



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

**“SIMULACIÓN DE SISTEMAS EÓLICOS
AUTÓNOMOS CON ALMACENAMIENTO DE
HIDRÓGENO”**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

DOCTOR EN INGENIERÍA

ENERGÍA – FUENTES RENOVABLES

P R E S E N T A:

Ing. Orlando Lastres Danguillecourt

TUTOR:

Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph



Temixco, Morelos, México, 2007



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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. Xavier Mathew
Secretario: Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph
1^{er} Vocal: Dr. Aarón Sánchez Juárez
2^{do} Vocal: Dr. Alberto Armando Álvarez Gallegos
3^{er} Vocal: Dr. Oscar Alfredo Jaramillo Salgado
1^{er} Suplente: Dr. Sergio Alberto Gamboa Sánchez
2^{do} suplente: Dr. Joel Moreira Acosta

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA, UNAM

TUTOR DE TESIS

Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph

FIRMA

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a la memoria de mi madre Sara Edith Danguillecourt que en paz descanse por haber sido mi constante inspiración para seguir adelante. A mi adorada esposa María Emilia Luvin Alvarez por estar conmigo en los momentos más difíciles de mi vida con su permanente confianza y apoyo, a mis hijos Lisbeth y Orlando Manuel porque son la razón de mi vida y a toda mi familia por su confianza y apoyo.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis tutores de tesis Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph y al Dr. Sergio Alberto Gamboa Sánchez el buen término de este trabajo y su constante apoyo. A los sinodales Dr. Xavier Mathew, Dr. Alberto Armando Álvarez Gallegos, Dr. Joel Moreira Acosta y Dr. Aarón Sánchez Juárez por sus aportes en la revisión y culminación de la tesis.

Agradezco a mis profesores Dr. Roberto Best Brown, Mc. José Campos Álvarez, Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph, Dr. Jesús Antonio del Río Portilla, Dr. Octavio García Balladares, Dr. Sergio Alberto Gamboa Sánchez, Dr. Surendra Pal Verma Jaiswal y Dr. Xavier Mathew por su contribución a mi superación profesional mediante las asignaturas que me impartieron.

Agradezco a mis compañeros de trabajo MSc. Alina Juantorena Ugás y MSc. Geovanni Hernández Gálvez por su participación directa en la revisión de este trabajo.

Agradezco al Centro de Investigación de Energía Solar de Cuba (CIES) y en especial al grupo de Energía Eólica por su apoyo y contribución en cuanto a aporte de experiencia y bases de datos sin los cuales no hubiese sido posible el buen término de esta tesis.

Agradezco al Centro de Investigación en Energía y al Posgrado de Energía de la UNAM por aceptarme y proporcionar la atención y los recursos necesarios para el buen desempeño del trabajo así como a los proyectos CUenergía/1/16 (UNAM), G38618U (CONACYT) y UPCHIS-PTC-007 (PROEP).

Agradezco a la Dirección General de Estudios de Posgrado de la UNAM (DEGEP) por el apoyo económico brindado sin el cual no hubiese sido posible la realización del trabajo.

Agradezco al pueblo de México por acogerme como uno más de sus ciudadanos a través de su gente e instituciones y permitirme mi realización profesional en este maravilloso país.

INDICE

	DEDICATORIA	i
	AGRADECIMIENTOS	ii
	INDICE	iii
	RESUMEN	vii
	ABSTRACT	viii
1	Capítulo I: INTRODUCCIÓN:	1
1.1	Antecedentes y Estado Actual	1
1.2	Sistemas Autónomos de Energía (SAEs)	5
1.2.1	Definición de SAEs	5
1.2.2	Perspectivas Globales	5
1.2.3	Perspectivas Locales	7
1.2.4	Factores que influyen en los SAEs	8
1.2.5	Factores Externos	9
1.3	Alcance del Proyecto	11
1.3.1	Hipótesis	11
1.3.2	Objetivos del Proyecto	11
1.3.3	Organización de la Tesis	12
2	Capítulo II: SISTEMAS AUTONOMOS DE ENERGIA	13
2.1	Recursos Energéticos Renovables	13
2.1.1	Sistemas de Energía de Hidrógeno	14
2.2	SAEs Prácticos	15
2.2.1	Tamaño de los sistemas	15
2.2.2	Sistemas de mini-redes (Tamaño Fijo)	16

2.2.3	Sistemas Modulares (Tamaño Flexible)	16
2.3	SAEs con Energía del Hidrógeno	17
2.3.1	Producción de Hidrógeno por Electrólisis del Agua	17
2.3.1.1	Electrolizador Alcalino Convencional	18
2.3.1.2	Electrolizador Alcalino Avanzado	19
2.3.1.3	Electrolizador ácido	20
2.3.2	Almacenamiento del Hidrógeno	20
2.3.3	Utilización del Hidrógeno (Celdas de Combustibles)	21
2.4	SAEs Eólicos con almacenamiento de Hidrógeno	22
2.4.1	Configuraciones Recomendadas para SAEs	23
2.4.2	Características de las Tecnologías para SAEs	23
2.4.2.1	El Aerogenerador	25
2.4.2.2	Baterías Secundarias	29
2.4.2.3	Convertidores de Potencia (Adaptadores de Potencia)	35
3	Capítulo III: FUNDAMENTOS PARA LA MODELACION	
	MATEMATICA	36
3.1	Descripción Esquema General	36
3.1.1	Principio de funcionamiento del sistema	36
3.2	Aerogenerador	37
3.2.1	Energía producida por un aerogenerador	37
3.2.2	Modelación matemática del aerogenerador	43
3.2.2.1	Cálculo de la densidad del aire a la altura del hub del rotor	44
3.2.2.2	Corrección de la velocidad del viento del sitio con la altura del hub	44
3.2.2.3	Cálculo de la potencia	45
3.3	Electrolizador	47

