructura móvil que soporta a los paneles fotovoltaicos, iniciando con la instalación y ajuste de la inclinación del travesaño (eje polar) de acuerdo a la latitud del lugar (a 19°) mediante el uso de un trasportador de contrapeso (Fig. 4.4).



Figura 4.4 Instalación y ajuste de la inclinación del travesaño.

4.1.1.2 Características e instalación de los paneles fotovoltaicos

Después de ajustar y fijar la inclinación del travesaño, se instalan sobre éste, los soportes móviles o chumaceras donde descansa la estructura móvil del seguidor solar. En la figura 4.5, se muestran los trabajos de instalación del arreglo fotovoltaico sobre la parte móvil del seguidor solar, formando una matriz $2r \times 4c$ (2 filas por 4 columnas) con un total de 8 paneles con una potencia total de $1kW_p$ y un área total efectiva de $8m^2$.

En la figura 4.6, se muestran las características de los paneles empleados en el arreglo fotovoltaico.

CARACTERÍSTICAS	
	Marca: KYOCERA Modelo: KC125TM Material: Silicio policristalino No. de celdas: 36 serie Medidas: 1425mm x 652 mm Área: 0.93 m ² Peso: 12.2 kg
	Potencia: 125W _p @ STC Coef. de Temp. -83 mV/°C Eficiencia: 12.5%
	V_{oc} : 21.7V I_{sc} : 8A
	V_{mp} : 17.4V I_{mp} : 7.2A

Figura 4.6 Características del panel fotovoltaico.



Figura 4.5 Integración del seguidor solar y sistema fotovoltaico de 1kW_p.

4.1.1.3 Características e instalación del control de seguimiento

El sistema de control de seguimiento, consta de un controlador electrónico, una batería de 12 V @ 4 Ah, un panel auxiliar de control y detección de 12 V @ 12 W y un servomotor (Fig. 4.7). El control de seguimiento está basado en la técnica de auto-aprendizaje, la cual mide la duración del día mediante el voltaje de salida del panel auxiliar y calcula el tiempo entre desplazamientos para el día siguiente.

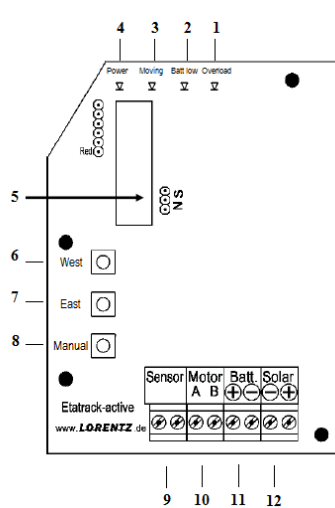


Figura 4.7 Sistema de control de seguimiento.

Esta tecnología sacrifica un poco exactitud en el seguimiento, pero tiene las ventajas de ser menos vulnerable a fallas (por no usar sensores ópticos externos), no realiza movimientos excesivos o en falso, tiene menores costos de mantenimiento y gran confiabilidad.

4.1.1.3.1 Programación del control de seguimiento

Antes de iniciar la secuencia de programación, es necesario ajustar los interruptores de final de carrera activados por levas, ubicados en la parte baja del actuador lineal. Las levas se deben ajustar de tal manera, que desactiven el actuador antes de llegar al los topes mecánicos (este-oeste) para evitar daños a la estructura, al actuador y a la tarjeta de control. En la figura 4.8 se describe la tarjeta de control.



- 1 Led indicador de sobrecarga.
- 2 Led indicador de estado de batería.
- 3 Led indicador de movimiento. Parpadea cuando hay movimiento.
- 4 Led indicador manual (encendido) / automático (parpadeo lento).
- 5 Selector de hemisferio N/S, con puente.
- 6 Interruptor manual de movimiento, en modo manual (oeste).
- 7 Interruptor manual de movimiento, en modo manual (este).
- 8 Interruptor manual/automático.
- 9 Terminales para conexión del sensor Reed.
- 10 Terminales para conexión del actuador lineal.
- 11 Terminales para conexión de la batería.
- 12 Terminales para conexión del panel de control (80 Voc. Máx.)

Figura 4.8 Descripción de controles y conectores de la tarjeta de control.

Después de realizar todas las conexiones eléctricas (Fig. 4.9), asegurarse de que el puente se encuentre seleccionando el hemisferio norte y que los interruptores de final de carrera están bien ajustados. Se Inicia la secuencia de programación oprimiendo el botón *manual*, el seguidor debe moverse unos cuantos grados hacia el oeste, después se mueve hacia el este, hasta alcanzar el final de carrera y finalmente se mueve de nuevo hacia el oeste hasta quedar exactamente a la mitad del recorrido.

El resto del día termina su recorrido como si se tratara de un día promedio. Durante la noche y el día siguiente el controlador calcula el recorrido para el siguiente día.

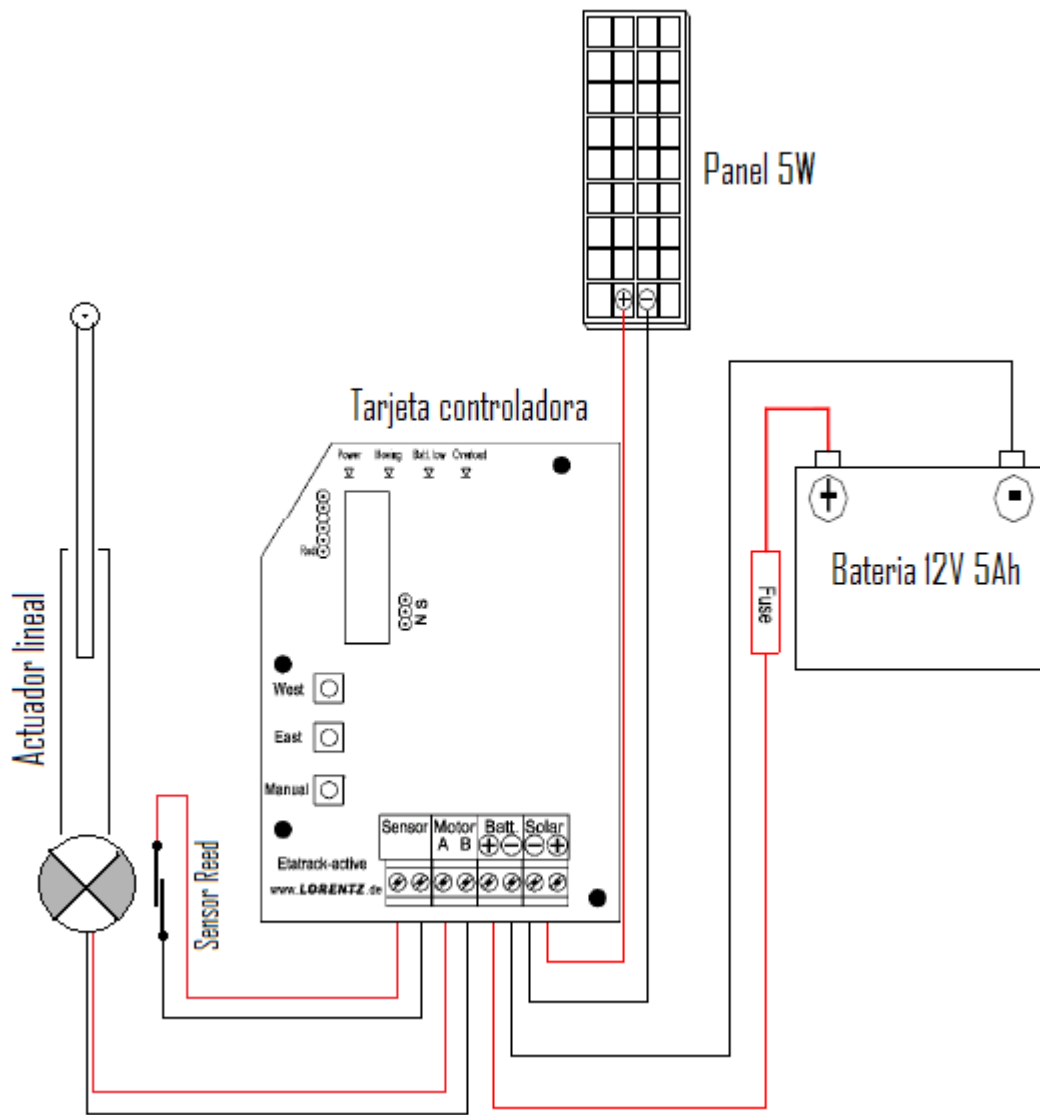


Figura 4.9 Conexiones eléctricas de la tarjeta de control de seguimiento.

4.1.2 Normas de instalaciones eléctricas

Las normas eléctricas responden a las necesidades que requieren la utilización de instalaciones eléctricas en distintos países o regiones. Principalmente por cuestiones de seguridad personal y por aspectos básicos como: seguridad del equipo, normalización de instalaciones, garantizar la funcionalidad y duración de los componentes y equipos. Todas las instalaciones eléctricas del proyecto fueron desarrolladas con apego a la

Norma Oficial Mexicana versión 2005 (NOM 2005) y al *The National Electrical Code* (NEC) como complemento.

4.1.3 Conexiones y cálculos de cableado

En la figura 4.10, se muestra el diagrama eléctrico del arreglo fotovoltaico, el cual consta de 4 ramas con dos paneles en serie cada una, conectadas en paralelo en barras concentradoras o buses de corriente directa, formando un arreglo $2s \times 4p$ (2 serie por 4 en paralelo) también se pueden observar: cuatro diodos de antirretorno, cuatro interruptores termomagnéticos y un diodo de protección contra retorno inductivo. El arreglo tiene un voltaje y corriente nominales de $V_m = 34.8V$ y $I_m = 34.8V$, con una potencia eléctrica pico de $1002 W_p$.

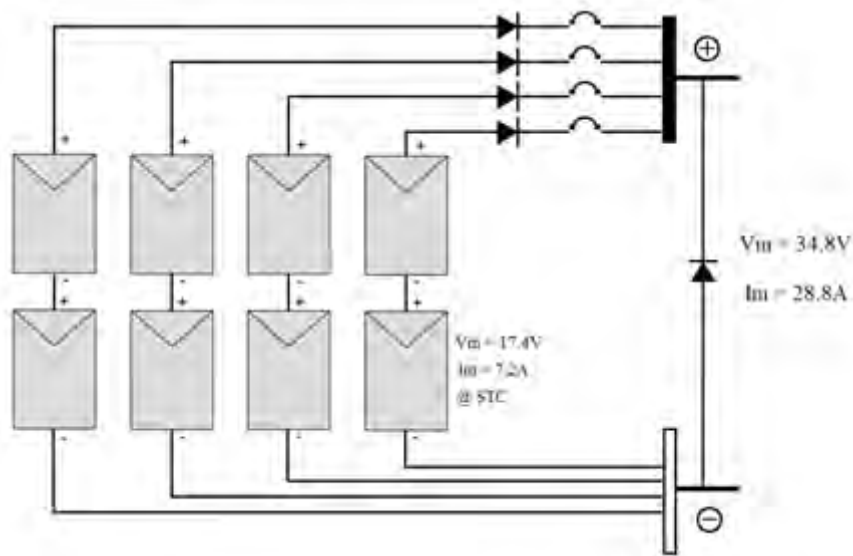


Figura 4.10 Diagrama eléctrico de conexiones del arreglo fotovoltaico montado sobre la estructura del seguidor solar.

En los sistemas FV se requiere una caída de voltaje total menor al 5% y una caída individual menor al 3% en cada rama y en el circuito principal [19].

Considerando una distancia de 5 m de cada subarreglo hasta las barras concentradoras, un voltaje nominal 30 V (considerando un 15% de caída por efecto de

la temperatura) y una pérdida requerida por norma menor al 3%, determinamos la caída de voltaje máxima permitida.

$$\Delta V = 30V(0.03) = 0.9V \quad (4.2)$$

La ecuación 4.3 expresa el valor resistivo necesario en Ω/m .

$$\Omega/m = \frac{\Delta V}{I_{cc} \times L} \quad (4.3)$$

Donde:

ΔV = Pérdida o caída de voltaje requerida (V).

I_{cc} = Corriente de cortocircuito (A).

L = Longitud total del cable (m).

Al multiplicar la y dividir entre 1000, ($k = 1000$) a la ecuación 4.3, obtenemos el valor resistivo en Ω/km .

$$\begin{aligned} \Omega/km &\leq \frac{\Delta V}{I_{cc} \times L} \cdot \left[\frac{1000}{k} \right] \\ \Omega/km &\leq \frac{\Delta V \times 1000}{I_{cc} \times k \cdot L} \end{aligned} \quad (4.4)$$

Al aplicar la ecuación 4.4, podemos determinar el calibre del cable en unidades AWG[†] en base a su valor resistivo en Ω/km . Para el caso de una rama tenemos:

$$\Omega/km \leq \frac{0.9V \times 1000}{8A \times k \cdot (10m)} = 11.25 \Omega/km \quad (4.5)$$

Elegimos un cable 12 AWG, el cual posee una resistencia de $5.3140 \Omega/km$ que provoca una caída de 0.43V que equivale al 1.42%, de pérdidas de energía y tiene una ampacidad de 22 A, valor muy superior a 8 A, que es la corriente máxima por rama. Por la general se recomienda un sobredimensionado mínimo del 1.25% en el valor de ampacidad del cable, por efecto de la temperatura.

†.- American Wire Gauge.

4.1.4 Sistema de tierra física y canalizaciones

Según la norma oficial mexicana, todos los conductores expuestos a la intemperie deben ser canalizados. En la figura 4.11, se muestran las canalizaciones. Puede apreciarse la canalización entre paneles con tubería flexible *liquidtite*, las canalizaciones entre el sistema de acondicionamiento de energía y el gabinete metálico y la canalización hacia la tubería subterránea que comunica con los registros del edificio “E”, también se observan las canalizaciones que llegan de los paneles hacia el gabinete.



Figura 4.11 Canalizaciones.

Las canalizaciones se encargan de evitar la exposición de los conductores a los usuarios y a la intemperie.

En la figura 4.12 se muestran las conexiones del sistema de tierra a todas las estructuras metálicas, la barra de tierra y un electrodo de carbón.



Figura 4.12 Sistema de tierra física.

El sistema de tierra, pone a potencial de tierra física a todas las estructuras metálicas del sistema para proteger al usuario de una descarga eléctrica por potencial de contacto y sirve como camino baja impedancia de las descargas eléctricas.

4.1.5 Instalación de los sistemas de protección

Para un desempeño confiable, seguro, libre de fallas y reproducible. Se debe instalar un sistema de protecciones apegado a las normas eléctricas.

El sistema de protecciones eléctricas para el sistema fotovoltaico se encarga de proporcionar una operación segura para el personal y el equipo. De manera general, debe proporcionar protección contra descargas eléctricas a los usuarios y protección contra sobrecorrientes, cortocircuitos y sobrevoltajes al sistema eléctrico. Consta de los siguientes componentes: gabinete de conexiones, diodos antirretorno, diodo de protección contra retorno inductivo, interruptores termomagnéticos, varistor de óxido metálico, sistema de tierra física y canalizaciones (Fig. 4.13).



Figura 4.13 Sistema de protecciones eléctricas para el sistema fotovoltaico.

Gabinete de conexiones.- Es la caja donde se alojan todos los componentes de protección y las terminales de conexión, consta de la caja metálica, placa de montaje y puerta de acceso. Debido a que el gabinete se instaló en la base del seguidor, éste debe ser para uso a la intemperie.

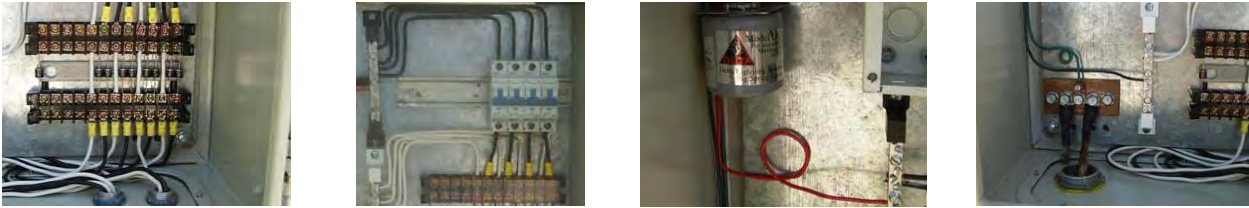


Figura 4.14 Diodos, protecciones de corriente, protección de voltaje y barra de tierra.

Diodos antirretorno.- Son dispositivos rectificadores de corriente eléctrica que se colocan a la salida de cada subarreglo fotovoltaico para evitar la circulación de corriente proveniente del banco de baterías u otros subarreglos a través de él.

Diodo de protección contra retorno inductivo.- Está conectado en paralelo y en polarización inversa a la salida del arreglo FV y se encarga de evitar la aparición de transitorios de voltaje provocados por la desconexión de cargas con componentes reactivas inductivas.

Interruptores termomagnéticos.- Están conectados en serie con cada subarreglo y tienen 2 funciones; como interruptores de desconexión manual para servicio de mantenimiento y como interruptores de desconexión automática en caso se sobrecarga (interruptor térmico) o cortocircuito (interruptor magnético). Por norma debe sobredimensionarse 1.25 veces por encima de la I_{CC} debido a la temperatura y otras 1.25 veces por efecto de la irradiancia reflejada. Por lo cual, es recomendable sobredimensionarlos por un factor de 1.5 veces.

Varistor de óxido metálico.- Tiene 3 terminales, positivo, negativo y tierra. En caso de ocurrir un transitorio por inducción electromagnética provocado por una descarga atmosférica, provee un camino de baja impedancia entre sus terminales evitando transitorios de voltaje.

4.2 Producción de energía eléctrica con energía solar

4.2.1 Método experimental de validación

Se realizó la caracterización de la producción de energía eléctrica del sistema fotovoltaico con y sin seguimiento solar, mediante un inversor (con seguimiento del punto de máxima potencia) interconectado a la red eléctrica (Fig. 4.15).



Características:
Marca: ADVANCED ENERGY INC.
Modelo: GC1000-SA
Vin min.: 47.5Vcd
Vin máx.: 92Vcd
Salida nominal: 120Vca @ 60Hz
Ica máx.: 8.0A
Eficiencia (η): 92%

Figura 4.15 Inversor interconectado a red.

La adquisición y análisis de datos se realizó con un sistema de adquisición Campbell Scientific CR10 (Fig. 4.16), un analizador de redes eléctricas Fluke 434 (Fig. 4.17) y el software OriginPro 8.



Figura 4.16 Sistema de adquisición de datos.



Figura 4.17 Analizador de redes eléctricas.

Para determinar la producción diaria de energía del arreglo solar FV, es necesario conectar a éste una carga que sea capaz de ajustar su impedancia continuamente para

obtener en todo momento la combinación V-I que de la máxima potencia, para ello se usó un inversor interconectado a red como carga.

Mediante el sistema de adquisición de datos CR10, se adquirieron datos cada 2 minutos de las variables de interés (Fig. 4.18).