3.3.1	Descripción General	47
3.3.2	Modelación Matemática	48
3.4	Almacenamiento del Hidrógeno y Equipamiento Auxiliar	50
3.4.1	Almacenamiento de Gas (Gas Comprimido)	51
3.4.2	Compresor	52
3.4.3	Hidruros Metálicos	52
3.5	Celdas de Combustibles	53
3.5.1	Descripción General	53
3.5.2	Modelación Matemática	55
3.6	Baterías Secundarias	60
3.6.1	Descripción General	60
3.6.2	Modelación Matemática	62
3.7	Equipamiento de Acondicionamiento de Potencia	65
3.7.1	Descripción General	65
3.7.2	Modelación Matemática	66
3.8	Generador Diesel	66
3.9	Simulación Económica y Costos de los Componentes	68
3.9.1	Costos de Componentes	68
3.9.2	Modelación Matemática	70
4	Capítulo IV: CARACTERIZACIÓN DE LOS SAEs EÓLICOS CON ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	73
4.1	Introducción	73
4.2	Características del sitio escogido para el estudio	74
4.2.1	Radiación solar	74
4.2.2	Potencial Eólico	74

4.3	Estudio de factibilidad económica del almacenamiento de hidrógeno en SAE	76
4.3.1	Características de la carga	77
4.3.2	Comparación entre diferentes tipos de SAEs	77
4.3.2.1	Comparación de los Sistemas Eólicos, Diesel, Baterías e híbridos	78
4.3.2.2	Comparación de los Sistemas Eólicos, Fotovoltaicos, Baterías e Hidrógeno e Híbridos entre ellos	82
4.3.2.3	Influencia de la velocidad media de viento anual del sitio sobre el costo de la energía	86
4.4	Estudio de los límites de capacidad de los bancos de baterías	87
4.5	Comportamiento de un sistema eólico autónomo con diferentes sistemas de almacenamiento de energía	89
4.5.1	Carga del Sistema	89
4.5.2	Esquema General del Sistema	90
4.5.3	Resultados y Análisis de la Simulación	90
4.5.3.1	Estudio del comportamiento de costos del proyecto debido a la variación del costo capital de los componentes que más influyen en el sistema	91
4.5.3.2	Estudio del comportamiento de costos debido a variación de la eficiencia energética de los sistemas de almacenamiento	100
4.5.3.3	Estudio del comportamiento energético de los componentes	103
4.5.3.4	Transitorios energéticos de los principales momentos del sistema	108
	CONCLUSIONES	113
	RECOMENDACIONES	116
	REFERENCIAS	117

RESUMEN

Se presenta un estudio detallado de un sistema eólico autónomo con almacenamiento de hidrógeno en las condiciones de montaña de Cuba, que nos permite tener una visión lo más realista posible de las perspectivas técnicas y económicas para su futura utilización en sitios con condiciones similares en los países en vías de desarrollo. También se realizó un análisis de los fundamentos teóricos y de los factores que influyen en el desempeño de los sistemas autónomos, así como los principales modelos matemáticos que se están utilizando para la simulación de sistemas en la actualidad.

Se logró realizar un estudio del comportamiento energético y económico a través de la simulación de este tipo de sistema, abastecido con fuentes renovables de energía, en particular la eólica con almacenamiento de hidrógeno. Con este propósito se realizaron varios estudios comparativos entre los diferentes tipos de sistemas autónomos más utilizados: diesel, fotovoltaicos, eólicos e híbridos con almacenamiento en baterías, hidrógeno e híbridos de baterías e hidrógeno. También se llevaron a cabo estudios de la capacidad de los actuales bancos de baterías plomo ácido, las influencias actuales y perspectivas de la variación de los costos capitales y las eficiencias de los componentes fundamentales en los costos principales del sistema como son el costo neto total, costo de la energía producida y costos de capital inicial; se realizó además un estudio de las principales variables energéticas que intervienen en el proceso de transformación de la energía en estos tipos de sistemas.

Como resultado del análisis de las simulaciones se concluyó, que aun con los valores actuales de capital inicial de los componentes del sistema de almacenamiento de hidrógeno, se pueden obtener sistemas de almacenamiento híbridos viables económicamente. También se logró que para el caso de los sistemas híbridos eólicos-fotovoltaicos, combinados con sistemas de almacenamiento híbridos se puedan diseñar sistemas económicamente viables. Se demuestra además la viabilidad futura de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno para ser aplicados en sistemas autónomos.

Todas las simulaciones se realizan con el software libre HOMER desarrollado por el Instituto de Investigación Midwest (MRI) y el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de los Estados Unidos de América.

ABSTRACT

A detailed study of a stand alone wind power system with hydrogen storage for the conditions of a Cuban mountain town is presented in the thesis. This study allows us to have the most possible vision of the economic and technical perspective for its application in similar conditions in the developing countries. Also, an analysis of the theoretical foundations and the factors that influence the performance of the independent systems, as well as the main mathematical models that are being used for the simulation of this kind of systems at the present time was carried out in this study.

It was managed to make an analysis on the economic and energetic behavior through the simulation of this type of systems, supplied with renewable energy sources, especially stand alone wind power systems with hydrogen storage. With this objective several comparative studies among different types of commonly used independent systems were carried out. Those are: diesel generator, photovoltaic system, wind power system and hybrid systems with battery and hydrogen storage. Also, studies were carried out on the mostly used lead-acid battery bank capacity, the present and futuristic influence of the capital cost variation and the efficiencies of the fundamental components in the main costs of the system such as the total net cost, the produced energy cost and the initial capital cost. In addition, a study was performed on the main power variables that take part in the energy transformation process in these types of systems.

From the results of the simulation it was concluded that, even with the present values of the initial capital for the hydrogen storage system components, one can obtain economically viable hybrid storage systems. Also, from this study it was able to conclude that, for the case of the photovoltaic-wind hybrid systems, combined with hybrid hydrogen–battery storage it is possible to design economically viable systems. Viability was demonstrated, in addition, to future hydrogen storage systems incorporated in stand alone power generation systems.

The simulations were carried out with the free software HOMER, developed by the Midwest Research Institute (MRI) and the National Renewable Energy Laboratory (NREL) of the United States of America.

1 Capítulo I: INTRODUCCIÓN:

El propósito de este capítulo es presentar los antecedentes y el estado actual de los estudios de simulación de que han sido objeto los Sistemas Eólicos Autónomos con Almacenamiento de Hidrógeno, definir los Sistemas Autónomos de Energía (SAEs) y dar una descripción de los factores principales que influyen en ellos, mostrados desde una perspectiva global y local.

Además, se presentan los objetivos de la tesis y se realiza una descripción del alcance y la organización del trabajo.

1.1 Antecedentes y Estado Actual

En los últimos años se han producido grandes progresos en la utilización del hidrógeno como sistema energético intermedio o vector energético, sirviendo de nexo entre las fuentes primarias de energías y los diferentes sectores del consumo. En ese sentido el hidrógeno complementa a la electricidad y es incluso más útil que ella para cubrir determinadas aplicaciones, y más fácilmente almacenable en grandes cantidades. Presenta, además de estas propiedades, otras que lo hacen idóneo para tal fin. Entre ellas, podemos destacar el ser transportable, no contaminante, fácil de producir, renovable, independiente de recursos primarios, aplicable de diversas formas, y más eficiente que los combustibles fósiles (Contreras A et al 2005).

El tema de la simulación de sistemas autónomos con fuentes renovables de energía se encuentra en una etapa de desarrollo. El desarrollo de software como el HOMER, TRNSYS, HYBRID2 y otros, han constituido un importante paso de avance, lo cual se observa cada vez más en la creciente publicación de artículos en diferentes revistas científicas y eventos de prestigio internacional.

En la última década ha crecido el interés por la modelación y optimización del comportamiento energético y económico de los sistemas de energía. Los sistemas autónomos de energías renovables y la integración con los sistemas de almacenamiento de hidrógeno, como opción para almacenar energía, se han ubicado a la vanguardia de la investigación en el campo de las energías renovables, lo cual denota la importancia y el interés que se le ha venido dando a esta tecnología para el futuro desarrollo de la economía. Sin embargo, es notable que la mayoría de estos proyectos se han desarrollado en países del primer mundo, donde al contarse con recursos para tales desarrollos se ha priorizado el análisis de grandes sistemas conectados a la red, o sistemas autónomos grandes que actualmente utilizan generadores diesel, siendo menos estudiados los sistemas autónomos medios y pequeños, que resultan de menor interés desde el punto de vista energético en estos países. Por esta razón, los resultados de estos análisis no son totalmente aplicables a sistemas autónomos pequeños, que si tienen aplicaciones y son muy importantes para los países en vías de desarrollo.

Algunos de los trabajos más importantes relacionados con el tema, publicados en los últimos años, plantean lo siguiente:

(Ulleberg Ø, 2002) Realiza un estudio de un sistema eólico diesel integrado a un sistema de almacenamiento de hidrógeno. El propósito del estudio fue diseñar un sistema realista que reduzca al mínimo el consumo de combustible diesel y maximice la penetración de la energía eólica. La metodología se seleccionó para simular y analizar un número de configuraciones del sistema. Se proponen los principales parámetros de diseño y control para el sistema y se dan recomendaciones de cómo se puede incorporar un sistema de funciones de costos en un programa genérico de optimización.

(Lee Jay Fingersh, 2004) Realiza un análisis de costo de un sistema eólico conectado a red con sistema de almacenamiento de baterías e hidrógeno. En el artículo se demuestra que el sistema de hidrógeno es ineficaz para el almacenamiento de energía de la red eléctrica, que un sistema híbrido compuesto por aerogenerador, baterías y almacenamiento de hidrógeno es atractivo, pero que la combinación del sistema eólico conectado a la red eléctrica con la producción de hidrógeno como combustible resulta una combinación rentable.