	A(X)	B(Y)	C(Y)	D(Y)	E(Y)	F(Y)	G(Y)	H(Y)	I(Y)	J(Y)
348	155.48194	155	11:34	33.61	927	52.15	13.76	29.2	60.45	717.584
349	155.48333	155	11:36	33.71	932	51.93	13.84	29.61	60.6	718.7112
350	155.48472	155	11:38	33.8	936	51.91	13.92	27.74	59.2	722.5872
351	155.48611	155	11:40	33.89	925	52.07	13.72	28.16	59.34	714.4004
352	155.4875	155	11:42	33.98	930	51.85	13.81	28.68	59.63	716.0485
353	155.48889	155	11:44	34.07	939	51.85	13.95	28.35	59.91	723.3075
354	155.49028	155	11:46	34.15	940	52.14	13.93	29.01	60.25	726.3102
355	155.49167	155	11:48	34.25	942	51.9	13.96	29.76	60.19	724.524
356	155.49306	155	11:50	34.34	946	52.18	13.98	29.66	60.44	729.4764
357	155.49444	155	11:52	34.43	944	52.36	14.02	29.42	60.04	734.0872
358	155.49583	155	11:54	34.52	950	52.34	14.1	29.61	60.58	737.994
359	155.49722	155	11:56	34.61	959	52.12	14.23	30.68	61.46	741.6676
360	155.49861	155	11:58	34.7	955	52.1	14.18	29	60.24	738.778
361	155.5	155	12:00	34.78	947	52.4	14.05	30.04	60.07	736.22
362	155.50139	155	12:02	34.87	951	52.34	14.12	29.27	59.99	739.0408
363	155.50278	155	12:04	34.95	955	52.24	14.18	29.61	60.17	740.7632
364	155.50417	155	12:06	35.03	948	52.24	14.05	29.87	60.53	733.972
365	155.50556	155	12:08	35.12	955	51.88	14.11	30.49	61.84	732.0268
366	155.50694	155	12:10	35.19	958	52.56	14.15	29.98	61.58	743.724
367	155.50833	155	12:12	35.28	962	52.16	14.23	29.62	61.21	742.2368
368	155.50972	155	12:14	35.36	969	52.45	14.36	30.07	61.69	753.182
369	155.51111	155	12:16	35.43	979	52.29	14.54	30.47	62.04	760.2966
370	155.5125	155	12:18	35.5	969	52.07	14.38	28.75	62.34	748.7666
371	155.51389	155	12:20	35.58	970	52.32	14.35	29.24	62.47	750.792
372	155.51528	155	12:22	35.66	964	52.41	14.23	30.25	62.09	745.7943
373	155.51667	155	12:24	35.73	965	52.23	14.26	29.51	61.01	744.7998
374	155.51806	155	12:26	35.81	959	52.24	14.18	30.62	61.64	740.7632

Figura 4.18 Tabla de datos en OriginPro 8.

En la columna:

$A(X)$, se registra el tiempo en días en fracciones de $1/720$, (cada 2 min.).

$E(Y)$, se registra la irradiancia inclinada a 19° en W/m^2 .

$F(Y)$, se registra el voltaje a la entrada del inversor (V_{cd}).

$G(Y)$, se registra la corriente de entrada (A_{cd}).

$H(Y)$, se registra la temperatura ambiente ($^\circ C$).

$I(Y)$, se registra la temperatura posterior del modulo fotovoltaico ($^\circ C$).

$J(Y)$, se registra la potencia de entrada al inversor (W).

El día 155, corresponde al jueves 04 de junio del 2009.

En la figura 4.19, tenemos la gráfica de la irradiancia inclinada 19° con respecto al tiempo en días.

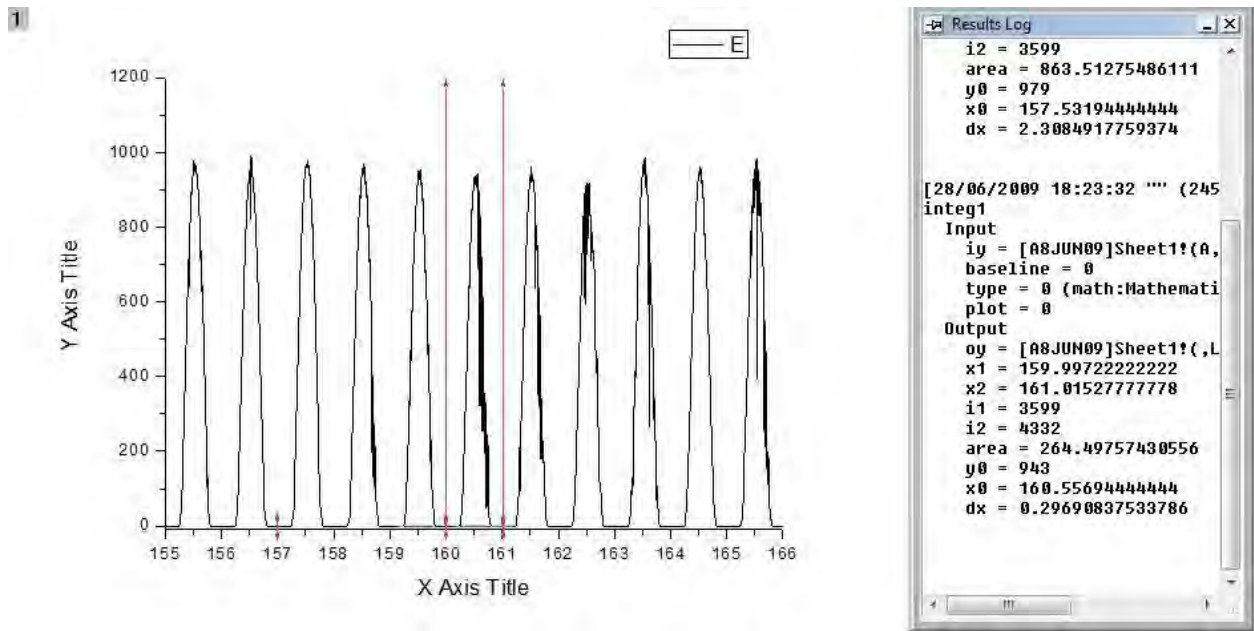


Figura 4.19 Gráfica de la irradiancia inclinada con respecto al tiempo en OriginPro 8.

El día 160 corresponde al día martes 09 de junio del 2009, si deseamos conocer cual el recurso solar para ese día, calculamos el área bajo la curva de irradiancia de ese día, la cual resulta de $264.49 \text{ W} \cdot \text{dia}/\text{m}^2$, que equivale a:

$$264.49 \frac{\text{W} \cdot \text{dia}}{\text{m}^2} \cdot \left(\frac{24\text{h}}{\text{dia}} \right) \cdot \left(\frac{1\text{kW}}{1000\text{W}} \right) = 6.347 \text{ kWh}/\text{m}^2 \quad (4.6)$$

Con éste valor de recurso solar para éste día, es posible estimar la producción de energía de un arreglo fotovoltaico, multiplicando las horas pico (h_p) por la potencia pico del arreglo (kW_p), para 1kW_p , tenemos:

$$\text{Energía} = 1\text{kW}_p \cdot 6.347h_p = 6.347 \text{ kWh} \quad (4.7)$$

Cantidad de energía que podemos validar con la energía eléctrica medida por el analizador de redes eléctricas para ese mismo día. En la figura 4.20, se muestra la gráfica de la potencia de c.a. inyectada a la red eléctrica sin seguimiento solar con respecto al tiempo y la cantidad de energía inyectada.

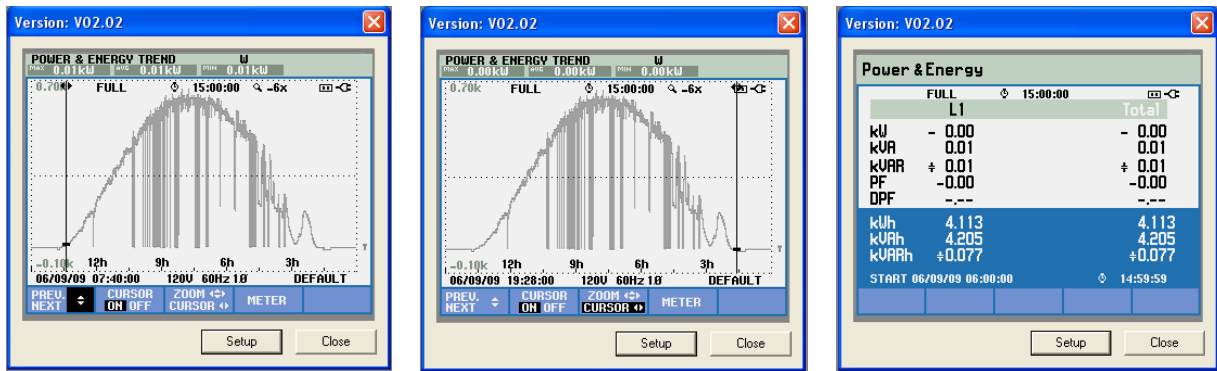


Figura 4.20 Mediciones de la potencia y energía de c.a. Inyectada a la red sin seguimiento solar el día martes 09 de junio del 2009.

De acuerdo con la figura 4.20 la energía inyectada fue de 4.113 kWh , que en teoría debería ser de 6.347 kWh , lo cual arroja una pérdida del 35.2%.

Semejantes pérdidas se atribuyen principalmente y en orden de importancia al coeficiente de temperatura, la eficiencia del inversor y las pérdidas en los conductores. Pérdidas por temperatura.- Con un coeficiente de temperatura de $-2.3\text{ mV}/^\circ\text{C}$, un voltaje en el punto de máxima potencia de $4 \times 17.4\text{ V} = 69.6\text{ V}^\dagger$, $4 \times 36\text{ celdas} = 144\text{ celdas}$ y un $\Delta T = 60^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 35^\circ\text{C}$, aplicando la ecuación 4.8, tenemos:

$$\text{Pérdida de voltaje por temperatura} = \left(\frac{-2.3\text{ mV}}{^\circ\text{C}} \right) \cdot (35^\circ\text{C}) \cdot (144) = -11.59\text{ V} \quad (4.8)$$

-11.59 V equivalen a una pérdida de energía por temperatura del 16.7%.

Pérdidas por conversión ó eficiencia del inversor = 10%.

Pérdidas en los conductores = 3%.

†.- Para realizar éstas mediciones, fue necesario reconfigurar provisionalmente el arreglo fotovoltaico original de 24 V (2s x 4p) a 48V (4s x 2p), para las especificaciones del inversor interconectado a red. Una vez realizadas las pruebas el arreglo se dejó en su configuración original.

4.2.1.1 Producción con seguimiento solar

En la figura 4.21 tenemos la gráfica de la irradiancia inclinada 19° con respecto al tiempo en días.

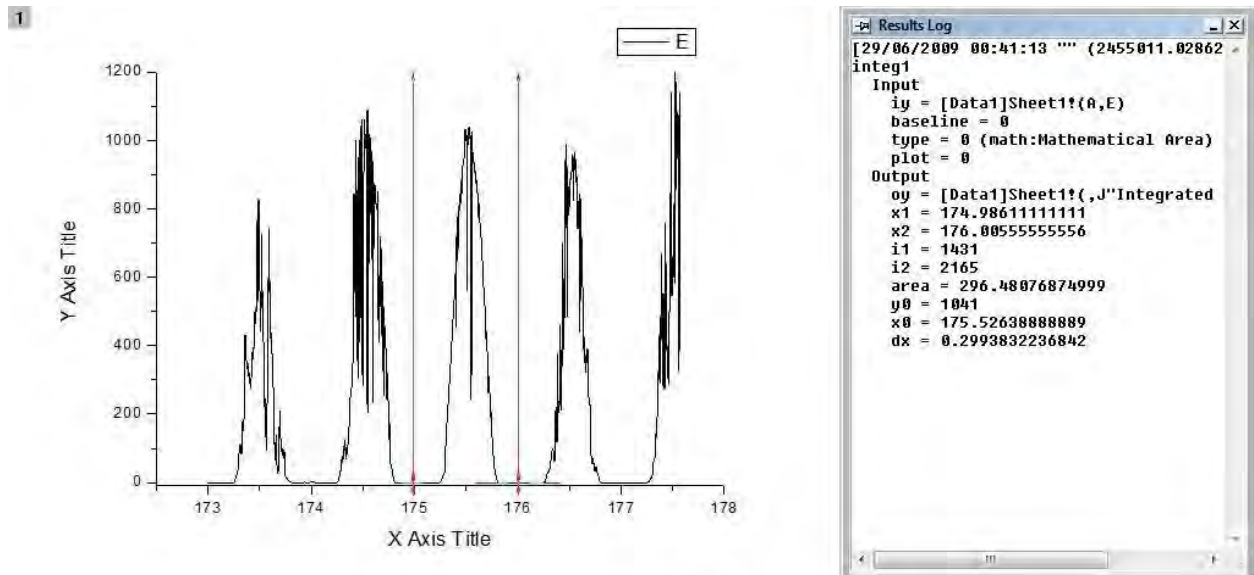


Figura 4.21 Gráfica de la irradiancia inclinada con respecto al tiempo en OriginPro 8.

El día 175 corresponde al día miércoles 24 de junio del 2009, si deseamos conocer cual el recurso solar para ese día, calculamos el área bajo la curva de irradiancia de ese día, la cual resulta de $296.48 W \cdot dia/m^2$, que equivale a:

$$296.48 \frac{W \cdot dia}{m^2} \cdot \left(\frac{24h}{dia} \right) \cdot \left(\frac{1kW}{1000W} \right) = 7.115 kWh/m^2 \quad (4.9)$$

Con éste valor de recurso solar para éste día, es posible estimar la producción de energía de un arreglo fotovoltaico, multiplicando las horas pico (h_p) por la potencia pico del arreglo (kW_p), para $1kW_p$, tenemos:

$$Energía = 1kW_p \cdot 7.115h_p = 7.115kWh \quad (4.10)$$

Cantidad de energía que podemos validar con la energía eléctrica medida por el analizador de redes eléctricas para ese mismo día. En la figura 4.22, se muestra la gráfica de la potencia de c.a. inyectada a la red eléctrica con respecto al tiempo, con seguimiento solar y la cantidad de energía inyectada.

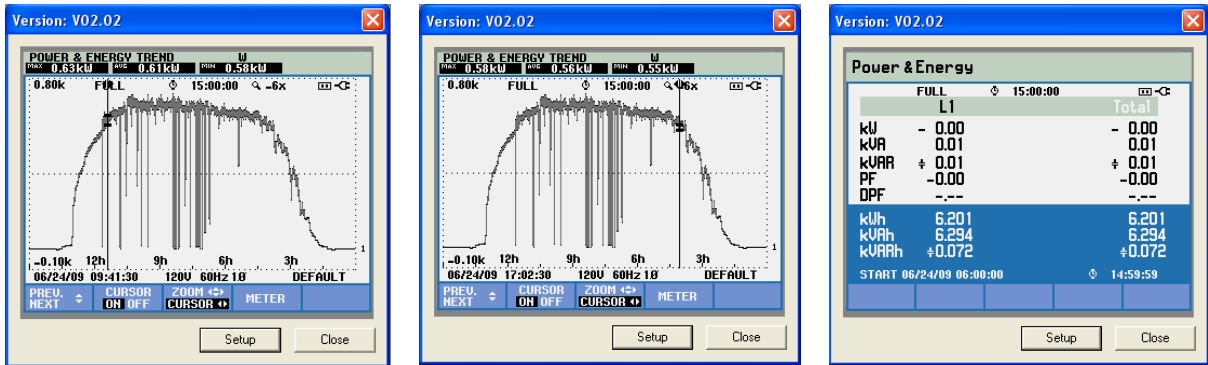


Figura 4.22 Mediciones de la potencia y energía de c.a. inyectada a la red con seguimiento solar el día miércoles 24 de junio del 2009.

De acuerdo con las gráficas y mediciones de la figura 4.22, la energía inyectada fue de 6.201 kWh , que en teoría debería ser de 7.115 kWh , lo cual arroja una pérdida del 12.9%. Estableciendo un incremento de captación de energía con respecto al sistema sin seguimiento de $32.2\% - 12.9\% = 19.3\%$.

Es importante señalar que el sistema con seguimiento y sin seguimiento, esté sujeto a las mismas pérdidas por calor, eficiencia del inversor y pérdidas en los conductores. Al comparar la forma de las gráficas de las figuras 4.20 y 4.22, se observa que la parte superior de la gráfica 4.22 es más plana que la gráfica 4.20 y se mantiene cerca del valor de la potencia máxima por más tiempo, debido a que los paneles FV, permanecen perpendiculares a la radiación solar. La atenuación en los extremos de la gráfica 4.20 se debe principalmente, al incremento de la masa de aire que debe atravesar la radiación solar.

4.2.2 Eficiencia del sistema fotovoltaico

La eficiencia de un panel o de un arreglo fotovoltaico (η_{FV}) en condiciones estándar está definida por la ecuación 4.11.

$$\eta_{FV} = \frac{W_p/m^2}{1000W/m^2} \quad (4.11)$$

Para el caso de un panel, con una potencia pico de $125W_p$, un área de $1m^2$ y en condiciones estándar ($1000W/m^2$, $25^\circ C$ y $A.M. = 1.5$), tenemos una eficiencia de:

$$\eta_{FV} = \frac{125W_p/m^2}{1000W/m^2} = 0.0125 \Rightarrow 12.5\%$$

En la figura 4.18 de la sección 4.2.1 (renglón 361, columna J(Y)), se aprecia un valor de irradiancia $947W/m^2$ y una potencia eléctrica de salida del arreglo fotovoltaico (ó de entrada al inversor conectado a red) de $736.22 W$ (al medio día) para un área total del arreglo de $8m^2$, bajo éstas condiciones tenemos una eficiencia de:

$$\eta_{FV} = \frac{736W_p/8m^2}{947W/m^2} = 0.097 \Rightarrow 9.7\% \quad (4.12)$$

Como la temperatura de los paneles es de $60^\circ C$, tenemos una disminución en la eficiencia debida a pérdidas por factor de temperatura.

4.3 Caracterización del sistema de almacenamiento

4.3.1 Características del tanque de hidruro metálico

Para la parte de almacenamiento de hidrógeno, se dispone de dos tanques de hidruro metálico mod. CL-840A (Fig. 4.23) con capacidad de almacenamiento de 840 L estándar @ 400 psi.



Figura 4.23 Tanque de hidruro metálico CL-840A.

Las letras CL indican que se trata de un tanque de aluminio, el número 840 indica que el tanque tiene la capacidad de almacenar una cantidad equivalente de hidrógeno de 840 litros estándar (SL, 0°C y 1 atm) y la letra A, indica el valor de la presión nominal manométrica de salida cuando ha sido usada la mitad del hidrógeno (30 *psig* ó 0.21 MPag).

Según información proporcionada por el fabricante, el volumen interno del tanque es de 2.8 litros, el polvo metálico está compuesto por una aleación Fe-Ti de partículas cuyo tamaño de grano es de 10 μm . El peso del polvo es de 5.1kg antes de absorber el hidrógeno y de 5.2kg después de absorber el hidrógeno. El volumen del polvo es de 1.5L antes de absorber el hidrógeno y de 1.7L después de absorber el hidrógeno.

4.3.2 Cálculo de la capacidad de almacenamiento de hidrógeno

En la sección 1.2.2 se determinó que $1m^3$ de H_2 a TPE pesa $89.94g \approx 90g$. Por proporción directa, podemos estimar la capacidad nominal de almacenamiento de hidrógeno en masa.

$$1.000m^3(H_2) \rightarrow 90.0g(H_2)$$

$$0.840m^3(H_2) \rightarrow 75.6g(H_2)$$

En la sección 1.2.3.2 se determinó que $1kg$ de H_2 , Tiene una capacidad de almacenamiento de energía de $33kWh$. Considerando una capacidad de almacenamiento nominal del tanque de $75.6g$ de H_2 , por proporción directa podemos estimar la capacidad nominal de almacenamiento de energía.

$$1.0000kg(H_2) \rightarrow 33.0kWh$$

$$0.0756kg(H_2) \rightarrow 2.5kWh$$

Resumimos que cada tanque de hidruro metálico CL-840A, es capaz de almacenar $75.6g$ de hidrógeno (@ 400 psi) que equivalen a una energía química de $2.5kWh$.

4.3.3 Método experimental de validación de la capacidad

En una prueba preeliminar se intentó validar la capacidad de almacenamiento de masa de H_2 del tanque de hidruro metálico CL-840A, calculada a partir de la capacidad expresada en volumen estándar, pero debido a la baja resolución de la báscula disponible ($20g$) no fue posible (Fig. 4.24). Por lo cual se solicitó una báscula de $0.1g$ de resolución y $35kg$ de capacidad para obtener la curva de carga del tanque de hidruro con respecto a la presión y duración de llenado.



Figura 4.24 Medición del incremento de masa del tanque de hidruro con una báscula de 20 g de resolución.