(M.J.Khan et al, 2004) Realiza un estudio de pre-factibilidad con el objetivo de usar sistemas híbridos de energía con hidrógeno como portador energético en Terranova, Canadá. Se evalúan varias fuentes renovables y no renovables de energía, métodos de almacenamiento de energía y su aplicabilidad en términos de costo y funcionamiento. Se utiliza el HOMER como herramienta de optimización. Se realizaron análisis de sensibilidad con datos de velocidad del viento, radiación solar, precio del combustible diesel y el costo de la celda de combustible, para un consumo diario de energía de 25 kWh y una potencia pico de 4.73 kW, correspondiente a una casa alejada. Del análisis resultó que un sistema híbrido eólico-diesel-batería fue la solución más conveniente. Sin embargo, con una reducción del precio de la celda de combustible del 15% de su valor, un sistema eólico con almacenamiento de hidrógeno sería la opción más viable.

(T. Houstein et al, 2005) Analiza la influencia del tamaño de tres componentes de un sistema eólico autónomo con almacenamiento de hidrógeno, el acoplamiento del aerogenerador, el electrolizador y el tanque de almacenamiento de hidrógeno. Se propone un modelo simplificado del sistema que fue utilizado para realizar un análisis paramétrico extenso del tamaño de los componentes. La energía demandada fue satisfecha por la tecnología renovable, siendo este parámetro utilizado como la medida del funcionamiento del sistema. Los resultados demuestran que se pueden alcanzar configuraciones de múltiples sistemas viables, siempre que se tomen en cuenta todas las consideraciones económicas, ambientales y sociales.

(Contreras A et al, 2005) Desarrolla y evalúa un modelo matemático para el proceso de producción de hidrógeno en Venezuela vía electrólisis/hidroelectricidad, con el objetivo de usarlo como vector de energía en los sectores rurales del país. Los modelos de regresión fueron preparados para estimar la fluctuación de las variables principales implicadas en el proceso: la producción de hidrógeno, la eficiencia de conversión de energía, el costo de la hidroelectricidad y el costo del electrolizador. Finalmente, el modelo propuesto fue aplicado a varios tipos de sistemas, obteniéndose el costo de producción del hidrógeno en cada caso. Los resultados fueron mucho menores que otros reportados en la bibliografía referenciada, debido en gran medida al bajo costo de la electricidad utilizada.

(D.B. Nelson, 2005) Se realiza una evaluación económica de un sistema de generación eólico/fotovoltaico/hidrógeno para un hogar típico en el noroeste pacífico de Los Estados Unidos de América. El sistema de almacenamiento de energía utilizado en esta configuración consiste en la combinación de un apilado de celdas de combustible, de un electrolizador, y de tanques de almacenamiento de hidrógeno. Este sistema se compara con un sistema híbrido tradicional con almacenamiento en baterías. Se desarrolló un programa de computación para clasificar componentes del sistema y para acomodar la carga del sitio de la manera más rentable. Para cada configuración se calcula el costo de la electricidad y el costo total del sistema. El estudio fue realizado usando una interfase gráfica programada en MATLAB.

(Raquel S et al, 2006) Se comparan dos modelos matemáticos para determinar el tamaño de los componentes y el comportamiento energético de un sistema híbrido eólico-diesel con almacenamiento de hidrógeno, de tal manera que se reduzca al mínimo el costo. El primer modelo, basado en la programación lineal, genera como salida una combinación de capacidades y una serie de tiempo de un año para las variables a utilizar. El segundo modelo funciona con una regla fija sobre varias combinaciones de capacidad y selecciona la opción más viable económicamente. Como resultado del análisis se obtiene que actualmente los sistemas de almacenamiento de hidrógeno no son una solución económicamente factible. Sin embargo, los costos de tecnologías de almacenamiento de hidrógeno están disminuyendo con la inversión. Un análisis de costos anticipados para el año 2010, demuestra que el almacenamiento de hidrógeno emergerá al óptimo según bajen los precios de sus componentes.

(Johanna Ivy Levene et al, 2006) Se analizan tres aspectos para evaluar la producción de hidrógeno a partir de la electricidad generada mediante sistemas eólicos y solares: se realiza un estudio del recurso de hidrógeno renovable, un análisis del costo de la producción de hidrógeno vía electrólisis, y las necesidades energéticas anuales para producir hidrógeno con el propósito de usarse como combustible en el transporte. Los resultados indican que existen amplios recursos eólicos y solar para producir el combustible para el transporte. Sin embargo, los precios del hidrógeno son altamente dependientes de los precios de la electricidad. Para que las energías renovables produzcan el hidrógeno a 2 \$/kg, usando los electrolizadores disponibles en el 2004, los precios de la electricidad tendrían que ser menores de 0.01 \$/kWh. Además, las necesidades energéticas para las estaciones que reaprovisionan el combustible de hidrógeno son superiores a 20 GWh/año, lo cual constituye un desafío para los sistemas renovables de energía. Por lo tanto, mientras que existan recursos abundantes para proporcionar electricidad limpia para la producción de hidrógeno para el combustible del transporte, seguirán existiendo desafíos para identificar configuraciones de energías renovables económica y técnicamente óptimas.

(A. Bilodeau et al, 2006) Presentan un modelo completo de un sistema de energía renovable independiente con almacenamiento de hidrógeno controlado por un regulador dinámico. En este sistema se utilizan baterías como sistema de almacenamiento intermedio de energía a corto plazo. Para estudiar el comportamiento de tal sistema, se desarrolló un modelo completo integrando los sub-modelos individuales de la celda de combustible, el electrolizador, las unidades de acondicionamiento de potencia, del sistema de almacenamiento de hidrógeno y de las baterías. Se presenta un análisis del funcionamiento del regulador dinámico.

(Henrik Lund et al, 2006) Presentan un estudio comparativo de dos modelos de análisis de sistemas de energía, ambos diseñados con el fin de analizar sistemas de electricidad con una parte substancial de energía renovable. El primer modelo (EnergyPLAN) fue diseñado para los análisis nacionales y regionales. Se ha utilizado en el diseño de las estrategias para la integración de la energía del viento y de otras fuentes de energías renovables. El modelo fue utilizado para investigar nuevas estrategias e inversiones de operación con flexibilidad para utilizar energía del viento y evitar exceso de producción. El otro modelo (H2RES) se ha diseñado para simular la integración de fuentes renovables con el hidrógeno en sistemas aislados de energía. El modelo H2RES puede utilizar el viento, sol y la hidroenergía como fuentes de energía renovables y sistemas diesel como reserva. La última versión del modelo de H2RES tiene una conexión integrada con la red eléctrica. El trabajo compara metodologías y resultados con el propósito de identificar ventajas y mejoras mutuas de ambos modelos.

(Andreas Poullikkas, 2006) Presenta un análisis paramétrico de costos/beneficios referente al uso de las tecnologías de generación distribuidas para los sistemas aislados. Se presentan particularmente el mercado potencial y las diversas tecnologías de varias opciones disponibles y un estudio paramétrico con variaciones en el costo capital de varias tecnologías utilizadas. Los resultados se comparan sobre una base de costos/beneficios e indican que las turbinas de gas pequeñas tienen costos de producción más altos que los motores de combustión interna y que la energía del viento puede ser una alternativa competitiva al motor de combustión interna (o a una turbina de gas pequeña). Las celdas de combustible de hidrógeno obtenido del gas natural reformado pueden ser una alternativa competitiva a los sistemas fotovoltaicos para toda la gama del costo de capital examinada. La opción más costosa es el uso del hidrógeno producido a partir de fuentes renovables de energía.

(Rodolfo Dufo-López et al, 2006) Se desarrollada una estrategia de control para su uso en un sistema fotovoltaico-diesel-batería-hidrógeno. Esta es optimizada para sistemas eléctricos renovables híbridos independientes con almacenamiento de hidrógeno. La estrategia de control optimiza el sistema híbrido reduciendo al mínimo el costo total en toda la vida del proyecto. El sistema híbrido optimizado se puede componer de las fuentes renovables (eólica, fotovoltaica e hidroenergía), baterías, celdas de combustible, generador de combustión interna y el electrolizador. Si las fuentes renovables producen más energía que la requerida por las cargas, el exceso de energía se puede utilizar para cargar las baterías o para producir H_2 a través del electrolizador. La estrategia de control optimiza el uso del exceso de energía. Si la cantidad de energía exigida por las cargas es mayor que la que está siendo producida por las fuentes renovables, la estrategia de control determina la manera más económica de resolver el déficit de energía.

(C.-C. Lin, W.-B. et al, 2006) Presentan un análisis del funcionamiento, estabilidad, estado estacionario y dinámico de un sistema híbrido eólico/fotovoltaico/baterías. El generador eólico empleado es un generador síncrono con excitación fija. Para mejorar el efecto de la variación de frecuencia, voltaje y la influencia del generador eólico estudiado bajo velocidades de viento variables, se incluyen en el sistema un módulo rectificador y un sistema de baterías combinado con un módulo fotovoltaico. La energía almacenada en el sistema de baterías se convierte de corriente directa en corriente alterna con voltaje y frecuencia constante mediante un adaptador de potencia para alimentar una carga aislada monofásica. Los modelos trifásicos y el circuito

equivalente se emplean para establecer el modelo de sistema dinámico completo que incluyen el rectificador, el inversor, el panel fotovoltaico y las baterías. Los resultados experimentales obtenidos se comparan con los resultados simulados para validar la viabilidad del modelo de sistema propuesto.

Estos y otros trabajos realizan la simulación de sistemas autónomos de fuentes renovables de energía, con y sin almacenamiento de hidrógeno, con una u otras fuentes de energía, incluyendo la eólica. En ninguno de los casos se realiza un estudio integral del comportamiento energético y económico de sistemas eólicos autónomos con almacenamiento de hidrógeno, grandes y pequeños, que contengan en el mismo comparaciones técnico económicas de sistemas en cuanto a fuentes de energía, a sistema de almacenamiento, análisis de límites de sistemas de almacenamiento, estrategias de control, análisis de costos y procesos transitorios, enfatizando en la energía eólica como fuente de energía renovable en las condiciones de montaña de un país tropical como Cuba, todo visto desde una perspectiva global y profundizando en los aspectos internos de cada componente.

Uno de los problemas más notables que presentan los análisis de sistemas autónomos con fuentes renovables de energía es la gran cantidad de variables ambientales, económicas y técnicas que determinan su funcionamiento, lo que hace que los resultados de un estudio no sean totalmente aplicables a otros, por lo que siempre habrá que estudiar cada sistema en cada sitio; aunque sin dudas la contribución de cada estudio es muy importante y va trazando las diferentes tendencias de las tecnologías para diferentes condiciones de funcionamiento.