Para cuantificar el comportamiento del llenado de los tanques de hidruro metálico, es necesario disponer de una báscula adecuada con capacidad del orden de las decenas de kg y una resolución de por lo menos $1g$. Por lo que se utilizó una báscula OHAUS Ranger RD35LM. Ésta es una báscula industrial de alta resolución $0.1g$ y $35kg$ de capacidad (Fig. 4.25). Es capaz de medir pequeños incrementos de masa en los tanques de hidruro metálico. Se realizaron pruebas de llenado de los tanques de hidrógeno para observar el llenado (kg vs presión), obtener curvas, estimar los tiempos de llenado y poder extrapolar los valores de llenado a presiones superiores a 200 psi debido a que la presión máxima de salida del sistema de electrólisis es 200 psi .



Figura 4.25 Medición del incremento de masa del tanque de hidruro con la báscula RD35LM.

En la tabla 4.1, se muestran los datos de llenado del tanque de hidruro metálico mod. CL-840A.

Tabla 4.1 Registro del incremento de masa en función de la presión de entrada en intervalos de 10 psi con 1 hora de reposo (absorción).			
PRESION (PSI)	PESO (Kg.)	PRESION (PSI)	PESO (Kg.)
10	6.8479	110	6.8596
20	6.8481	120	6.8594
30	6.8482	130	6.8615
40	6.8490	140	6.8651
50	6.8502	150	6.8729
60	6.8510	160	6.8762
70	6.8520	170	6.8832
80	6.8531	180	6.8885
90	6.8558	190	6.8940
100	6.8577	200	6.8953

En la figura 4.26 se grafican los valores de la tabla 4.1, al observar la curva, puede apreciarse que el comportamiento no es lineal y puede ser atribuible a que el polvo de hidruro metálico absorbe mayor cantidad de hidrógeno a mayores presiones, sin embargo no puede decirse que la tendencia es exponencial ya que si extrapoláramos a 400 psi, el valor de masa estimado sería muy superior a los 75 g que es capaz de almacenar el tanque. Para que esto se cumpliera, la curva de llenado tendría que ser similar a una sigmoide. En la parte superior de curva, se observa una pequeña caída que refuerza esta suposición.

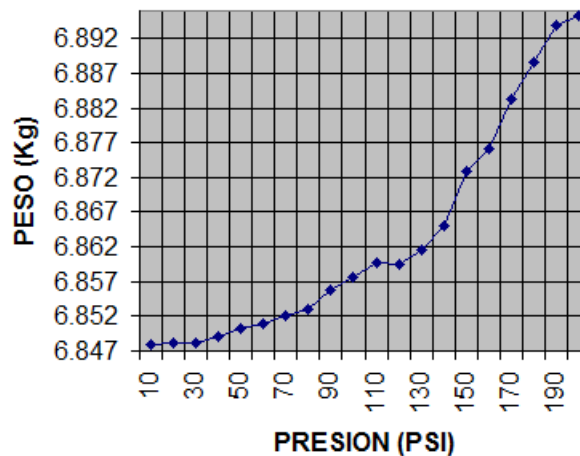


Figura 4.26 Curva de llenado del tanque de hidruro metálico con tiempo de absorción de 1 hora.

De la tabla 4.1 y la figura 4.26, podemos encontrar el incremento de masa (Δkg).

$$\Delta kg = 6.8953 kg - 6.8479 kg = 0.0474 kg \Rightarrow 47.4 g \quad (4.13)$$

Por lo que la capacidad práctica de almacenamiento de H_2 a 200 *psi* es de 47.4 g y la capacidad de almacenamiento de energía es:

$$1.0000 kg(H_2) \rightarrow 33.00 kWh$$

$$0.0474 kg(H_2) \rightarrow 1.56 kWh$$

En sistemas donde se requiere almacenar grandes cantidades de energía, el almacenamiento en tanques de hidruros metálicos tiene ventajas considerables en cuestiones de peso, espacio y generación de contaminantes. Por ejemplo, puede argumentarse que emplear almacenamiento de energía con tecnología del hidrógeno en sistemas autónomos, es poco recomendable debido a la baja eficiencia del proceso reversible (menor que 0.5, producto de la eficiencia de electrólisis y de la celda de combustible). Pero tiene una gran ventaja, en aplicaciones de almacenamiento de energía mayores de 24 kWh, un banco de baterías convencionales de plomo-ácido con la misma autonomía y una profundidad de descarga del 50%, pesa alrededor de 1500 kg, ocupa mucho espacio, sólo tiene 3 años de vida y es potencialmente peligroso si no se recicla adecuadamente. Por otra parte, un banco de tanques de hidruro metálico de 135 kg (de los cuales solo 1.4 kg son de H_2) que alimenta de hidrógeno a una celda de combustible con una eficiencia de 0.5, sería capaz de entregar la misma cantidad de energía. Es aquí donde surge el interés en el estudio de las propiedades del hidrógeno para almacenar grandes cantidades de energía.

4.4 Caracterización del sistema de electrólisis

4.4.1 Características del electrolizador

El sistema de electrólisis está formado por dos electrolizadores HOGEN[®] GC 600. Cada uno con las siguientes características y especificaciones técnicas (Tab. 4.2).



- Sistema de electrólisis tipo PEM.
- Sistema purificador de paladio.
- Alimentación: 100 - 240 Vca @ 47 - 63Hz.
- Calidad de agua desionizada: >1MΩ - cm.
- Producción de Hidrógeno: 600 cm³ /min.
- Presión: 13.8 bar (200 psi).

Figura 4.27 Electrolizador HOGEN[®] GC 600.

Tabla 4.2 Especificaciones técnicas del electrolizador.	
Producción máxima de hidrógeno	600 cc/min
Presión de salida, barg (psig)	3 – 13.8 barg (45 – 200 psig) @ ±5% a máxima salida
Análisis del producto	<1 ppm de oxígeno, <10 ppm de vapor de agua, <1ppd de hidrocarburos y halocarburos
Pureza de agua requerida	Agua desionizada, >1 megaohm-cm o mayor
Capacidad el depósito de agua	1.9 L
Consumo de agua	0.6 cc/min máximo, equivalente a 0.9 L/día
Consumo de potencia	<1200W
Alimentación eléctrica	100 – 240 Vca, 6 A, 47 – 63 Hz
Peso	23 kg
Temperatura de operación	10 – 35° C
Humedad relativa	80% máx.
Ventilación recomendada	0.6 m ³ /min
Categoría de sobrevoltaje	(II)
Control	Ajuste de salida de presión, conector de alarma remota, teclado de ajuste de parámetros
Pantalla	Presión, encendido, generación, testigo de deposito, estatus.
Voltaje de stack máximo	10 Vcd
Protecciones	Baja calidad de agua, bajo nivel de agua, voltaje del stack, temperatura del purificador, falla de ventilación interna
Alarmas	Notificación de llenado, detector de fuga interna y externa por medio del tiempo para llegar al Set Point

Como puede observarse en la tabla 4.2, la alimentación eléctrica del electrolizador es en formato estandarizado de corriente alterna, con esto se evitan los principales problemas de electrólisis a partir de fuentes renovables de energía tales como: el seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) y el acoplamiento de impedancias. Además es posible incorporar dentro del electrolizador sistemas de purificación, compresión control y seguridad.

Las desventajas de usar electrolizadores de corriente alterna son: baja eficiencia en comparación con los electrolizadores de corriente directa, debido a los consumos de energía adicionales de los sistemas integrados de compresión, control, purificación y rectificación. Además de la necesidad de un sistema de acondicionamiento de energía (almacenamiento e inversión) para acoplar el formato de la energía eléctrica renovable a la entrada del electrolizador.

Es de vital importancia validar las especificaciones del fabricante, no por desconfiar de ellas, si no por que pueden ser incompletas, ambiguas y condicionadas, por ejemplo en la tabla 5.2 se especifica un voltaje de entrada de 100 – 240 Vca y un consumo de corriente de 6 A, ésta especificación es incompleta, pues no especifica si los 6 A los consume a 100 Vca o a 240 Vca, lo cual da un margen de incertidumbre del 140%, porque la potencia es directamente proporcional al voltaje. Es ambigua y condicionada pues la potencia consumida, depende del la producción de hidrógeno a la salida.

En la misma tabla 4.2, se especifica una producción de hidrógeno de 600 cc/min. Esta es una especificación incompleta y ambigua, pues no especifica la presión y la temperatura a las cuales produce este flujo volumétrico de hidrógeno y por lo tanto no es posible determinar el flujo másico.

Lo aconsejable en estos casos, es medir la potencia de entrada al electrolizador y el flujo másico de salida de hidrógeno, o medir el consumo de energía eléctrica necesario para producir cierta cantidad de hidrógeno en el mismo periodo de tiempo.

4.4.2 Método experimental para la medición de la eficiencia

Para determinar de manera experimental la eficiencia del electrolizador, se propone la siguiente metodología:

- 1.- Medición de la energía eléctrica consumida en kWh , en el llenado de un tanque de H_2 , mediante el registro de los niveles de potencia consumida durante el tiempo de llenado del tanque.
- 2.- Cálculo de la equivalencia en Joules (J) de la masa de H_2 almacenada en el tanque.
- 3.- Obtención de la eficiencia mediante el cociente de la energía de salida en forma de hidrógeno y la energía eléctrica de entrada consumida para producirlo.

El cálculo de la eficiencia del electrolizador (η_e), se realizó con el apoyo de las mediciones de consumo de energía con un analizador de redes Fluke 434 (Fig. 4.28) y de una báscula de 35 kg de capacidad y 0.1 g de resolución OHAUS Ranger RD35LM.



Funciones principales:

- Medición y Registro 3Φ de: V_{rms} , I_{rms} , kW, kVA, FP, kWh, kVAh y THD.
- Osciloscopio 3Φ de Voltaje y de Corriente alterna.
- Diagrama fasorial 3Φ .
- Analizador de espectro 3Φ .

Figura 4.28 Analizador de redes eléctricas FLUKE 434.

La eficiencia está dada por el cociente de la energía de salida (energía química) entre la energía de entrada (energía eléctrica).

$$\eta = \frac{\text{Energía de salida}}{\text{Energía de entrada}} = \frac{\text{Energía química del } H_2}{\text{Energía eléctrica suministrada}} \quad (4.14)$$

Para realizar la división, las unidades de energía deben ser las mismas. En la práctica usamos los Joules (J) y los kWh , la energía química contenida en el H_2 se debe calcular a partir de la masa de H_2 (Sec. 1.2.3.2). En la figura 4.29 se muestra el experimento para determinar la eficiencia del electrolizador.



Figura 4.29 Caracterización del consumo eléctrico del electrolizador para obtener su eficiencia práctica.

Se realizaron 3 estimaciones de la eficiencia con distintos periodos de tiempo de producción de hidrógeno. Aplicando un voltaje de 120 Vca @ 60Hz a la entrada del electrolizador. En las figuras 4.30, 4.31 y 4.32, se muestran las gráficas de consumo de potencia con respecto al tiempo y energía consumida para periodos de tiempo de 20.5 hrs, 11.75 hrs y 15 hrs respectivamente.

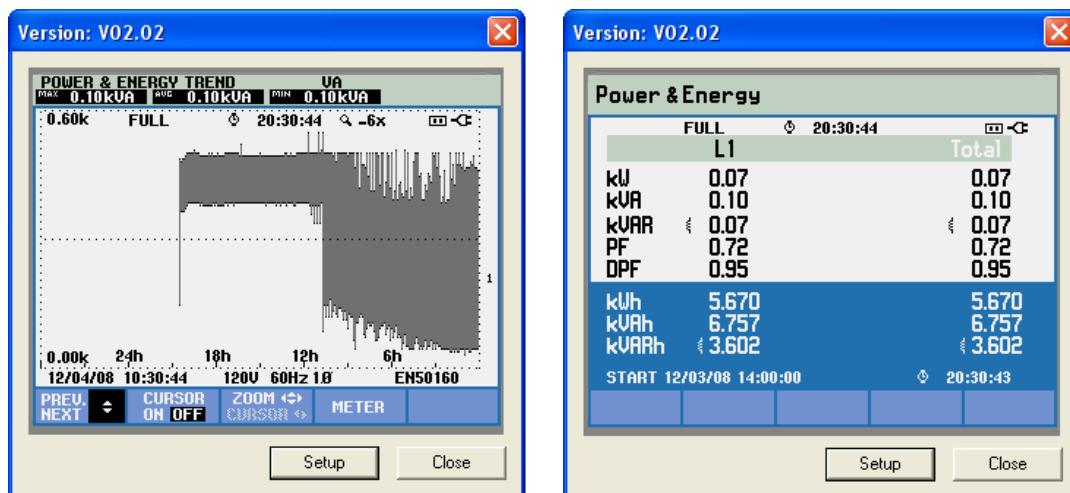


Figura 4.30 Consumo eléctrico del periodo 1 (20:30h).

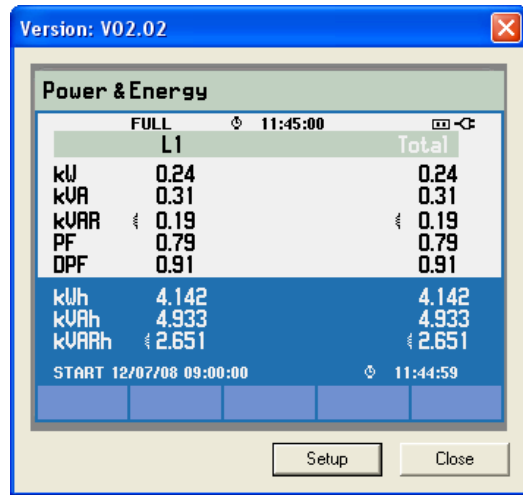
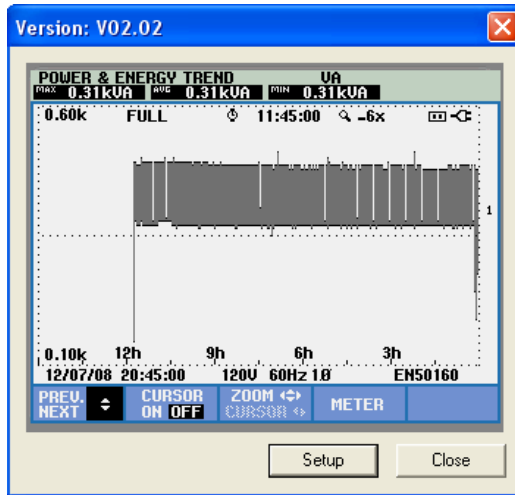


Figura 4.31 Consumo eléctrico del periodo 2 (11:45h).

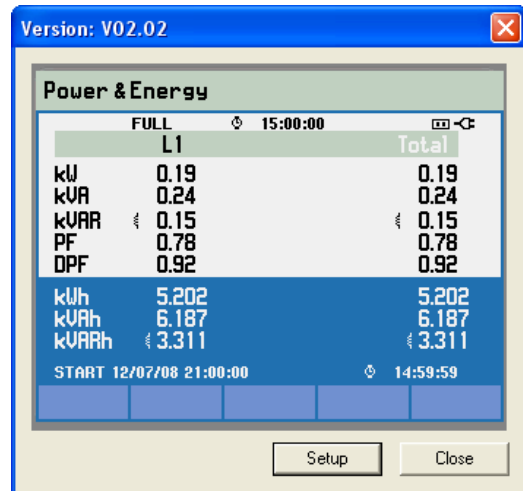
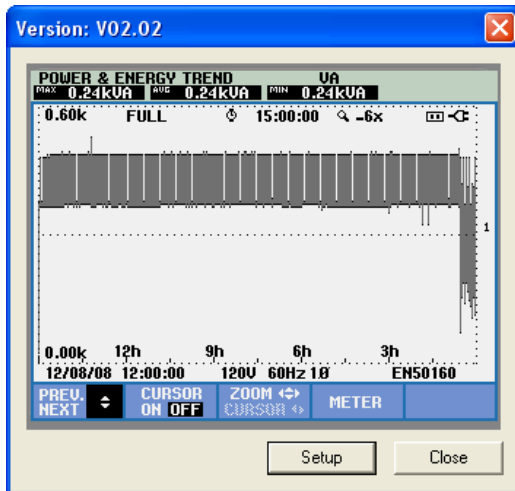


Figura 4.32 Consumo eléctrico del periodo 3 (15:00h).

Tabla 4.3 Mediciones para obtener la eficiencia del electrolizador.

T	Inicio del llenado	Fin del llenado	Tiempo	Energía Eléctrica	Peso Inicial	Peso final	Δ de masa	Energía Química
1	03/12/08 14:00h	04/12/08 10:30h	20:30h	5.67kWh	6.8603kg	6.9048kg	0.0445kg	1.47kWh
1	07/12/08 9:00h	07/12/08 20:45h	11:45h	4.14kWh	6.8420kg	6.8820kg	0.0400kg	1.32kWh
2	07/12/08 21:00h	08/12/08 12:00h	15:00h	5.20kWh	6.8426kg	6.8937kg	0.0511kg	1.67kWh

T=Tanque

En la tabla 4.3, se muestran los resultados de los 3 periodos de producción de hidrógeno con una entrada eléctrica al electrolizador de $120Vca @ 60Hz$. Para cada periodo de llenado, se especifica la energía eléctrica consumida, la producción de hidrógeno expresada en términos de incremento de masa (Δ de masa) y la cantidad de energía química contenida en la masa de hidrógeno producida. Aplicando la ecuación 4.14, podemos estimar la eficiencia para cada caso.

$$\eta_1 = \frac{1.47kWh}{5.67kWh} = 0.26 \quad (4.15)$$

$$\eta_2 = \frac{1.32kWh}{4.14kWh} = 0.32 \quad (4.16)$$

$$\eta_3 = \frac{1.67kWh}{5.20kWh} = 0.32 \quad (4.17)$$

De las 3 estimaciones de eficiencia del electrolizador, la eficiencia η_1 , fue la más baja, debido que el electrolizador siguió operando después de que el tanque ya se había llenado, las eficiencias η_2 y η_3 son más altas y similares entre sí, debido a que el electrolizador sólo operó hasta que el tanque se llenó. Aun así, la eficiencia de 0.32 es baja, debido a los consumos de energía que requieren los subsistemas de rectificación, control, compresión, bombeo y precalentado del electrolizador, estos consumos constituyen aproximadamente el 34% del consumo de energía de entrada. Si consideráramos como energía de entrada sólo la que consume el electrolizador, la eficiencia sería de 0.48.

$$\text{Energía consumida por el electrolizador} = 5.20kWh \cdot (0.66) = 3.432kWh$$

$$\eta_1 = \frac{1.67kWh}{3.432kWh} = 0.48 \quad (4.18)$$

4.5 Integración del sistema fotovoltaico, electrólisis y almacenamiento

4.5.1 Sistema de acondicionamiento de energía eléctrica

En la sección 4.4.1 se mencionaron las ventajas y desventajas del uso de electrolizadores de corriente directa y de corriente alterna estandarizada, en ambos casos, es necesario realizar un acoplamiento o acondicionamiento de energía entre la fuente y el electrolizador. Para sistemas de electrólisis de corriente directa, es necesario colocar un circuito de acoplamiento de impedancias con seguimiento del punto de máxima potencia. Para sistemas de electrólisis con entrada de energía eléctrica estandarizada (c.a.), es necesario emplear un sistema auxiliar de almacenamiento de energía (p.e. un banco de baterías) y un sistema de inversión de corriente.

Para acondicionar la salida de potencia eléctrica del sistema fotovoltaico con la alimentación del sistema de electrólisis, es necesario un control de carga y un banco de baterías diseñado para una autonomía de un día. Dado que el electrolizador no funciona de manera intermitente y no puede adaptar su impedancia de entrada al valor del punto de máxima potencia de salida del sistema fotovoltaico. También es necesario un inversor para convertir la corriente directa en corriente alterna.

Lo anterior hace más complejo el sistema, pero como se vio en la sección 4.4.2, esto se compensa con las ventajas que dan los sistemas de control, seguridad y compresión que ofrece el electrolizador cómo unidad funcional.

Dado que el electrolizador se alimenta con $120\text{ V @ }60\text{ Hz}$ y tiene un consumo que oscila entre 350 W y 450 W (de acuerdo con las mediciones realizadas con el analizador de redes conectado a la entrada del electrolizador), es necesario un banco de baterías como medio de almacenamiento de energía y promediación de la potencia eléctrica (Fig. 4.33) proveniente del arreglo fotovoltaico, evitando así los problemas de acoplamiento de impedancias que se darían debido a las continuas variaciones de irradiancia y las variaciones en la demanda de energía del electrolizador.

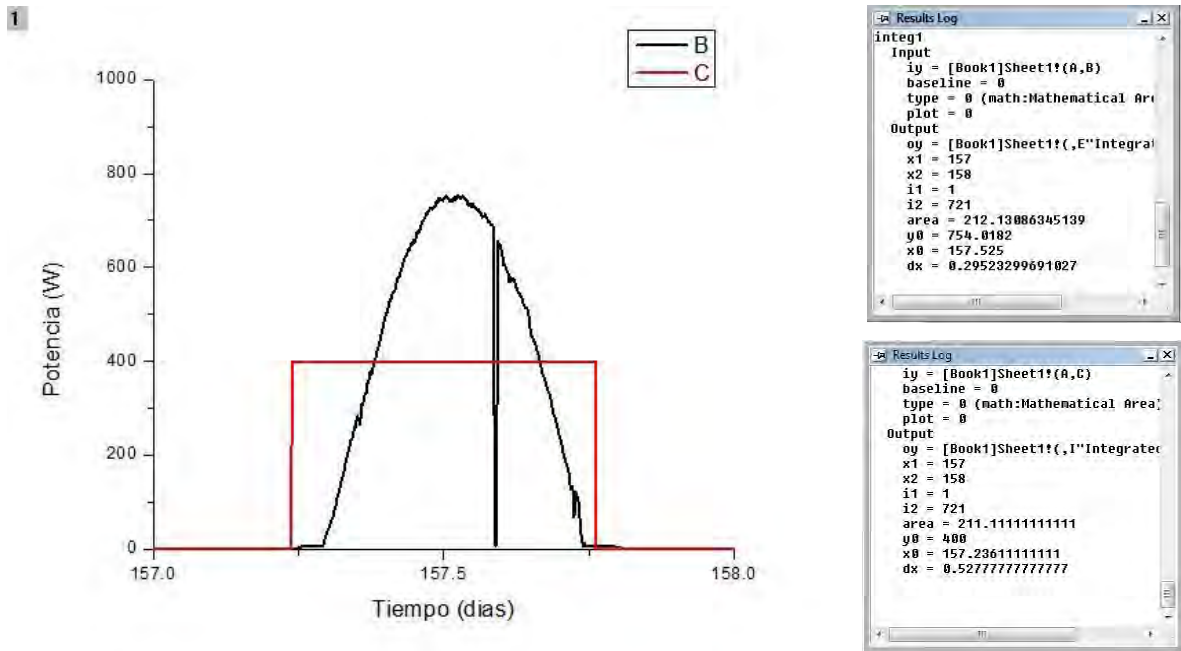


Figura 4.33 Equivalencia de áreas en distintas gráficas de potencia (promediación de potencia).

La gráfica B de la figura 4.33, corresponde a la potencia de salida típica con respecto al tiempo del arreglo fotovoltaico durante $24h$, puede apreciarse que ésta potencia, varía a lo largo del día en proporción a la irradiancia. Al tratar de alimentar una carga directamente del arreglo fotovoltaico sin baterías, debe considerarse que el consumo de la carga sea igual o menor que la producción fotovoltaica, si el requerimiento de potencia de la carga es menor que la potencia que es capaz de suministrar el arreglo fotovoltaico, se desaprovechará energía y se afectará negativamente la eficiencia. Por otra parte cuando la energía que requiere la carga es mayor que la que es capaz de suministrar el arreglo fotovoltaico, la carga dejará de funcionar o funcionará deficientemente.

La gráfica C, es una aproximación del patrón de consumo del electrolizador, éste requiere de un suministro de potencia de alrededor de $400W$ durante $12.5h$ ($5kWh$), para producir cierta cantidad de hidrógeno ($\approx 40g$) (Sec. 4.4.2).

Mediante el uso de un banco de baterías es posible promediar la potencia Integrándola con respecto al tiempo, en la gráfica B la energía es el área bajo la curva que es igual a $212.13W \cdot dia$ que a su vez corresponden a:

$$212.13W \cdot dia \cdot \left(\frac{24h}{dia} \right) \cdot \left(\frac{1kW}{1000W} \right) = 5.095kWh \quad (4.19)$$

Una vez en el banco de baterías, la energía almacenada puede disponerse en un patrón distinto al de la gráfica B, siempre que las áreas bajo la curvas de generación y consumo sean iguales, aunque las potencias de generación y de consumo sean distintas en diferentes instantes de tiempo. Proporcionando así, una gran flexibilidad en el acoplamiento de cargas.

4.5.1.1 Banco de baterías y control de carga

El dimensionado y configuración del banco de baterías se determina a partir del voltaje de operación del sistema, la autonomía necesaria del sistema y el estado de carga mínimo requerido o profundidad de descarga. Es importante mencionar que a diferencia del dimensionado convencional de los sistemas fotovoltaicos autónomos, que se realiza desde la carga hacia la fuente, éste dimensionado se realiza desde la fuente hacia la carga. Porque en este tipo de diseño se parte de la premisa de estimar que cantidad de hidrógeno se producirá con determinado recurso solar y arreglo fotovoltaico.

La capacidad de almacenamiento de carga (Ah) del banco de baterías esta dada por la ecuación 4.20.

$$Ah = \frac{N_d \cdot kWh}{D_{OD} \cdot V_s} \quad (4.20)$$

Donde:

Ah = Ampere-hora de corriente directa.

N_d = Días de autonomía.

kWh = kilo · Watt · hora.

D_{OD} = Profundidad de descarga.

V_s = Voltaje del sistema.

Teniendo en cuenta que se requiere un almacenamiento de energía en baterías de $6.2kWh$ (éste es el valor de energía diaria que genera el sistema fotovoltaico con seguimiento, sección 4.2.1.1), con un voltaje del sistema de $V_s = 24Vcd$, una autonomía de 1 día y una profundidad de descarga $D_{OD} = 0.5$, necesitamos una capacidad de:

$$A_{cd}h = \frac{(1) \cdot (6.2kWh)}{(0.5) \cdot (24V)} = 516.67 Ah \quad (4.21)$$

Para lo cual se determina un arreglo 4s x 2p (Fig. 4.34) de baterías de plomo-ácido de $6V$ y $225 Ah$, lo que equivale a un banco de baterías con un voltaje de $24 Vcd$ y una capacidad total de almacenamiento de carga de $450 Ah^\dagger$.

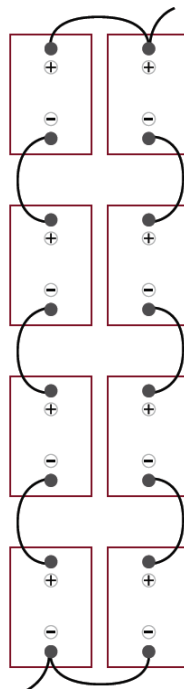


Figura 4.34 Arreglo serie-paralelo del banco de baterías.

Si se requiere conocer la capacidad total de almacenamiento de energía en kWh , se multiplica el voltaje del banco de baterías por la capacidad de almacenamiento de carga, lo que equivale a una energía total de $10.8kWh$.

[†].- Puede emplearse un arreglo 4s x3p, pero no es necesario. Debido a que este valor inferior de Ah, se puede compensar con una profundidad de descarga mayor. Además la autonomía necesaria no es estrictamente de 1 día, pues la energía se usa el mismo día que se produce, más bien el banco de baterías funge como premediador de potencia.

También podemos emplear el método de los kWh . A partir del valor de Ah y voltaje de cada batería (6 V), podemos determinar el número necesario de éstas. Por éste método, se determina (sin considerar las eficiencia de acoplamiento y del inversor) emplear de 8 baterías de plomo - ácido de 6V y $1.35kWh$ ($6V \times 225Ah$) de capacidad marca Trojan T-105 (Fig. 4.35), que suman una capacidad total de almacenamiento de energía de $10.8kWh$, donde se deduce que pueden proporcionar $6.2kWh$ de energía diaria con una profundidad de $\approx 50\%$.



- Tipo: T-105, Ciclo profundo
- Voltaje: 6 V
- Celdas: 3 celdas plomo-ácido
- Ah @ 5 hrs: 185 Ah
- Ah @ 20 hrs: 225 Ah
- Peso: 28 kg.
- Dimensiones: L: 264mm, W: 181mm, H: 276mm.

Figura 4.35 Características de la batería Trojan T-105.

El controlador de carga se dimensionó de acuerdo con los criterios de selección vistos en la sección 2.3.5.

Corriente nominal $> 28.8 A_{cd}$

Voltaje del sistema $V_s > 24 V_{cd}$

Voltaje de circuito abierto (V_{oc}) $> 43.4 V_{cd}$

Para carga de baterías tipo plomo-ácido.

Se determinó usar un controlador de carga Xantrex C40 (Fig. 4.36), con las siguientes características:



- Voltaje de sistema: 12, 24, 48 V_{cd}
- Voltaje máximo (V_{oc}): 125 V_{cd}
- Corriente: 40 A
- Temperatura: 40°C
- Funciones: Modo de carga PWM y función de ecualización.

Figura 4.36 Características del controlador de carga Xantrex C40.

4.5.1.2 Inversor

Para seleccionar el inversor, es importante que su capacidad nominal sea mayor que cualquier pico de potencia en el patrón de consumo del sistema de electrólisis. Es deseable que el voltaje de entrada sea lo más alto posible para evitar pérdidas y que pueda obtenerse mediante configuraciones serie-paralelo del banco de baterías. Con base en lo anterior, se determinó usar un inversor de 24 V_{cd} y 1500 W, con salida senoidal modificada marca Xantrex DR 1524 (Fig. 4.37). El voltaje eficaz y la frecuencia deben ser compatibles con los requerimientos eléctricos del sistema de electrólisis.

Tabla 4.4 Especificaciones técnicas del inversor Xantrex DR1524.	
Potencia continua de salida	1500 W (F.P. =1)
Corriente	12.5 A_{rms}
Eficiencia	0.94
Voltaje de salida	120 V_{ca}
Frecuencia	60Hz
Capacidad de sobrecarga	3500 W @ 5 s, 29 A_{rms} @ 0.1s, 412 A_p @ 1 ms
Consumo de corriente en modo de espera	0.35 A_{cd}
Consumo de corriente a potencia nominal	80 A_{cd}
Rango de voltaje de entrada	21.6 – 31.0 V_{cd}
Protección contra sobre descarga de baterías	Sí
Forma de onda de salida	Senoidal modificada
Factor de potencia	0.5 – 1.0 (atrasado o adelantado)
Enfriamiento	Aire forzado variable
Dimensiones	W: 21.6 cm, H: 18.4 cm, D: 54.6 cm
Peso	16 kg
Rango de temperatura de operación	0° C – 50°C

Para validar la eficiencia del inversor, es necesario medir y dividir la potencia de salida entre la potencia de entrada, por medio de las mediciones realizadas con ayuda de un voltímetro y amperímetro para la parte de corriente directa y el analizador de redes Fluke 434 para la parte de corriente alterna (Tab. 4.5).

Tabla 4.5 Mediciones para determinar la eficiencia en dos puntos de operación del inversor Xantrex DR1524.				
Potencia de salida	V _{cd} (entrada)	I _{cd} (salida)	Potencia de entrada	Eficiencia
450W	26.0V	18.75A	487W	0.923
900W	25.5V	38.48A	981W	0.917

$$\eta_{11} = \frac{450W}{487W} = 0.923 \quad (4.22)$$

$$\eta_{12} = \frac{900W}{981W} = 0.917 \quad (4.23)$$

4.5.1.3 Integración del banco de baterías e inversor

En la figura 4.37, se muestra el subsistema de conversión de corriente directa a corriente alterna, necesario para la estabilización y transmisión de la energía. Consta de una estructura metálica con protección para intemperie, un banco de 8 baterías Trojan T-105 en configuración 4s x 2p y el inversor Xantrex DR1524.



Figura 4.37 Integración de banco de baterías e inversor.

Se recomienda que el banco de baterías y el inversor, estén lo más cerca posible entre si para evitar pérdidas de energía por calentamiento en los conductores. Como la carga (sistema de electrólisis) se encuentra a una distancia considerable del sistema fotovoltaico (≈ 35 m), se determinó colocar el banco de baterías y el inversor en una estructura metálica con protección para intemperie al pie del sistema fotovoltaico, debido a que es más conveniente transmitir en 120 V_{ca} a distancia, que en 24 V_{cd}. Así las pérdidas o el calibre del cable se reducen a 1/5 parte.

Es importante señalar y considerar para las estimaciones de producción de hidrógeno la eficiencia de acoplamiento (η_A) entre el arreglo FV y el banco de baterías. Ésta eficiencia contempla las pérdidas debidas a la disminución del voltaje nominal del arreglo FV al acoplarse al voltaje del banco de baterías, las pérdidas provocadas por la resistencia interna de las baterías y en menor medida, a las pérdidas Coulombicas. El valor de ésta eficiencia se considera de $\eta_A = 0.834$ (Sec. 5.4).

4.5.2 Integración del sistema de electrólisis y almacenamiento

Hasta este punto, ya se está integrada la parte de generación fotovoltaica con seguimiento solar, el sistema de protecciones eléctricas y el sistema de acondicionamiento de energía eléctrica.

Los electrolizadores y los tanques de hidruro metálico ya fueron caracterizados en las secciones 4.3 y 4.4. A continuación, se presenta el desarrollo e integración del sistema de electrólisis y almacenamiento, al sistema al sistema fotovoltaico.

4.5.2.1 Conexión eléctrica, canalizaciones y cableado de corriente alterna

Considerando una distancia de 35 m desde la ubicación del sistema fotovoltaico hasta la ubicación del sistema de electrólisis, un voltaje nominal 120 V_{ca}, una corriente nominal a plena carga de 7.5 A_{rms} (con los dos electrolizadores) y una pérdida requerida por norma menor al 3%, determinamos la caída de voltaje máxima permitida en la transmisión de energía eléctrica en corriente alterna.

$$\Delta V = 120V(0.03) = 3.6V \quad (4.24)$$

Al aplicar la ecuación (4.4), podemos determinar el calibre del cable en unidades AWG en base a su valor resistivo en Ω/km .

$$\Omega/km \leq \frac{3.6V \times 1000}{7.5A \times k \cdot (70m)} = 6.85\Omega/km \quad (4.25)$$

Para la parte de la transmisión de energía en corriente alterna también elegimos un cable 12 AWG, el cual posee una resistencia de $5.3200\Omega/km$ [A4] que provoca una caída de $2.78 V_{ca}$ que equivale al 2.3% de $120 V_{ca}$.



Figura 4.38 Canalización y conexiones de corriente alterna.

En la figura 4.38 se muestra la canalización y conexiones eléctricas desde el sistema fotovoltaico hasta una toma eléctrica situada en la ubicación del sistema de electrólisis. El cableado eléctrico de c.a. va desde el inversor pasando por el gabinete de protecciones eléctricas, la tubería subterránea y los registros eléctricos del edificio “E”, hasta llegar al cubículo E-10, donde está ubicada la toma de corriente alterna.

4.5.2.2 Conexión mecánica del sistema de electrólisis

En la figura 4.39, se muestran las conexiones de tubería del sistema de electrólisis compuesto por dos electrolizadores, válvulas de selección y seccionamiento manuales e indicador de presión.



Figura 4.39 Conexiones mecánicas del sistema de electrólisis.

4.5.2.3 Conexión mecánica del banco de tanques de hidruro

En la figura 4.40, se muestran las conexiones del sistema de almacenamiento de hidrógeno, compuesto por dos tanques de hidruro metálico CL-840A, llave de paso, regulador de presión y toma de hidrógeno.



Figura 4.40 Conexiones mecánicas del sistema de almacenamiento de hidruro metálico.

Es recomendable realizar pequeñas espiras con la tubería de tal forma que ésta tolere pequeños esfuerzos mecánicos, sellen bien los “barriles” en los asientos de las conexiones y no se deforme la tubería de manera permanente. Al finalizar las conexiones, es necesario realizar una prueba de fugas que consiste en presurizar toda la tubería, quitar la presión y observar que la presión de la tubería no disminuya sensiblemente al cabo de unas horas.

4.6 Caracterización e integración de la celda de combustible

4.6.1 Características de la celda

La celda de combustible Nexa[®] de BALLARD (Fig. 4.41), es una celda de combustible de membrana de intercambio protónico (PEM), tiene un stack de celdas de combustible enfriadas por aire forzado, interfase de toma de datos, conexiones para el hidrógeno y salida de electricidad con relé de protección.



Figura 4.41 Celda de Combustible Nexa Ballard de 1200 W.

La celda convierte el hidrógeno y oxígeno (del aire) en 1200 W de potencia eléctrica de c.d. no regulada, con agua y calor como residuos. Los componentes auxiliares integrados son: compresor de aire, turbina de enfriamiento, humidificador, regulador de presión y control electrónico.

Este sistema es ideal para investigar los parámetros que afectan a las características energéticas de los sistemas con celdas de combustible. Además se puede integrar en una gran variedad de aplicaciones estacionarias o portátiles. En la tabla 4.6, se muestran las especificaciones técnicas de la celda.

Tabla 4.6 Especificaciones técnicas de la celda de combustible Nexa Ballard.	
Potencia nominal	1200 W
Voltaje de salida	22 – 50 Vcd
Voltaje nominal	26 V
Corriente nominal	46 A
Combustible	Hidrógeno, pureza $\geq 99.99\%$ (vol)
Presión de suministro	0.7 a 17 bar
Consumo de hidrógeno a potencia nominal	18.5 SLPM
Emisiones	Agua, 870 mL/hr

4.6.1.1 Software de medición de variables

El software *Nexamon* monitorea y almacena 20 variables del sistema (Fig. 4.42), entre las principales se encuentran: voltaje, corriente, temperatura del stack, concentración de H_2 y O_2 , consumo de hidrógeno (calculado a partir de la corriente de salida), temperatura ambiente, presión del hidrógeno y caudal másico del aire.

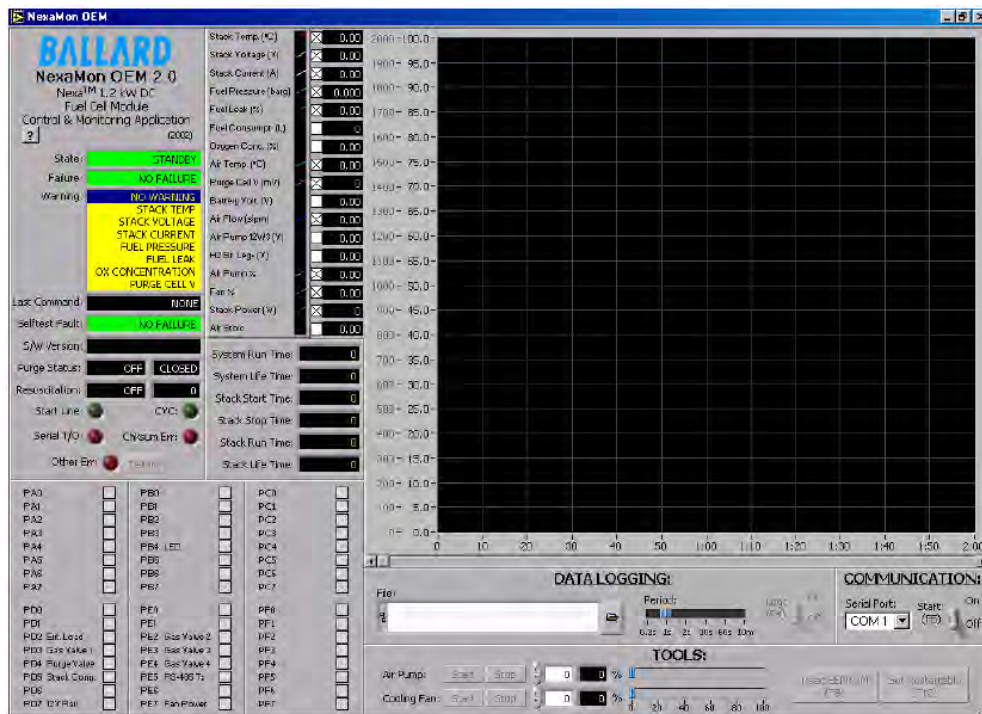


Figura 4.42 Pantalla principal del Software *Nexamon*.