La meta fundamental de esta tesis es realizar un estudio de un sistema eólico autónomo con almacenamiento de hidrógeno en las condiciones de montaña de Cuba, que nos permita tener una visión lo más realista posible de las perspectivas técnicas y económicas para su futura utilización en países en vía de desarrollo. Es por esta causa que no solo se limitó la tesis a los resultados de las diferentes simulaciones, sino que también se realizó un análisis de los sistemas autónomos y los principales modelos matemáticos que se están utilizando en la actualidad para la simulación de sistemas.

1.2 Sistemas Autónomos de Energía (SAEs)

1.2.1 Definición de SAEs

Los SAEs se definen como sistemas independientes que proveen electricidad sin ser conectados a la red eléctrica. Esta clase de sistemas descentralizados se pueden también referir como sistemas de energía alejados de la red, porque están situados con frecuencia en zonas alejadas e inaccesibles. La definición también incluye redes eléctricas pequeñas, o mini-redes, que son comunes en los grandes sistemas autónomos (Ulleberg, 1998).

1.2.2 Perspectivas Globales

Primero que todo, es importante establecer algunos hechos fundamentales sobre los SAEs. Un método sistemático de cómo determinar las necesidades y los requisitos de un sistema correctamente definido, se puede encontrar haciendo preguntas simples que comienzan con las palabras por qué, dónde y qué sobre un sistema definido (Asbjørnsen, 1992). Un buen punto

de partida para la discusión es, por tanto, hacer preguntas como: ¿Por qué hay una necesidad de SAE?, ¿Dónde hay una necesidad de SAE? y ¿Cuáles son las exigencias del consumidor de los SAEs? La energía eléctrica o la electricidad, está definida como energía de alta calidad. Desde el último siglo todas las sociedades modernas del mundo son cada vez más dependientes de la electricidad para sus crecimientos y continuo desarrollo. Hacia el final del siglo pasado, también los países en vías de desarrollo han demostrado que son más y más dependientes de la energía eléctrica. Con el advenimiento de la sociedad de la información esta tendencia no es probable que cambie. Por el contrario, las personas que viven sin electricidad hoy, muy probablemente requerirán electricidad en el futuro, simplemente porque desean participar en el desarrollo global. En los países industrializados, los países con progresos tecnológicos más grandes, las demandas nacionales de electricidad son resueltas con la energía de las redes eléctricas. En la mayoría de los países industrializados las áreas urbanas y rurales se han electrificado casi completamente. Sin embargo, hay algunas regiones que no han sido y no pueden ser electrificadas por las redes debido a las condiciones físicas del lugar, como son por ejemplo las islas alejadas, en las profundidades de los bosques, en las montañas, desiertos, entre otros. En décadas recientes los países en vías de desarrollo han intentado proporcionar energía para las comunicaciones y la educación, así como para el aumento de la productividad, el alza de la industria y de la agricultura.

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA) (WEO, 2002):

- 1600 millones de personas (un cuarto de la población del mundo) no tienen ningún acceso a la electricidad. Si no se asumen nuevas políticas energéticas, 1400 millones de personas se mantendrán con carencia de electricidad en el 2030.
- Cuatro de cada cinco personas sin servicio de electricidad viven en las áreas rurales del mundo, principalmente en el sur de Asia y África Sub-Sahariana. Pero el patrón de privación de la electricidad debe cambiar, porque el 95 % del aumento en la población en las tres décadas próximas ocurrirán en áreas urbanas.
- Las tecnologías de las energías renovables tales como la solar, la eólica y la biomasa, pueden ser opciones rentables para los usos específicos de los SAEs, mientras que los combustibles convencionales y las tecnologías establecidas es probable que sean preferidas para la extensión de la capacidad de la red.

Muchas de estas personas viven en áreas rurales y alejadas, pero en el futuro es probable que algunos se muevan hacia áreas urbanas, similarmente a lo ocurrido en las naciones industrializadas durante el último siglo. La proporción en la cual la población en los países en vías de desarrollo se moverá hacia las áreas urbanas, dependerá de la política socio-económica y los progresos técnicos a nivel global y local. Sin embargo, en el futuro es probable que una gran cantidad de personas sigan viviendo en áreas rurales y alejadas. La forma en la cual se abastecerán de energía de la red o no, también dependerá de los factores mencionados anteriormente.

En los países industrializados la fracción de la población no conectada a la red es muy baja. En Norteamérica, norte y centro de Europa, antigua URSS, Japón y Australia la mayoría de los habitantes están conectados a la red. Por lo tanto, la necesidad de los SAEs para usos residenciales en estas regiones es relativamente baja.

Además del potencial doméstico, hay un número de usos comerciales y públicos que requieren energía fuera de la red y entran en la categoría de SAEs. Algunas áreas típicas y aplicaciones potenciales (enumerados en paréntesis) son:

- Telecomunicación (estaciones basadas en los satélites, repetidores de radio y televisión, etc.)
- Meteorología (estaciones meteorológicas)
- Navegación (faros)
- Industria ligera (industrias pesqueras)
- Turismo (casas de campo, chozas, cabinas, etc.)
- Agricultura (bombeo de agua)
- Público (escuelas y hospitales)
- Emergencia (hospitales del campo y campos de refugiados)

En la lista anterior aparecen sólo algunos ejemplos de aplicaciones que indican que las necesidades y los requisitos para estos usos son muy diferentes. El diseño y la operación de los SAEs para que satisfagan las demandas de energía para un uso específico se pueden entender solamente a través de un análisis detallado.

1.2.3 Perspectivas Locales

Los requisitos y las necesidades de un SAE, se definen de acuerdo con la demanda de energía eléctrica o carga y estas dependen de varios factores, pero principalmente del clima y de los usuarios, o sea la necesidad de electricidad y sus hábitos de consumo. El clima y la localización tienen un impacto significativo en el tamaño y la forma de la carga porque influyen directamente en el consumo de electricidad, la manera en que las personas usan la iluminación, refrigeración, calefacción y otros. Por ejemplo, en los climas templados y fríos frescos (altas latitudes), donde hay variaciones significativas entre el verano y el invierno, la demanda varía perceptiblemente durante el año. En comparación, en los climas tropicales y secos (latitudes bajas), donde son más pequeños los cambios estacionales, la demanda es probable que sea más constante. Sin embargo, la necesidad de la electricidad está estrechamente ligada a los hábitos de consumo de las poblaciones. En el sector residencial, por ejemplo, hay algunos requisitos de energía mínimos que las personas esperan. En los campos de los países en desarrollo la necesidad de la electricidad es absolutamente pequeña, pero es probable que aumente, pues también ellos aspiran a formas de vida modernas. En cualquier caso, independientemente del país, hay necesidad de electricidad fuera de red con propósitos domésticos. Para distinguir entre los SAEs es conveniente definir un sistema de clasificación, donde los sistemas se clasifican según la demanda requerida de energía. La tabla 1.1 muestra un ejemplo de dicha clasificación. Observe que las gamas de energía en la tabla 1.1 son aproximadas y que un uso se podría enumerar en más de una de las tres categorías. Por ejemplo, en el caso de países industrializados, los SAEs para las casas de campo de turismo se pueden categorizar como medianos y grandes. Una razón de por qué puede ser que sea provechoso organizar los SAEs de la manera presentada en la tabla 1.1, es que puede constituir un instrumento para la determinación de la forma de la carga, que depende en gran parte del uso. Por ejemplo, la carga para una aldea rural típica en un país en vías de desarrollo será absolutamente baja durante el día comparado con la noche (Harvey, 1995). Esto es debido a que la electricidad necesaria se destina sobre todo a la iluminación y

las aplicaciones corrientes (TV, radio y cocina) que se utilizan (después de la jornada laboral) en las tardes. Sin embargo, comparando lo anterior con la telecomunicación o una estación meteorológica, la diferencia es que en este último caso es muy probable que la carga sea relativamente constante.

Tabla 1.1 Clasificación de los SAEs de acuerdo a la demanda de potencia, (Ulleberg, 1998).

Categoría	Potencia (W)	Tipo de país	Ejemplo de Aplicación
Pequeños	10-1000	S D D, S D, S	Viviendas Casas de Recreo Estación Meteorológica Sistema de Navegación
Medianos	1000-10,000	S S S S D D, S D, S	Escuelas Hospitales Casas de campo de Turismo Agricultura Viviendas Hospital de campo Estación de telecomunicaciones
Grandes	10,000-100,000	S S D D, S D, S	Aldeas Industria Ligera Agricultura Casas de campo de turismo Campos de refugiados

S - Países en vías de desarrollo

D - Países desarrollados

De acuerdo con los hechos antes dichos y el sistema de clasificación propuesto (tabla 1.1), puede ser deducido que probablemente los de mayores aplicaciones serán los SAEs pequeños con radio de acción de algunos Watts. Por tanto, este estudio enfatizará en los SAEs pequeños y medianos porque cubren las necesidades de electricidad de una amplia gama de usos, aunque se analizan algunos aspectos de los SAEs grandes por considerarlos de importancia. Así, la investigación y el desarrollo de tales sistemas beneficiarán a personas en todas las partes del mundo. La idea es que la investigación-desarrollo de los SAEs pequeños y medios sea aplicable a las grandes necesidades de los países en vías de desarrollo.

1.2.4 Factores que influyen en los SAEs

En la figura 1.1 se muestra una vista global de los factores principales que influyen sobre los Sistemas Autónomos de Energía (SAEs). Los factores como: el clima, los recursos energéticos, las leyes físicas de la naturaleza y el medio ambiente, vistos como procesos externos y que son indicados por los cuadrados con las esquinas redondeadas, constituyen necesidades y requisitos del usuario, mientras que los que influyen sobre los procesos o el sistema en sí mismo se dibujan con las líneas que señalan la dirección de la causa y del efecto. El límite del sistema alrededor de los SAEs es indicado por el círculo y las líneas llenas indican una causa directa mientras que las discontinuas indican una causa indirecta. Un estudio acertado de un SAE implica primero investigar cada uno de los factores individuales por separado. Si esto se hace de una manera cuidadosa y exhaustiva, teniendo en cuenta todas

las limitaciones y ventajas, se pueden establecer de una vez por todas SAEs fiables y con largos ciclos de vida. Además, este análisis reduce al mínimo las posibilidades de pasar por alto posibles soluciones. Una cuestión clave en lo referente al diseño y a la operación de los SAEs lo constituyen dos factores independientes: (1) localización y (2) duración (es decir, ciclo de vida).