4.6.2 Integración de la celda y puesta en operación

La celda fue conectada a la toma de hidrógeno del sistema de almacenamiento de hidruros metálicos mediante tubería flexible de baja presión. Requiere de una fuente auxiliar de arranque de 24 Vcd (Fig. 4.43a) y es activada por medio de un interruptor de remoto (Fig. 4.43b).

Como medida de seguridad, la celda tiene incorporado un sensor de hidrógeno, que en caso de detectar una concentración peligrosa en el ambiente, desenergiza la celda y no permite que sea active hasta que la fuga sea corregida.

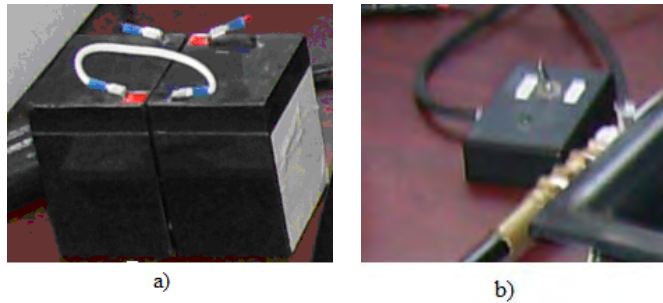


Figura 5.43 a) Baterías de arranque del sistema de celda, b) Interruptor de activación remota.

A la salida de la celda, hay un relevador que conecta la salida a la carga, cuando la celda esta lista para trabajar. A la salida del relevador debe incluirse como medida de seguridad, un diodo de protección de antirretorno (Fig. 4.44).

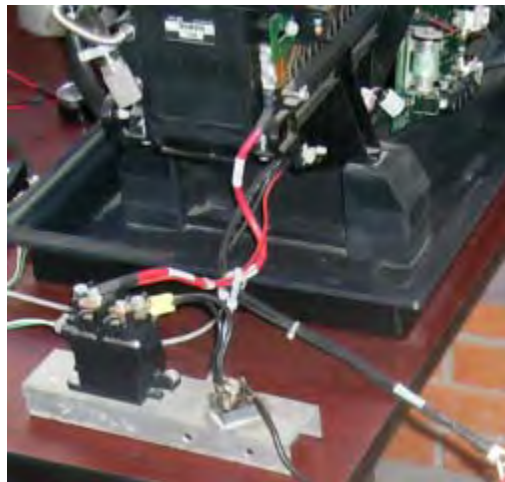


Figura 4.44 Relé de salida de la celda y diodo de antirretorno.

La corriente que debe soportar el diodo de antirretorno debe ser superior a 46 A, por lo que se implementó utilizando dos diodos en paralelo de un puente rectificador con capacidad de 25 A, dando una capacidad total de 50 A y una caída de tensión menor a 0.6 V (debido a que la conexión en paralelo de los dos diodos, reduce la caída de tensión al reducir la resistencia de conducción equivalente).

4.6.3 Diseño electrónico de un sistema de carga variable

A raíz de la necesidad de caracterizar los distintos puntos de operación de voltaje y corriente de la celda, se desarrolló un circuito electrónico capaz de controlar la corriente hacia la carga. El circuito está basado en un transistor de potencia y un control proporcional.

Los transistores de juntura bipolar operan como fuente de corriente controlada por corriente, así que la corriente de salida sólo está en función de la corriente de entrada y no del voltaje que se le aplique en entre el colector y emisor, la corriente de entrada (en la base) puede ser determinada por una fuente de voltaje (voltaje de base V_B) y una resistencia a la entrada de la base. En la figura 4.45, se muestra el diagrama del circuito para contralar el flujo de corriente eléctrica hacia la carga.

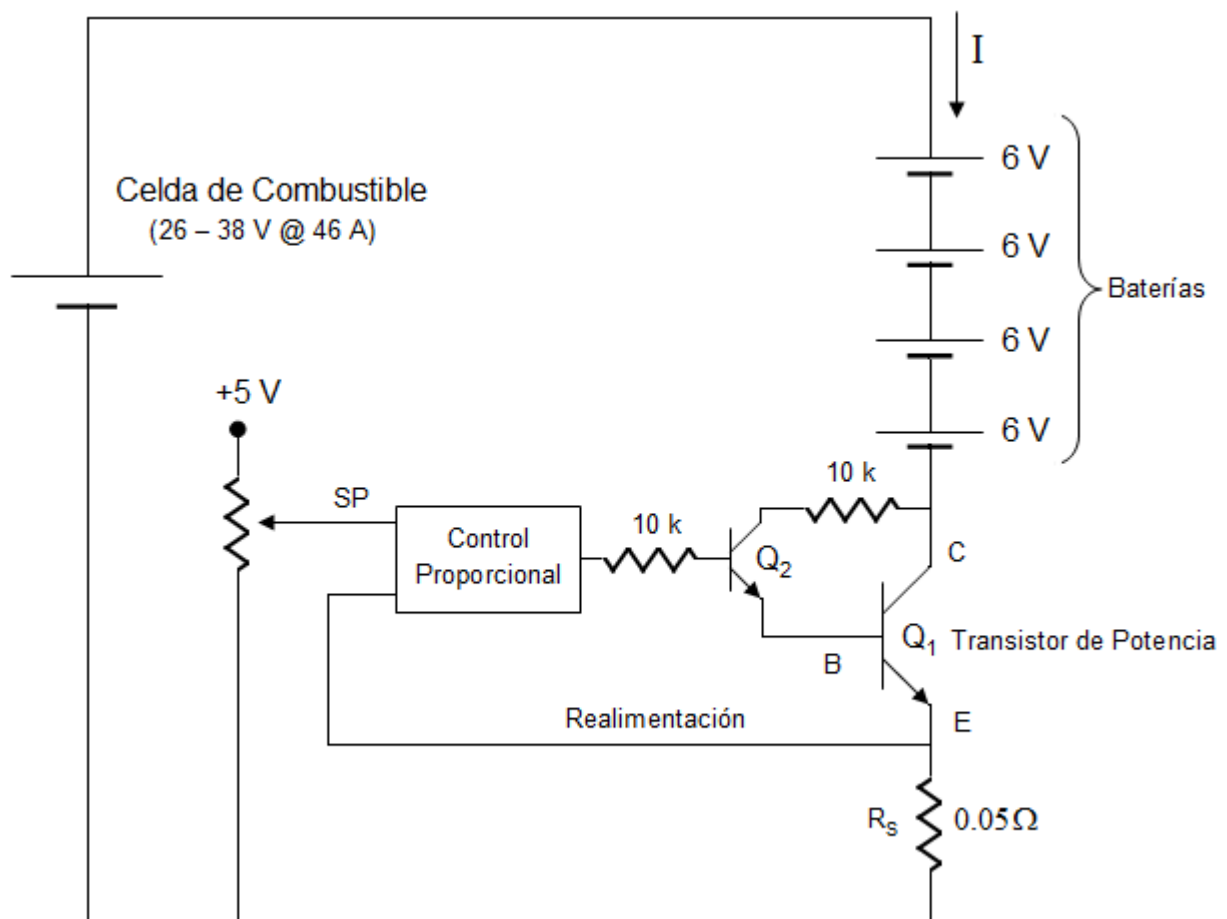


Figura 4.45 Circuito electrónico empleado para la caracterización de la celda Nexa de Ballard.

Por medio de un control proporcional (P), podemos controlar la corriente de salida del transistor de potencia y trabajar la celda en distintos puntos de operación. La resistencia R_s , actúa como sensor de la corriente de salida enviando una señal de voltaje a la entrada del controlador, por medio de una fuente de 5 V y un potenciómetro, podemos ajustar el voltaje de referencia o Set Point (SP), para ajustar el nivel de corriente de salida al valor deseado, por ejemplo: Si deseamos ajustar una corriente de salida de 10 A, debemos ajustar el SP a un voltaje de: $(10 A) \cdot (0.05 \Omega) = 0.5 V$, y para ajustar una corriente de 46 A, tenemos que ajustar el SP a: $(46 A) \cdot (0.05 \Omega) = 2.3 V$.

El control proporcional debe tener un valor de ganancia alta ($A=100$), para reducir al mínimo el error entre el voltaje de referencia y la salida real.

En la figura 4.46 se muestra la implementación del circuito de control de corriente.



Figura 5.46 Integración y validación de las curva V-I de la celda de combustible Nexa de Ballard.

Cabe destacar que el circuito de control de corriente, es una más de las aportaciones del presente trabajo de tesis, surgido de la necesidad de caracterizar a la celda de combustible. Además puede usarse para validar puntos de operación de voltaje y corriente a potencias que las estaciones de prueba de celdas convencionales no pueden.

4.6.4 Validación de curvas V- I, potencia y eficiencia

En la figura 4.47, se muestran cuatro curvas características del funcionamiento eléctrico de la celda Nexa, proporcionadas por el fabricante: La curva color azul, representa los puntos de operación de voltaje contra corriente, los cuales fueron validados con el circuito electrónico de carga variable de la sección 4.6.3, hasta el punto de operación de los 27 V y 45 A. La curva roja, representa la multiplicación $V \cdot I$, es decir la curva de potencia, La curva verde representa, la potencia total que genera el Stack y la curva gris es la diferencia de la curva verde y la roja, que representa la potencia consumida por los sistemas auxiliares de instrumentación y control de la celda.

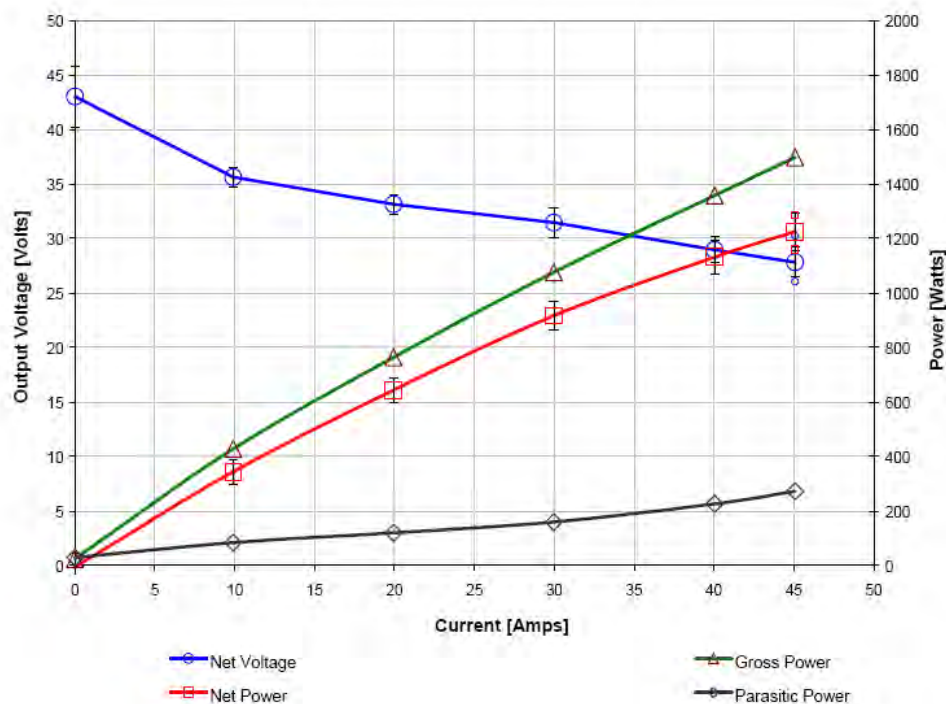


Figura 4.47 Curvas de potencia

En la figura 4.48, se muestran las gráficas de potencia y eficiencia eléctrica. Para validar la gráfica de eficiencia, se ubica un punto de trabajo por medio del circuito electrónico de carga variable en la gráfica de eficiencia y se mide el consumo de hidrógeno en SL/m (litros estándar por minuto) medido por el software Nexamon y se convierte a Joules/seg (watts de energía química), el cociente de la potencia eléctrica

de salida entre el equivalente de potencia química de entrada, nos da la eficiencia eléctrica de la celda de combustible.

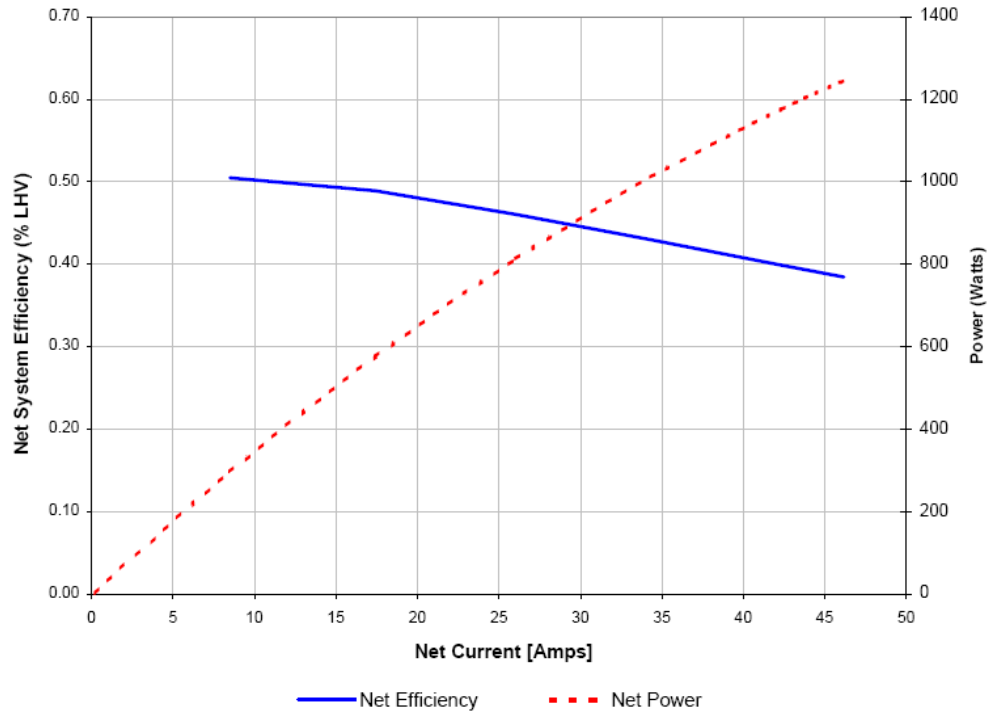


Figura 4.48 Curvas de potencia y eficiencia.

Cuando la celda proporciona una salida de 1200 W, tiene un consumo de 16 SL/m, que equivale a 0.047 kWh/m → 2850 W. para obtener la eficiencia dividimos la potencia de salida de la celda entre la potencia de entrada.

$$\eta_c = \frac{1200W}{2850W} = 0.42 \quad (4.26)$$

Al observar las curvas de la figura 4.48, se aprecia que la eficiencia en el punto de potencia nominal (1200 W) es de aproximadamente 40%.

Capítulo 5

En este capítulo se presentan los resultados del proyecto de investigación en forma de prototipo terminado, contribución de metodologías para el desarrollo de sistemas (FV-H₂-CC) y estimación de la producción de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica. También se hace el cálculo de las eficiencias de interés del sistema y una comparativa entre baterías y tanques de hidruro metálico.

Resultados

5.1 Integración completa del sistema FV-H₂-CC

En las figuras 5.1 y 5.2 se muestra el sistema fotovoltaico – hidrógeno – celda de combustible (FV – H₂ – CC) integrado en su totalidad. En la figura 5.1 se muestra el sistema fotovoltaico con seguimiento, el sistema de protecciones, el banco de baterías, el inversor y las canalizaciones. En la figura 5.2 se muestra el sistema de electrólisis, almacenamiento en tanques de hidruro metálico y celda de combustible.



Figura 5.1 Vista del sistema de generación almacenamiento, conversión y transmisión de energía.



Figura 5.2 Vista del sistema de electrólisis, almacenamiento de hidrógeno y celda de combustible.

5.1.1 Aportaciones

Gracias al proceso de caracterización – integración de componentes, descrito en el capítulo 4, fue posible desarrollar el sistema en su totalidad, obteniendo como principales aportaciones:

- I. Desarrollo y puesta en operación de un sistema FV – H₂ – CC, para producir hidrógeno a partir de energía solar FV.
- II. Propuesta de una metodología para el desarrollo de sistemas FV – H₂ – CC.
- III. Aportación y aplicación de una metodología para obtener la eficiencia práctica de electrolizadores.
- IV. Propuesta de una metodología para estimar la producción de hidrógeno a partir del recurso solar.
- V. Desarrollo de infraestructura para validación de cálculos teóricos, simulaciones y obtención de información experimental de primera mano.
- VI. Generación de conocimiento relacionado con nuevos sistemas de generación y almacenamiento de energía renovable.
- VII. Demostrar la viabilidad técnica de sistemas FV – H₂ y FV – H₂ – CC.

5.2 Metodología para el desarrollo de sistemas FV – H₂ – CC.

En base a los experimentos y a la observación realizados durante el desarrollo del sistema Fotovoltaico – Hidrógeno – Celda de Combustible y teniendo como objetivo principal la integración de un sistema funcional y eficiente, se proponen los siguientes pasos y consideraciones como metodología para el desarrollo de este tipo de sistemas.

Propuesta de la metodología para el desarrollo de sistemas Fotovoltaico – Hidrógeno – Celda de Combustible (FV – H₂ – CC).

- 1.- Determinar el tipo de energía que se desea en la carga eléctrica (*kWh*) o química (*kg* de H₂) ó qué porcentajes de las mismas.
- 2.- Determinar la demanda diaria de la carga en *kWh* ó *kg* de H₂.
- 3.- Determinar la potencia y especificaciones eléctricas de la celda de combustible en base al perfil de consumo de la carga.
- 4.- Determinar el tipo de almacenamiento de H₂, en base a la presión nominal de llenado, a la capacidad de almacenamiento y a la presión de entrada de la celda de combustible.
 - 4.1 Atmosférico
 - 4.2 Hidruro metálico
 - 4.3 Presurizado
 - 4.4 Criogénico
- 5.- Determinar el tipo de acoplamiento entre el sistema FV y el sistema de electrólisis.
 - 5.1 Acoplamiento directo CD-CD
 - 5.2 Acoplamiento con banco de baterías y electrolizador de CD
 - 5.3 Acoplamiento con banco de baterías y electrolizador de CA
 - 5.4 Acoplamiento con interconexión a red y electrolizador de CA
- 6.- Elegir componentes en base a especificaciones y compatibilidad de integración y disponibilidad de mercado.
- 7.- Caracterizar los componentes individualmente para validar sus especificaciones y obtener su eficiencia práctica.
- 8.- Integrar los componentes con base en las normas vigentes.
- 9.- Proponer y mejorar el funcionamiento con distintas estrategias de control.

5.3 Metodología para estimar la eficiencia del electrolizador

Los electrolizadores, al tratarse de dispositivos electroquímicos tienen como entrada potencia eléctrica y como salida flujo másico de hidrógeno. Lo que sugiere que para obtener su eficiencia es necesario convertir el flujo másico de gas de hidrógeno en potencia eléctrica.

$$\text{Flujo másico} = \frac{(\text{kg}_{H_2})}{s} \quad (5.1)$$

De la sección 1.2 tenemos que 1kg de H_2 , equivale a 33kWh .

$$\text{Potencia eléctrica} = \left(\frac{\text{kg}}{s}\right) \cdot \left(\frac{33\text{kWh}}{\text{kg}}\right) \cdot \left(\frac{3600s}{h}\right) \quad (5.2)$$

Una vez obtenida la potencia eléctrica de salida, se divide entre la potencia eléctrica de entrada para obtener la eficiencia instantánea o en ese punto de operación del electrolizador.

$$\text{Eficiencia del electrolizador } (\eta_E) = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}} \quad (5.3)$$

Este método sugiere el uso de un medidor de flujo másico, lo que es algo difícil de conseguir para hidrógeno, pero también se puede estimar el flujo másico a partir de sensores de flujo volumétrico, presión y temperatura.

Además de lo expuesto anteriormente, existe otra opción para obtener la eficiencia experimental de electrolizador, que consiste en medir las energías de entrada y de salida del electrolizador, para lo que se requiere un sistema adquisición de datos y una báscula.

Para determinar de manera experimental la eficiencia del electrolizador, se propone la siguiente metodología (Sec. 4.4.2):

- 1).- Medición de la energía eléctrica consumida en kWh , en el llenado de un tanque de H_2 , mediante el registro de los niveles de potencia consumida durante el tiempo de llenado del tanque (Fig. 5.3).
- 2).- Cálculo de la equivalencia en Joules (J) de la masa de H_2 almacenada en el Tanque (Sec. 1.2.3.2).
- 3).- Obtención de la eficiencia mediante el cociente de la energía de salida en forma de hidrógeno y la energía eléctrica de entrada consumida para producirlo.

Este método al considerar las energías de entrada y salida durante un periodo de tiempo, además de ser más exacto, da un valor de eficiencia global del electrolizador y no sólo la eficiencia en un único punto de operación.

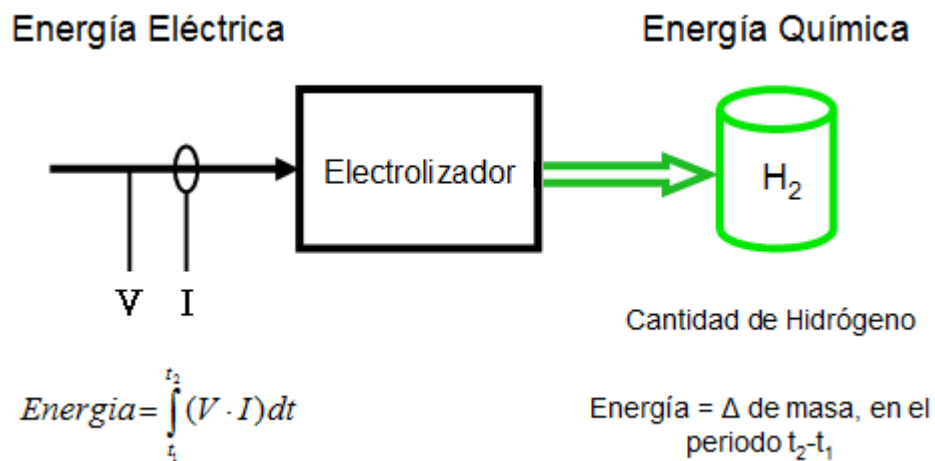


Figura 5.3 Obtención de la eficiencia de electrólisis mediante la medición de la energía eléctrica de entrada y la energía química de salida.

El desarrollo experimental y los resultados de esta metodología, fueron descritos detalladamente en la sección 4.4.2.

5.4 Método eficiencias-kWh

El método de *eficiencias - kWh*, es un método propuesto para estimar la cantidad de hidrógeno producido a partir de energía solar fotovoltaica. Este método se basa en el manejo de las unidades de energía eléctrica y química en *kWh* (secciones 1.2.3 y 4.2.1) y en la obtención de las eficiencias de todos los componentes involucrados en el sistema.

Los pasos para aplicar el método de eficiencias en el cálculo de la producción de hidrógeno con energía solar son los siguientes:

- 1).- Establecer el tamaño del arreglo fotovoltaico en m^2 .
- 2).- Determinar el recurso solar disponible en la ubicación de la instalación.
- 3).- Calcular la equivalencia de energía química, expresada en *kWh* de $1kg$ de H_2 .
- 4).- Determinar las eficiencias prácticas de todos los componentes del sistema.
- 5).- Multiplicar la energía solar, por el producto de las eficiencias involucradas (desde el arreglo fotovoltaico hasta el sistema de almacenamiento)
- 6).- Convertir la energía resultante (en *kWh*) a masa de H_2 (g ó kg).

De acuerdo con lo anterior, procedemos a estimar la producción de hidrógeno con $1kW_p$ de paneles en la ubicación de Temixco Morelos, México ($19^\circ N$, $99^\circ O$).

- 1).- Tamaño del arreglo fotovoltaico $8m^2$ ($1kW_p$)
- 2).- Para el día martes 09 de junio del 2009, tenemos un recurso solar de $6.347kWh/m^2$ en el plano del arreglo fotovoltaico (Sec. 4.2.1, Ec. 4.6)[†] y una energía incidente de $(6.347kWh/m^2) \cdot (8m^2) = 50.77kWh$.

†.- También podemos hacer una estimación promedio en base a los datos de la estación meteorológica ubicada en el CIE – UNAM, donde el recurso solar promedio diario (o insolación promedio) es de $5.5kWh/m^2$ en el plano normal [A3].

3).- De la sección 1.2.3.2 tenemos que 1kg de H_2 , equivale a 33kWh .

4).- De la sección 4.2.2 tenemos que la eficiencia del sistema fotovoltaico es de 0.097 (9.7%). De la sección 4.1.3 tenemos una pérdida de cableado de corriente directa de 1.42% y de la sección 4.5.2.1 tenemos una pérdida de cableado de corriente alterna de 2.3%, lo que nos da una pérdida total de 3.72% y un eficiencia de 0.963. En lo que respecta al banco de baterías consideramos las siguientes eficiencias: de la sección 2.3.6, tenemos una eficiencia de la batería de 0.86 y una eficiencia de acoplamiento de $14\text{V}/(17.4\text{V}) \cdot (0.83) = 0.97$, (donde 14 V es el voltaje de carga y $(17.4\text{V}) \cdot (0.83)$ es el voltaje proveniente del sistema fotovoltaico en el punto de máxima potencia considerando las pérdidas por temperatura), lo que nos da una eficiencia del banco de baterías de $(0.86) \cdot (0.97) = 0.834$. De la sección 4.5.1.2 tenemos que la eficiencia del inversor es de 0.917. De la sección 4.4.2 tenemos una eficiencia del electrolizador de 0.32. Considerando fugas despreciables en los tanques y las tuberías y que el hidrógeno almacenado es de alta pureza nada o casi nada reacciona de forma permanente con el polvo metálico por lo que consideramos la eficiencia de almacenamiento casi unitaria (0.999). Por último operando la celda de combustible a su potencia nominal (Sec. 4.6.4) validamos una eficiencia de 0.400.

Con los datos anteriores elaboramos la tabla 5.1 de eficiencias de los componentes del sistema FV – H_2 – CC.

Tabla 5.1 Tabla de eficiencias de los componentes del sistema FV – H_2 – CC.		
COMPONENTE	CAPACIDAD	EFICIENCIA (η)
Sistema Fotovoltaico	1 kW _p	0.097
Sistema de protecciones y cableado	- - -	0.963
Banco de baterías	10.8 kWh @ 100% DOD	0.834
Inversor	1.5 kW (F.P.=1)	0.917
Electrolizador	0.8 kW	0.320
Tanques de almacenamiento	94 g @ 200 psi	0.999
Celda de combustible	1.2 kW	0.400

5).- Una vez obtenidas las eficiencias y la energía solar incidente en el arreglo fotovoltaico, multiplicamos la energía incidente, por el producto de las eficiencias involucradas hasta el tanque de almacenamiento.

$$\eta_H = (0.097) \cdot (0.963) \cdot (0.834) \cdot (0.917) \cdot (0.32) \cdot (0.999) = 0.022 \rightarrow 2.2\% \quad (5.4)$$

$$E_H = (50.77 \text{ kWh}) \cdot (0.022) = 1.16 \text{ kWh} \quad (5.5)$$

Donde η_H es la eficiencia de producción de hidrógeno desde el arreglo fotovoltaico hasta la salida del electrolizador y E_H es la energía química del hidrógeno producido.

6).- Convertir la energía resultante a masa de H_2 .

$$33.00 \text{ kWh} \rightarrow 1000 \text{ g}(H_2)$$

$$1.16 \text{ kWh} \rightarrow 35 \text{ g}(H_2)$$

Tenemos que con 8 m^2 , de paneles policristalinos, producimos 35 g de hidrógeno para ese día, en la localidad y con el recurso solar especificado.

Ahora, considerando la aplicación del seguimiento solar (Sec. 4.2.1.1), tenemos un incremento en la captación de energía del 19.3% y una producción de para un día de $(35. \text{g}) \cdot (1.193) = 41.75 \text{ g}$ de hidrógeno[†] con un recurso solar similar.

Tabla 5.2 Producción de hidrógeno con y sin seguimiento solar.					
	Área FV de captación	Potencia pico	Insolación inclinada	Energía incidente	Producción de H_2
Fijo	8 m ²	1 kW _p	6.347 kWh/m ²	50.77 kWh	35.00 g
Con Seguimiento	8 m ²	1 kW _p	6.347 kWh/m ²	60.57 kWh	41.77 g

†.- Es importante señalar que el incremento en la producción de hidrógeno con seguimiento, no se debe al aumento de ninguna eficiencia del sistema. Más bien, se debe al incremento en la captación de energía solar.

5.4.1 Cálculo de la eficiencia total del sistema y otras eficiencias de interés

La eficiencia total del sistema se obtiene del producto de todas las eficiencias de la tabla 5.1, (Ec. 5.6), Este valor es de gran interés, pues describe la eficiencia de conversión de la energía desde la energía solar pasando por la conversión fotovoltaica, la electrólisis, almacenamiento en forma de hidrógeno y su conversión a energía eléctrica por medio de la celda de combustible.

$$\eta_T = (0.097) \cdot (0.963) \cdot (0.834) \cdot (0.917) \cdot (0.32) \cdot (0.999) \cdot (0.4) = 0.009 \rightarrow 1\% \quad (5.6)$$

Aparentemente la eficiencia total es muy baja, pero hay que considerar que la eficiencia más baja la aporta la conversión fotovoltaica (menos del 10%), siendo la eficiencia del sistema fotovoltaico.

$$\eta_{FV} = (0.097) \cdot (0.963) \cdot (0.834) = 0.077 \rightarrow 7.7\% \quad (5.7)$$

La eficiencia del proceso reversible es la eficiencia total del sistema de electrólisis, almacenamiento y celda de combustible. Esta eficiencia es de gran interés en el contexto de investigación actual de almacenamiento de energía y tecnologías del hidrógeno como vector energético, independientemente del origen de la fuente de energía primaria.

$$\eta_R = (0.32) \cdot (0.999) \cdot (0.4) = 0.127 \rightarrow 12.7\% \quad (5.8)$$

En la figura 5.4 se muestra un diagrama de componentes del sistema FV – H₂ - CC, que es una forma ilustrativa de representar el flujo de energía, las eficiencias de los componentes, la eficiencia del proceso reversible, la eficiencia de producción de hidrógeno con energía solar y la eficiencia global del sistema.

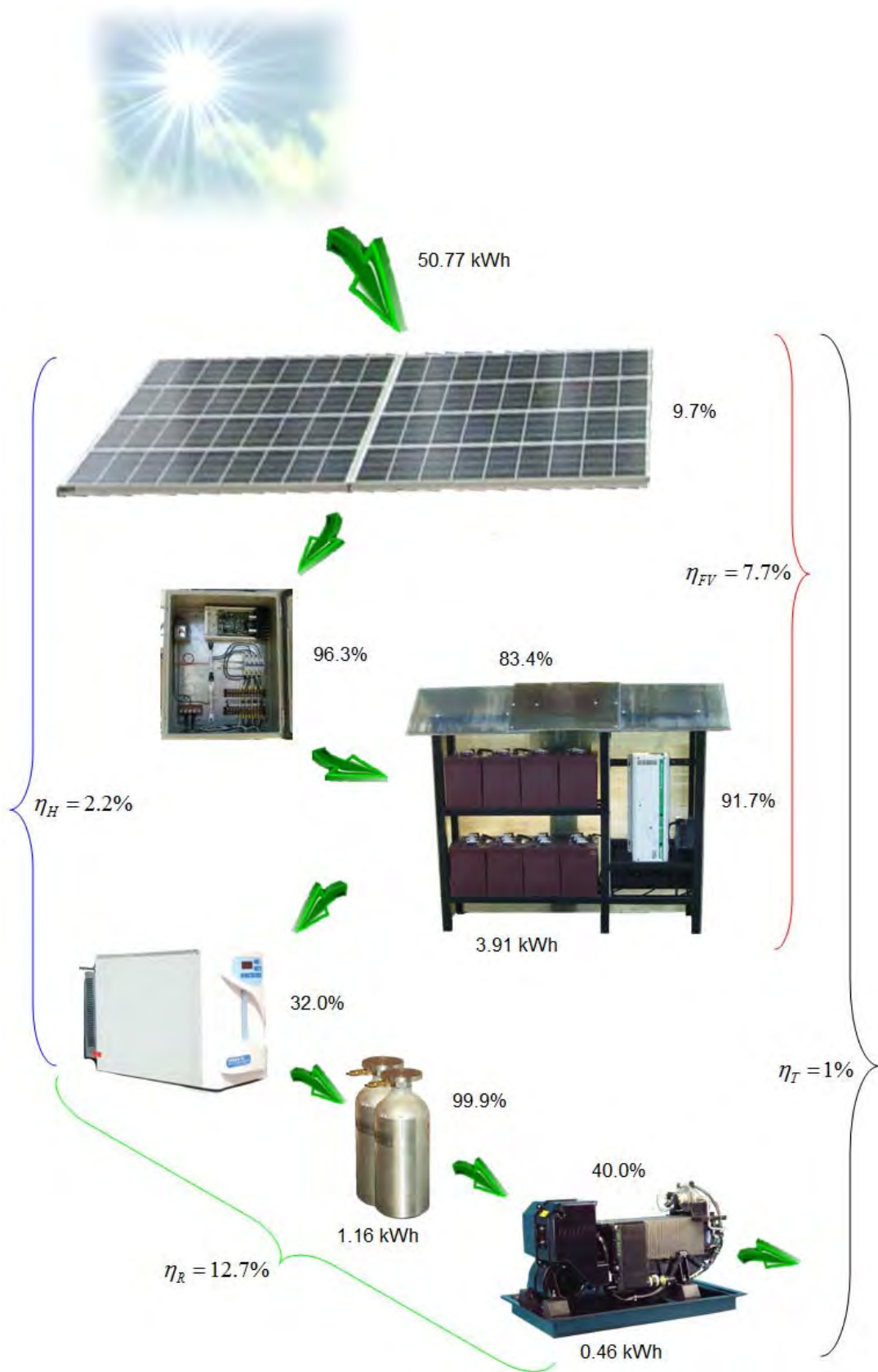


Figura 5.4 Diagrama de componentes del sistema FV- H₂ - CC.

5.5 Comparativa del tanque de hidruro metálico vs batería

La eficiencia del proceso reversible fue de 0.127 para nuestro sistema (Sec. 4.4.2). Aun en las mejores condiciones, la eficiencia del proceso reversible puede ser de 0.5, lo que sigue siendo una desventaja comparación la eficiencia de almacenamiento en baterías (0.834). En aplicaciones de alta capacidad de almacenamiento de energía, por ejemplo un banco de baterías convencionales de plomo-acido con una autonomía de $24kWh$ y una profundidad de descarga del 50%, pesa alrededor de $1500kg$ ocupa mucho espacio, sólo tiene 3 años de vida y es potencialmente peligroso si no se recicla adecuadamente.

Un banco de tanques de hidruro metálico de $135kg$ (de los cuales solo $1.5kg$ son de $H_2 \rightarrow 49.5kWh$) que alimenta de hidrógeno a una celda de combustible con una eficiencia de 0.5, sería capaz de entregar la misma cantidad de energía ($\approx 24kWh$).

Para esto, se necesitan 20 tanques CL-840A (Sec. 4.3) donde cada tanque de hidruro pesa $6.8kg$ aprox. Y almacena alrededor de $76g$ de H_2 (@ 400 psi) que equivalen a $2.5kWh$.

$$(2.5kWh) \cdot (20) \cdot (0.5) \approx 24kWh \quad (5.9)$$

De aquí es el gran interés en la capacidad del hidrógeno para almacenar grandes cantidades de energía (cuando es viable sacrificar algo de eficiencia).

Un tanque de hidruro de con capacidad de almacenar $76g$ de hidrógeno (@ 400 psi), proporciona aproximadamente $1kWh$ de energía (usando una celda con una eficiencia del 0.4), que equivale a la capacidad de dos baterías de plomo de $28kg$ c/u con una profundidad de descarga del 40%. El tanque de hidruro cuesta el triple que el equivalente en baterías de plomo, pero pesa 8 veces menos, ocupa 13 veces menos espacio y tiene un tiempo de vida mayor (depende de la pureza del hidrógeno generado). De las secciones 4.3 y 4.5.1.1, obtenemos la siguiente tabla comparativa.

Tabla 5.3 Tanque de hidruro CL-840A vs. Pila Trojan T-105.		
	Tanque de Hidruro CL-840A	Pila Trojan T-105
Peso	6.8 kg.	28.0 kg
Volumen	≈ 2 L	13.18 L
Capacidad	76 g H ₂ → 2.5 kWh (@ 400psi)	225 Ah x 6 V → 1.35 kWh
Costo	12,000 pesos	2,000 pesos
Vida útil	Depende del grado de pureza del hidrógeno y los ciclos de carga	3 - 5 años

Si el tanque de hidruro metálico cuesta 3 veces más que el equivalente en baterías, debe tener una vida útil de entre 9 y 15 años para ser competitivo en cuanto al costo.

En lo que respecta a desechos, las baterías de plomo quedan en desventaja ya que a pesar de ser reciclables, están hechas de un metal pesado muy contaminante, mientras los tanques de hidruro, por lo general tienen polvos de Fe, Zn y Al, metales altamente reciclables y menos contaminantes.

En sistemas donde se requiere almacenar grandes cantidades de energía, el almacenamiento en tanques de hidruros metálicos tiene ventajas considerables en cuestiones de peso, espacio, generación de contaminantes, costos de mantenimiento y posiblemente en costos de instalación.

5.6 Aplicación del sistema FV- H₂-CC

En la figura 5.5 se muestra un diagrama general del sistema FV – H₂ – CC.

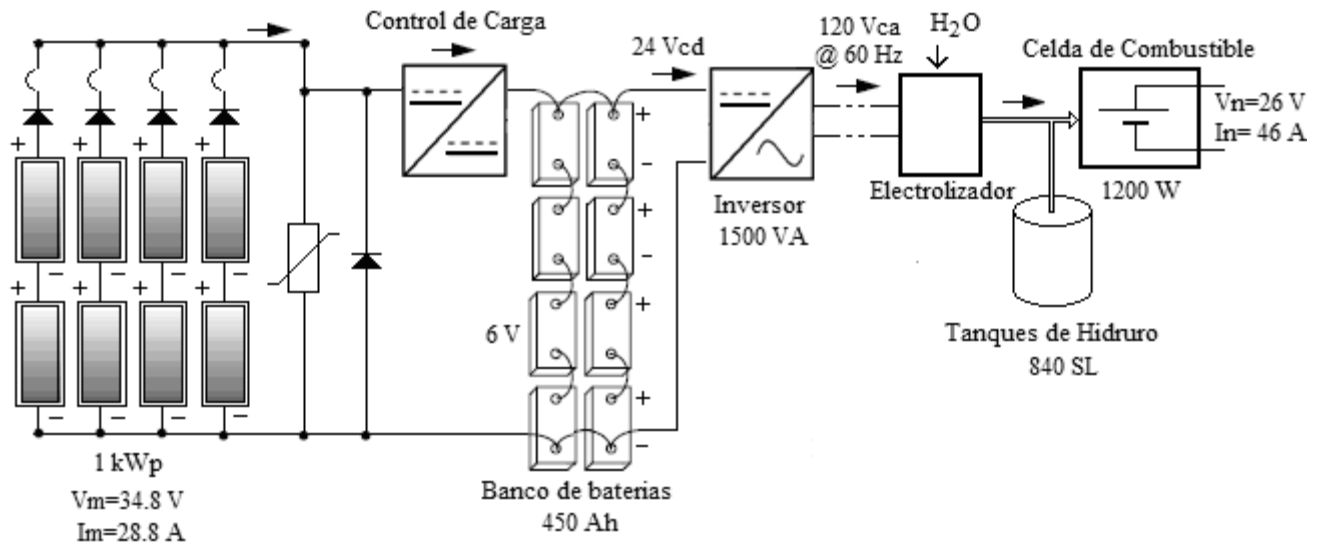


Figura 5.5 Diagrama general del sistema FV- H₂ - CC.

Considerando que cada tanque de hidruros metálicos tiene una capacidad de almacenamiento de 47.4 g (Sec. 4.3.3) y dado que son dos tanques, la capacidad de almacenamiento total del banco de tanques de hidruro será de 94.8 g .

$$1000.0g(H_2) \rightarrow 33.00kWh$$

$$94.8g(H_2) \rightarrow 3.12kWh$$

Considerando una eficiencia de la celda de combustible de 0.4 , tenemos una energía disponible de $(3.12kWh) \cdot (0.40) = 1.25kWh$ ésta cantidad de energía puede mantener a la celda operando a una potencia de 1200W durante 1.04 h (Ec. 5.10).

$$(1.2kW) \cdot (1.04h) = 1.25kWh \quad (5.10)$$

El dimensionado de la celda de combustible, se hace con base en las necesidades de la carga eléctrica que alimentará. El sistema FV – H₂ – CC, será integrado al sistema fotovoltaico autónomo de 9 kW_p [A5] que abastece al edificio “E”, como sistema auxiliar de respaldo en caso insuficiencia de autonomía. De acuerdo con las mediciones de consumo de energías eléctricas realizadas en el edificio “E” del CIE – UNAM (Fig. 5.6).

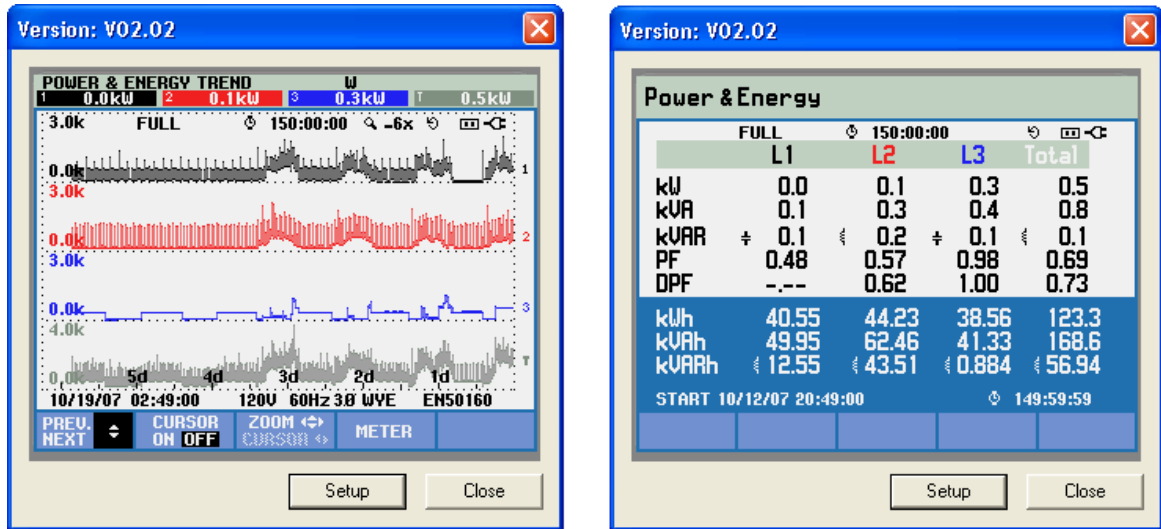


Figura 5.6 Consumo eléctrico del edificio “E” del CIE – UNAM en un periodo de 150h.

Se tiene una potencia promedio de:

$$\frac{123.3 kWh}{150 h} = 0.822 kWh \quad (5.11)$$

A partir de la potencia promedio, podemos calcular el consumo energético diario del edificio $0.822 kW \times 24 h = 19.72 kWh / dia$.

Dado que la celda tiene salida eléctrica en formato de corriente directa, es necesario conectarla a el Bus de corriente directa del sistema de inversores del sistema autónomo de 9 kW_p, así en caso de una tendencia de caída del voltaje del banco de baterías principal, se podrá activar la celda de combustible en función de éste voltaje para apoyar al banco de baterías del sistema de 9 kW_p.

En la figura 5.7, se muestra un diagrama eléctrico del sistema fotovoltaico autónomo de $9kW_p$, que asistido por del sistema FV-H₂-CC, forma en conjunto un sistema de generación de energía Híbrido Solar – Hidrógeno – Celda de combustible.

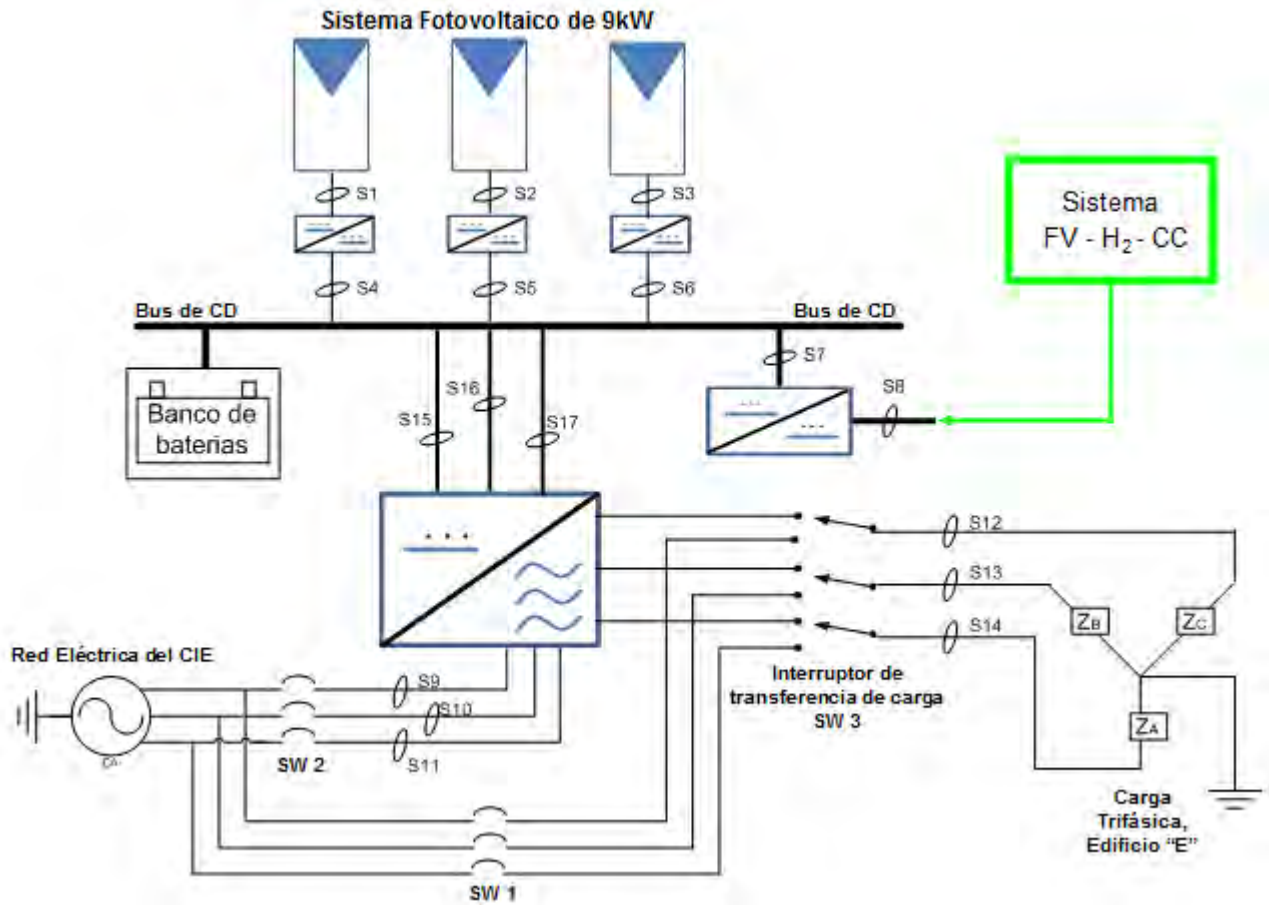


Figura 5.7 Diagrama eléctrico del sistema fotovoltaico autónomo de $9 kW_p$.

Los tanques de hidruro pueden almacenar hasta $94.8 g$ que equivalen a una energía de $1.25 kWh$. Con ésta capacidad de energía, el sistema FV-H₂-CC es capaz de respaldar el consumo del edificio "E" durante $1.25 kWh / 0.822 kW = 1.52 h$. Para generar $94.8 g$ de hidrógeno son necesarios 3 días, puesto que diariamente se producen $32 g$ en promedio. Finalmente, debido a que el voltaje del bus de c.d. del sistema de $9kW_p$ es de $48V_{cd}$, es necesario emplear un convertidor c.d.-c.d. para adaptar la celda de combustible.

Conclusiones

Conclusiones generales

La energía solar debido a sus características sustentables de fuente primaria renovable y no contaminante, en combinación con el hidrógeno que se perfila como el vector energético por sus características de alta densidad de almacenamiento de energía química y producción de vapor de agua como desecho de combustión. Son en complemento, la propuesta ideal para resolver los principales problemas de la energía: obtención sustentable, almacenamiento y disponibilidad (móvil y estacionaria).

El *método de eficiencias - kWh*, es una herramienta útil en la estimación de producción de hidrógeno con energía solar FV y en el cálculo de la eficiencias global, de producción de hidrógeno y del proceso reversible. Y es una de las principales aportaciones del trabajo de tesis. Con la tecnología disponible hasta este momento, podemos demostrar que con $8m^2$ de celdas solares y con un recurso solar de $6kWh/m^2$ se producen $35g$ de hidrógeno al día (Sec. 5.4).

Si utilizamos esta cantidad de hidrógeno ($35g \rightarrow 1.15kWh$) para generar energía eléctrica, considerando una eficiencia de la celda del 40%, tenemos una producción de energía diaria de $0.462kWh$ y una eficiencia global del sistema de $0.462kWh/50.77kWh \approx 1\%$ (Sec. 5.4.1).

Como se puede observar, esta eficiencia es sensiblemente baja, comparada con la eficiencia de un sistema fotovoltaico autónomo con banco de baterías (7.7%), pero almacenar energía en forma de hidrógeno tiene dos ventajas importantes que no logran vencer las baterías: Posibilidad de almacenamiento masivo de energía y alta densidad de energía por unidad de masa, que son determinantes en las aplicaciones estacionarias y móviles respectivamente.

La energía en su forma química, es decir, en forma de hidrógeno, es mucho más valiosa desde el punto de de vista económico que en forma eléctrica, como ejemplo 1 kg de hidrógeno cuesta alrededor de 10,000 pesos, mientras que su equivalente energía eléctrica (33 kWh) cuesta alrededor de 100 pesos, aún y considerando un precio no subsidiado del kWh de 3 pesos y una eficiencia de conversión del 100%, además, la energía en forma de hidrógeno, tiene la posibilidad de almacenarse indefinidamente y emplearse en aplicaciones móviles.

Investigar formas de obtener y almacenar hidrógeno en grandes cantidades a partir de una fuente de energía renovable para hacerlo reaccionar a voluntad con el oxígeno del aire y recuperar la energía almacenada en un sistema real. Es de gran importancia en el contexto de investigación en energía actual y es la base para un desarrollo sustentable.

Conclusiones específicas

Las pérdidas en un sistema FV son sensibles y se deben en gran medida al coeficiente de temperatura que impacta negativamente en la producción de energía entre un 15% y un 20% (aunque, rigurosamente no es que se pierda energía. Si no que al disminuir el potencial de la celda con la temperatura, se reduce la capacidad de producir potencia), lo cual se puede compensar con la ganancia obtenida a utilizar seguimiento solar (19.3%). Otro importante factor de pérdidas es la eficiencia de acoplamiento del arreglo FV al banco de baterías $\eta_A = 0.834$ (Sec. 5.4).

Por otra parte, la eficiencia del sistema fotovoltaico es la más baja de todos los componentes del sistema y por consiguiente la que más afecta a la eficiencia global del sistema.

La eficiencia medida del electrolizador (0.32) es baja, debido a los consumos de energía que requieren los subsistemas de rectificación, control, compresión, bombeo y precalentado del electrolizador constituyen aproximadamente el 34% del consumo de

energía de entrada. Si consideramos como energía de entrada sólo la que consume el electrolizador, la eficiencia sería de 0.48 (Sec. 4.4.2).

De las 4 posibles opciones de acoplamiento del sistema FV al electrolizador (Sec. 5.2) se optó por el acoplamiento con banco de baterías y electrolizador de c.a. por las ventajas que da el banco de baterías en cuanto a acoplamiento de impedancias y por la disponibilidad en el mercado de este tipo de electrolizadores. Además el electrolizador seleccionado cuenta con un compresor y un sistema de purificación de hidrógeno, integrados que son compatibles para su integración al sistema de almacenamiento de tanques de hidruro metálico.

Propuesta de mejoras y aplicaciones

Almacenamiento.

Como mejora inmediata, se pretende aumentar la capacidad del banco de tanques de hidruro metálico, ya que con la capacidad actual almacenan 94.8 g que equivalen a una energía eléctrica de 1.25 kWh (considerando una eficiencia de 0.4 de la celda, Sec. 5.5). Por cada par de tanques agregados de las mismas características, la autonomía de apoyo al sistema de 9 kW_p se incrementará 1.5 h.

Propuesta de nuevos esquemas y topologías de sistemas.

Si utilizamos un electrolizador de corriente directa de alta eficiencia (0.75) acoplado al sistema FV (0.1) por medio de un convertidor c.d. – c.d. con SMPP (0.95), la eficiencia de producción de hidrógeno podría ser de hasta 7.1%, pero con las siguientes desventajas: Producción de hidrógeno húmedo (inviabile para almacenamiento en hidruros) y a baja presión (para almacenamiento en condiciones atmosféricas)

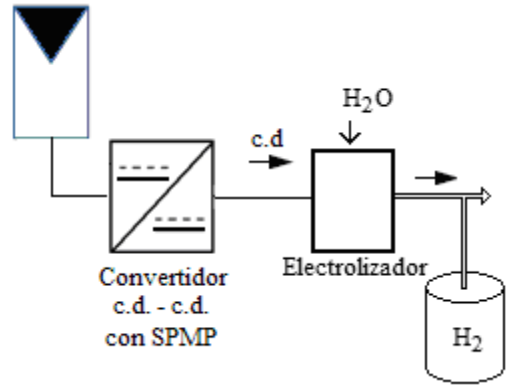


Figura C.1 Electrolizador de alta eficiencia acoplado directamente al arreglo FV.

En otra configuración, podemos emplear a la red eléctrica como “sistema de estabilización y promediación” de la energía proveniente de la fuente renovable, es decir, podemos conectar el arreglo FV a la red eléctrica (0.9), para que este inyecte toda su producción y conectamos un electrolizador con entrada de c.a. (0.32) a la misma red de tal manera que produzca hidrógeno con la misma cantidad de energía que inyectó el sistema FV. Siendo la eficiencia de producción de hidrógeno de 3%.

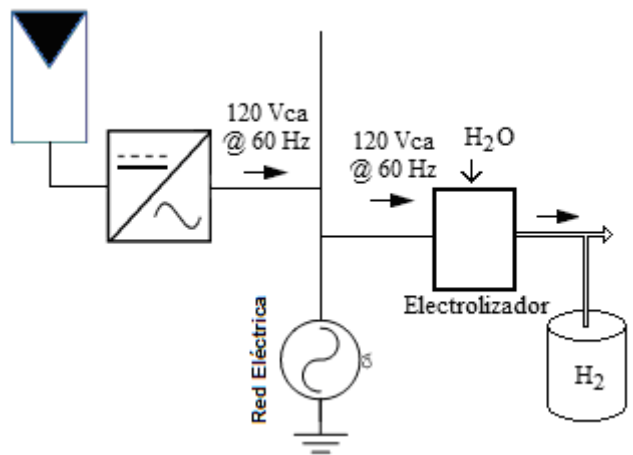


Figura C.1 Electrolizador de c.a. acoplado al sistema FV por medio de la red eléctrica.

Alcances y expectativas

Debido a la gran cantidad de energía que se desperdicia en comprimir el hidrógeno para almacenarlo y al alto coste las tecnologías criogénicas y de hidruros metálicos, sería conveniente realizar estudios acerca del almacenamiento de hidrógeno a TPE, cuando el espacio no es problema, por ejemplo para el caso estaciones solares ó eólicas para generar hidrógeno, distribuidas a lo largo de autopistas.

El hidrógeno producido a partir de fuentes renovables pudiera ser usado como combustible para la industria aeronáutica solucionando con ello el problema de la inestabilidad en los precios del combustible y haciendo de la aeronáutica comercial una industria sustentable.

Existen estudios que sugieren que actualmente se requieren alrededor de 3kg de H_2 en los automóviles para una autonomía de 600km . Considerando que producimos 40g diarios con 8m^2 de paneles FV, y que un automóvil viaja en promedio 60km al día, se requieren 300g de hidrógeno diarios para abastecerlo, por lo que se requieren 60m^2 , de paneles, para dar autosuficiencia y sustentabilidad a un automóvil con ésta tecnología.

Los sistemas interconectados a la red tienen una alta eficiencia, sin embargo en el mejor de los escenarios sólo puede reducir la cantidad de carbón quemado únicamente en las horas de irradiación. Se propone la creación de sistemas Autónomos-Interconectados a la red, así se abastecería el consumo de la carga y el exceso de energía en las baterías se puede inyectar a la red de manera uniforme y controlada, es decir un nuevo esquema de generación y almacenamiento distribuido, incluso realizar una inyección programada en los horarios mas convenientes, para hacer en un futuro de la red eléctrica, un bus de compra-venta de energía con pequeñas centrales de generación continua de respaldo, que podrían ser las centrales hidroeléctricas.

Estimación del costo del kWh fotovoltaico.

Para determinar el costo del kWh fotovoltaico, consideramos la potencia pico (P_p) y el costo (\$, en pesos) del panel KC-125 TM. Para determinar primero el costo por Watt.

$$P_p = 125W_p$$

$$\text{Costo} = \$7000$$

$$\text{Costo por watt} = 7000 \text{ pesos} / 125W_p = 56 \text{ pesos} / W_p$$

Ahora, determinamos la cantidad de energía (kWh) que producirá el panel durante toda su vida útil, con el valor del recurso solar del lugar de su instalación.

Considerando una vida útil de 20 años y un recurso solar de $5h_p$, tenemos una producción de energía durante toda su vida útil de:

$$\text{Energía diaria} = h_p \cdot W_p = \left(\frac{5h}{\text{dia}} \right) \cdot (125W) = 625Wh/\text{dia} = 0.625kWh/\text{dia}$$

$$\text{Energía total} = \left(\frac{0.625kWh}{\text{dia}} \right) \cdot \left(\frac{365 \text{ dia}}{\text{año}} \right) \cdot (20 \text{ año}) = 4562.5kWh$$

Y un costo por kWh de:


$$\text{Costo} = \frac{7,000 \text{ pesos}}{4562.5kWh} = 1.53 \text{ pesos}/kWh$$

En México, el costo real (sin subsidio) de producción del kWh en el año 2010, puede superar hasta los 3 pesos.

Pero es importante señalar que el calculo anterior no considera los gastos del inversor, cableado, estructura, instalación y mantenimiento.

Especificaciones técnicas del panel Kyocera KC125TM (Sec. 2.3.2.1).

THE NEW VALUE FRONTIER





MODEL KC125TM

KC125TM

HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL PHOTOVOLTAIC MODULE

- Class I, Div2, Groups A, B, C and D Hazardous Locations
- IEC 61215
- ISO 9001 / JIS Q 9001
- ISO 14001 / JIS Q 14001





HIGHLIGHTS OF KYOCERA PHOTOVOLTAIC MODULES

Kyocera's advanced cell processing technology and automated production facilities produce a highly efficient multicrystal photovoltaic module.

The conversion efficiency of the Kyocera solar cell is 16%.

These cells are encapsulated between a tempered glass cover and an EVA pottant with back sheet to provide maximum protection from the most severe environmental conditions.

The entire laminate is installed in an anodized aluminum frame to provide structural strength and ease of installation.

Equipped with an industrial grade junction box.

1 year limited warranty on material and workmanship, 25 year* limited warranty on power output

APPLICATIONS

- Microwave/Radio repeater stations
- Electrification of villages in remote areas
- Medical facilities in rural areas
- Power source for summer vacation homes
- Emergency communication systems
- Water quality and environmental data monitoring systems
- Navigation lighthouses and ocean buoys

- Pumping systems for irrigation, rural water supplies and livestock watering
- Aviation obstruction lights
- Cathodic protection systems
- Desalination systems
- Recreational vehicles
- Railroad signals
- Sailboat charging systems

SPECIFICATIONS

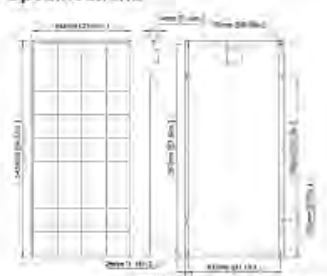
■ Electrical Specifications

MODEL	KC125TM
Maximum Power	125 Watts
Maximum Power Voltage	17.4 Volts
Maximum Power Current	7.20 Amps
Open Circuit Voltage	21.7 Volts
Short-Circuit Current	8.0 Amps
Length	56.1" (1425mm)
Width	25.7" (652mm)
Depth	2.2" (56mm)
Weight	26.8lbs (12.2kg)

Note: The electrical specifications are under test conditions of irradiance of 1kW/m² Spectrum of 1.5 air mass and cell temperature of 25°C.

Kyocera reserves the right to modify these specifications without notice.

■ Physical Specifications



* Long term output warranty shall guarantee that loss of output is not more than 10% of the minimum warranty value of the product specifications within 12 years and is not more than 20% within 25 years after the purchase of the product by customer. The output values shall be those measured under Kyocera standard measurement conditions. Regarding the warranty conditions in detail, please refer to Warranty issued by Kyocera.

Promedio Mensual de la Insolación (MJ/m^2) global horizontal (Sec. 1.1.4)

Radiación solar global en MJ/m^2											
Año											
Mes	1990	1996	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Ene		17.87	17.70		17.45	16.40	15.27	16.39	16.87	17.25	17.40
Feb		21.34	20.16		19.07	19.78	21.09	18.55	19.91	19.61	21.20
Mar	21.42	23.41	22.14	23.39	23.21	25.23	21.28	21.63	23.04	21.96	24.80
Abr	22.37	22.63	23.83	21.99	23.70	23.16	23.42	23.42	23.52	23.48	
May	21.93	22.36		21.47	21.78	22.66	21.78	23.11	22.63		22.80
Jun	21.70	20.88		21.64	22.11	19.51	23.18	20.76	22.05		23.63
Jul	21.46	22.80		23.78		23.26	23.01	23.44	21.53	21.19	19.16
Ago	22.83	19.83		21.49		22.81	24.11	22.80	20.57	21.71	21.13
Sep	20.51	21.65		19.51		19.87	20.09	19.38	19.92	20.33	19.41
Oct	18.10	18.82		19.92	18.89	19.14	19.62	18.08	18.16	18.47	19.19
Nov	16.84	18.30		17.86	17.14	17.38	17.21	17.00	15.63	17.77	18.60
Dic	15.87	14.84		15.21	15.66	14.73	15.24	15.59	16.77	15.86	15.61

Para el año 2006, podemos calcular un promedio de Insolación para tener un valor de Insolación promedio anual:

$$\frac{16.87 + 19.91 + 23.04 + 23.52 + 22.63 + 22.05 + 21.53 + 20.57 + 19.92 + 18.16 + 15.63 + 16.77}{12} = \frac{240.6}{12} = 20.05 \text{ MJ}$$

De la sección 1.2.3.2, tenemos que $1kWh = 3.6MJ$, entonces:

$$20.05 \text{ MJ} = 5.57 \text{ kWh}$$

Tabla de Resistencia y Ampacidad de los conductores (Sec. 4.5.2.1).

Calibre AWG No	Resistencia $\Omega/100$ m	Amperaje Máximo (A)*			Dimensiones	
		TIPO DE CABLE			Diám. mm	Area cm ²
		UF	USE, THW TW, THWN	NM		
4/0	0,01669	211	248		13,412	1,4129
3/0	0,02106	178	216		11,921	1,1161
2/0	0,02660	157	189		10,608	0,8839
1/0	0,03346	135	162		9,462	0,7032
2	0,05314	103	124		7,419	0,4322
4	0,08497	76	92		5,874	0,2710
6	0,1345	59	70		4,710	0,1742
8	0,2101	43	54		3,268	0,0839
10	0,3339	32	32	30	2,580	0,0523
12	0,5314	22	22	20	2,047	0,0329
14	0,8432	16	16	15	1,621	0,0206

NOTAS:

* Estos valores contemplan hasta 3 conductores por envoltura.

Obsérvese que para valores de resistencia de menos de $0,1\Omega/100$ m, el valor está dado con cinco (5) cifras decimales, para mayor precisión.

La máxima temperatura de trabajo para los tipos USE y TH es 75°C .

La máxima temperatura de trabajo para el tipo UF es 60°C .

Sistema fotovoltaico autónomo – interconectado de $9kW_p$ (Sec. 5.5)

A5.1 Diagrama eléctrico

En la figura A5.1 se muestra el diagrama eléctrico del sistema FV de 9 kWp que abastece de energía eléctrica al edificio “E” del CIE-UNAM.

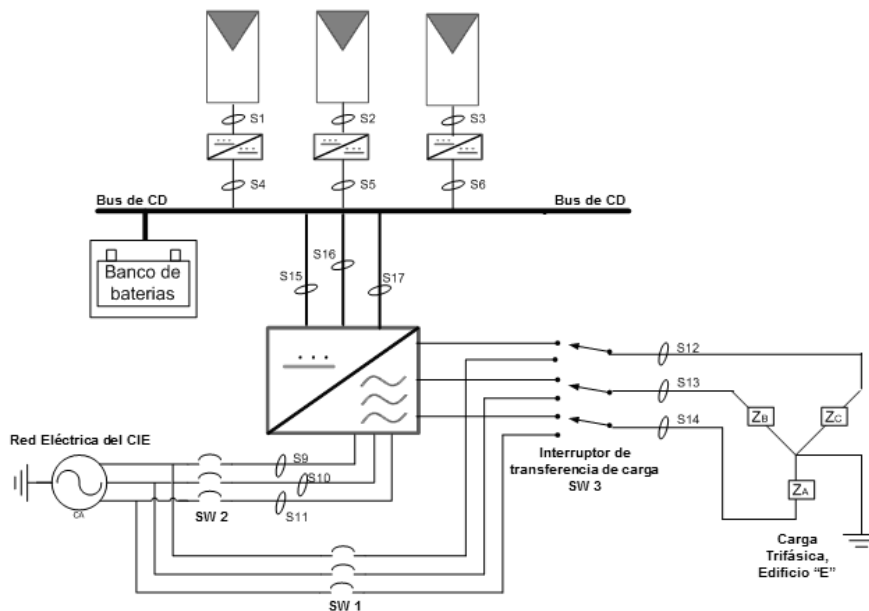


Figura A5.1 Diagrama eléctrico del sistema FV autónomo – interconectado de 9kWp.

A5.2 Descripción y características

Se realizó la instalación de 72 paneles con 8 filas y 9 columnas en una estructura metálica el techo del edificio “E” divididos eléctricamente en tres sub arreglos de 3kWp cada uno, con una configuración 4s x 6p y con una inclinación de 19°.

Los tres sub arreglos fotovoltaicos fueron colocados en el lado oriente del techo del edificio E. Los controladores de carga, bus de CD, banco de baterías y celda de combustible, fueron instalados en una caseta anexa a la subestación. Los inversores, centro de carga, e interruptor de transferencia, fueron alojados en la subestación. Con la finalidad de seccionar la parte de corriente alterna de la parte de directa y separar los inversores de los vapores de ácido desprendidos por las baterías.

En dimensionado se hizo en base al recurso solar de la ubicación del CIE-UNAM (18° 50.36´ N, 99° 14.07´ O), en el mes con menor Insolación promedio 4.3 kWh (en Dic. [A4]) y a las mediciones realizadas en el consumo de energía diaria del edificio (27 kWh/día).

El tamaño del arreglo FV fue de $\approx 8kW_p$, considerando pérdidas y eficiencias, pero se escaló a 9 kWp para asegurar la autonomía y dividir simétricamente los sub arreglos para poder conectar los controladores de carga.

El banco de baterías se dimensionó para una autonomía de 1.5 días con una profundidad de descarga de 80%, un voltaje de sistema de 48 V y una eficiencia de los inversores de 0.9. Para lo cual se desarrolló un arreglo 8s x 6p de baterías de plomo – ácido de 6V y 225Ah, lo que equivale a un banco de baterías con un voltaje de 48V y una capacidad total de almacenamiento de carga de 1350 Ah (Ec. A5.1).

$$A_{cd}h = \frac{(1.5) \cdot (27kVAh)}{(0.8) \cdot (0.9) \cdot (48V)} = 1171.87 Ah \rightarrow 1350 Ah \quad (A5.1)$$

Si se requiere conocer la capacidad total de almacenamiento de energía en kWh, se multiplica el voltaje del banco de baterías por la capacidad de almacenamiento de carga, lo que equivale a una energía total de 64.8 kWh.

Sistema de inversores, está compuesto por un arreglo de 3 inversores monofásicos de 3.6 kVA conectados en estrella para alimentar la carga trifásica del edificio, estos inversores tienen la capacidad de detectar el voltaje de entrada de c.d. proveniente del banco de baterías para inyectar energía excedente generada por arreglo FV, desconectarse en caso de un bajo voltaje de entrada para evitar la sobre descarga de baterías o apoyarse con energía proveniente de la red eléctrica.

A5.3 Modos de operación

El sistema tiene la capacidad de funcionar en 3 modos de operación, dependiendo de la configuración del interruptor de transferencia de carga (SW 3) y del interruptor de entrada a los inversores (SW 2). Por otra parte el interruptor SW 1 siempre debe estar activado.

Modo 1, Sistema Híbrido Autónomo.- Se configura con el interruptor SW 2 apagado y el interruptor de transferencia de carga (SW 3) conectado a la salida de los inversores.

Ventajas:

-La carga no depende de la red eléctrica.

Desventajas:

-No se inyectan los excedentes de energía a la red.

-Autonomía limitada al recurso solar y la cantidad de hidrogeno almacenado

Modo 2, Sistema Híbrido Interconectado.- Se configura con el interruptor SW 2 encendido y el interruptor de transferencia de carga (SW 3) conectado a la red eléctrica.

Ventajas:

-Inyecta la energía generada directamente a la red.

Desventajas:

-No tiene autonomía

-La alimentación de la carga depende de la red eléctrica.

Modo 3, Sistema Híbrido de respaldo Interconectado.- Se configura con el interruptor SW 2 encendido y el interruptor de transferencia de carga (SW 3) conectado a la salida de los inversores.

Ventajas:

-La energía generada alimenta a la carga y el excedente es inyectado a la red eléctrica.

-en caso de un fallo en la red eléctrica, el sistema sigue alimentando a la carga como sistema autónomo.

Desventajas:

-La calidad de la energía inyectada es inferior a la del sistema interconectado simple, debido a que la energía inyectada es un complemento de la energía generada y se ve afectada por la forma de onda de la corriente consumida en la carga.

A5.4 Estrategia de control

Las condiciones de inyección y consumo son programadas en los inversores mediante los estados de carga del banco de baterías reflejado en el voltaje, es importante señalar que el voltaje nominal del banco es 48V.

Si el voltaje en el banco de baterías sobrepasa 54V, decimos, que éstas están completamente cargadas, los inversores se programan para que a partir de éste voltaje empiecen a inyectar la energía excedente a la red.

Si el voltaje cae por debajo de 48V, los inversores se programan para que por debajo de ese voltaje los inversores empiecen a apoyarse con energía de la red para abastecer la carga.

Por medio de un circuito electrónico comparador y la activación remota de la celda de combustible, puede ajustarse a discreción un umbral de activación para que la celda de combustible entre o salga de operación para cargar el banco de baterías. Por ejemplo en el modo de operación autónomo, el umbral de activación puede programarse para que la celda entre cuando el voltaje del banco de baterías caiga por debajo de 46V, (en dos días nublados consecutivos), evitando así que los inversores se desconecten (44V) para evitar la sobre descarga de las baterías

A5.5 Imágenes de las instalaciones del sistema.



Figura A5.2 Edificio "E" y arreglo FV.



Figura A5.3 Canalizaciones y cableado.



Figura A5.4 Desarrollo de protecciones.

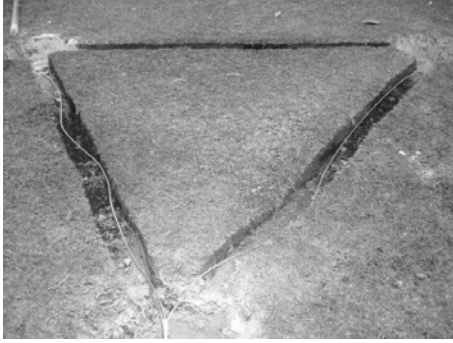


Figura A5.5 Sistema de tierra física.



Figura A5.6 Sistema de controladores de carga.



Figura A5.7 Banco de baterías.



Figura A5.8 Vista del interior de la caseta de c.d., controladores de carga, bus de c.d. y banco de baterías.



Figura A5.9 Vista interior de a caseta de c.a., red eléctrica, centro de carga del edificio "E", sistema de inversores e interruptor de transferencia.

BIBLIOGRAFÍA

- [1].– Resnick, Haliday, Krane, FÍSICA volumen 2, CECSA quinta edición 2005, ISBN 970-24-0326-X, USA, impreso en México. Páginas; 1162, 1163.
- [2].– Raymond Chang, QUIMICA, Mc Graw Hill sexta edición 1999, ISBN 97-10-1946-6, USA, impreso en México. Páginas; 167, 218, 766, 779, 786, 832.
- [3].– James R. Bolton, *Solar photoproduction of hydrogen: a review*, Solar Energy 57 (1996) pp. 37-50.
- [4].– G.J. Conibeer, B.S. Richards, *A comparison of PV/electrolyser and photo electrolytic technologies for use in solar to hydrogen energy storage systems*, Hydrogen Energy 32 (2007) pp. 2712 - 2718.
- [5].– Onda K, Kyakuno T, Hattori K, Ito K. *Prediction of production power for high-pressure hydrogen by high-pressure water electrolysis*. J Power Sources 2004; 132:64-70
- [6].– L. Schlapbach, A. Zuttel, *Hydrogen - storage materials for mobile applications*, NATURE Vol. 414, November 2001.
- [7].– Maria Saxe, Per Alvfors, *Advantages of integration with industry for electrolytic hydrogen production*, Energy 32 (2007) 42 50.
- [8].– Kai Strunz, E. Kristina Brock, *Infrastructure - integrative modular plant for sustainable hydrogen –electric co-generation*, International Journal of Hydrogen Energy 31 (2006) 1129-1141.
- [9].– B. D. Sakya, Lu Aye, P. Musgrave, *Technical feasibility and financial analysis of hybrid wind – photovoltaic system with hydrogen storage for Cooma*, International Journal of Hydrogen Energy 30 (2005) 9-20.
- [10].– Meng Ni, Michael K. H. Lueng, K. Sumathy, Dennis Y.C Leung, *Potential of renewable hydrogen for energy supply in Hong Kong*, International Journal of Hydrogen Energy 31 (2006) 1401-1412.
- [11].– Fuel Cell Japan, <http://www.fcpat-japan.com/Details.htm>, 2005-04-22.
- [12].– Fuel Cells Bulletin, June 2004, ISSN 1464-28 59
- [13].– Patrick Moriarty, Damon Honnery, *Intermittent renewable energy: The only future source of hydrogen?* International Journal of Hydrogen Energy 32 (2007) 1616-1624.

- [14].– John A. Duffie, William A. Beckman, *SOLAR ENGINEERING OF THERMAL PROCESSES*, John Wiley & Sons, Inc Second edition 1991, USA. Páginas; 9, 11.
- [15].– José A. Manrique, *ENERGIA SOLAR Fundamentos y Aplicaciones Fototérmicas*, Harla S.A. de C.V. 1984, ISBN 968-6034 54-4, México. Páginas; 5, 6.
- [16].– Miguel Alonso Abella, *SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*, Era Solar segunda edición 2005, ISBN 84-86913-12-8, Madrid España. Páginas; 51, 99, 128, 157, 263.
- [17].– Krishnan Rejeshwar, Robert McConnell, Stuart Litch, *SOLAR HYDROGEN GENERATION*, Springer 2008, ISBN: 978-0-387-72809-4, NY USA. Pg; 7, 12, 44.
- [18].– Steven S. Hegedus and Antonio Luque, *Status, Trends, Challenges and the Bright Future of Solar Electricity from Photovoltaics*, Handbook of photovoltaic science and engineering, pg. 11.
- [19].– Roger A. Messenger, Jerry Ventre, *Photovoltaic Systems Engineering*, CRC PRESS, Second edition 2004, ISBN 0-8493-1793-2, USA. Pg; 28, 35, 37, 38, 69, 100, 335.
- [20].– Jeffery L. Gray, *The Physics of the Solar Cell*, Handbook of photovoltaic science and engineering, pg; 61.
- [21].– The German Energy Society, *Planning & Installing Photovoltaic Systems*, DGS, Second edition 2008, ISBN-13: 978-1-84407-442-6, Berlin, Germany. Pg; 1, 20, 23, 166, 309, 321.
- [22].– Gilbert M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, WILEY-INTERSCIENCE, 2004, ISBN 0-471-28060-7, USA. Pg; 217, 220, 221, 456, 457, 460, 461, 565.
- [23].– John P. McKelvey, *Solid State and Semiconductor Physics*, A HARPER INTERNATIONAL EDITION, 1966, NY, USA. Pg; 461.
- [24].– Felix A. Farret, M. Godoy, *Integration of Alternative Sources of Energy*, WILEY-INTERSCIENCE, 2006, ISBN-13: 978-0-471-71232.9, N.J. USA. Pg.; 132, 136, 137, 159, 273.
- [25].– A. Goetzberger, V. U. Hoffmann, *Photovoltaic Solar Energy Generation*, Springer, 2005, ISBN 0342-4111, Berlin Germany. Pg; 95.
- [26].– Helwa, N.H., Bahgat, A.BG., El Shafee, A. M. R. and El Shenawy, *Maximum collectable solar energy by different solar tracking systems*, Energy Sources (2000), 22(1), 23-34.
- [27].– Luis Castaner, Santiago Silvestre, *Modelling photovoltaic systems using PSpice*, JONHN WILEY & SONNS, LTD, 2002, ISBN 0-470-845279, West Sussex England. Pg; 135.
- [28].– Morning Star Corporation, *Why PWM*, Preprint from 14th NREL Photovoltaic Program Review, November 1996.

[29].– Morning Star Corporation, *Traditional PWM vs Morningstar's TrakStatar MPPT Technology*.

[30].– Morning Star Corporation, *TriStar Solar System Controller Installation and operation manual*.

[31].– Xantrex Technology, Inc., *Inversores/cargadores de la serie SW Manual del Propietario*.

[32].– James Larminie, Andrew Dicks, *Fuel Cell Systems Explained*, John Wiley & Sons Ltd. 2003, ISBN 0-470-84857-X, Pg; 15, 67, 70, 72, 273, 279, 284.

[33].– J. Yuan, M. Faghri & B Sunden, *Transport Phenomena in Fuel Cells*, Chapter 4, WIT_{PRESS} Southampton, Boston, ISBN 1-85312-840-6, Printed in Great Britain. Pg; 142.

[1@].- <http://xml.cie.unam.mx/xml/se/cs/meteo.xml>