La localización, es definida como la posición física exacta en términos de la latitud, longitud, y altitud, es un punto de partida natural para cualquier análisis de SAEs. Su importancia radica en que nos conduce directamente a la información sobre el clima, los recursos energéticos y las necesidades del usuario. La duración se refiere a los aspectos a largo plazo del tiempo, son ilustrados claramente a través de los cambios estacionales en el clima, donde la magnitud del cambio depende de la localización.

Las condiciones externas tales como clima y necesidades del usuario son continuamente dependientes en el tiempo, mientras que las leyes físicas sobre la conversión de la energía son independientes del tiempo.

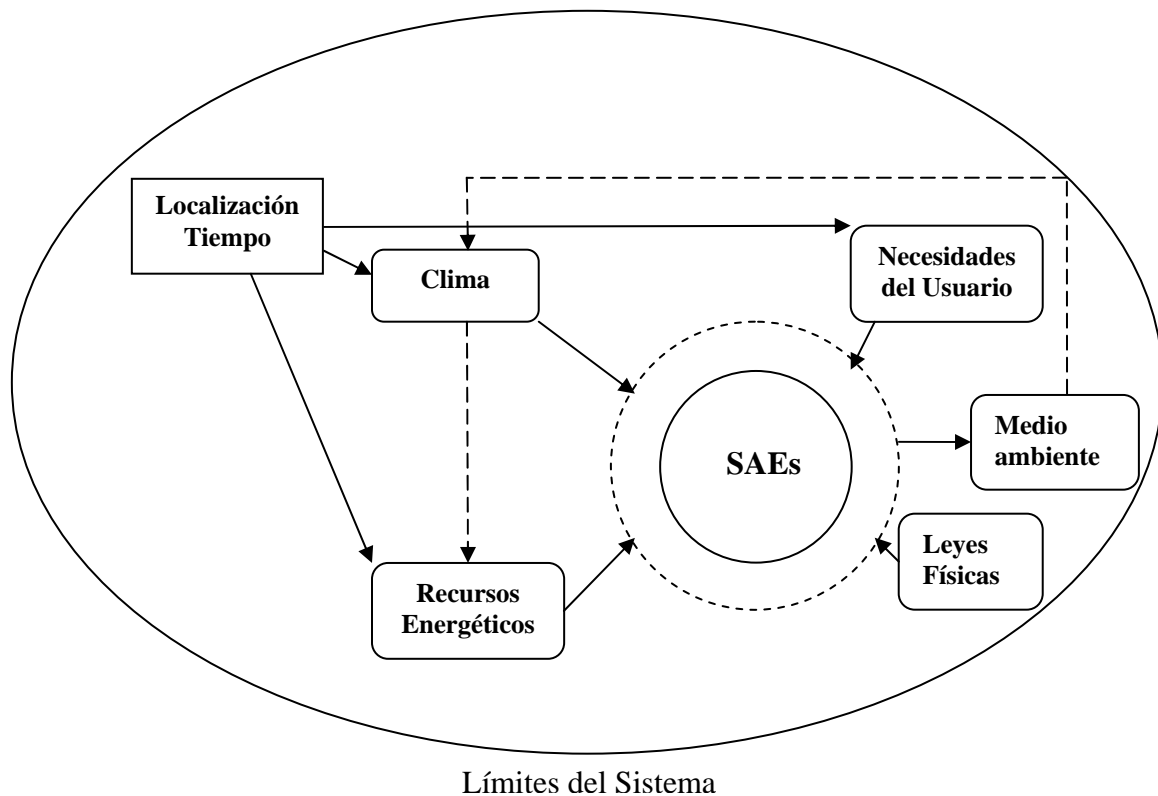


Fig. 1.1 Factores que influyen sobre los SAEs.

1.2.5 Factores Externos

Un análisis verdadero del ciclo de vida de los SAEs solamente puede ser completo si todos los factores, globales y locales, se investigan durante un período de tiempo muy largo (50 años o más). Según el panel intergubernamental en el cambio del clima (IPCC) de las Naciones Unidas (O.N.U), existen evidencias que sugieren que los gases (inducidos por la actividades

humanas) que provocan el efecto invernadero, el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido nitroso (NO), están interfiriendo en el comportamiento del clima global (IPCC, 1995). Es decir, hay una influencia humana perceptible en el clima global. Según la Comisión Mundial para el Medio Ambiente y el Desarrollo (WCED), el principio de un desarrollo sostenible implica que el consumo humano de los recursos (agua, alimento y energía) deben estar a más a largo plazo en armonía con el ambiente (WCED, 1987). En este contexto, los problemas ambientales globales principales que deben evitarse en el desarrollo y la difusión de los SAEs son:

- Contaminación atmosférica (CO₂ y otros gases del efecto invernadero)
- Contaminación del agua subterránea (basura tóxica)
- Destrucción de la vida animal y de las plantas (degradación de la tierra, tala de árboles)
- Afectaciones a la tierra (fabricación de terraplenes, uso excesivo de la basura)

Los posibles problemas ambientales con efectos retroactivos sobre el clima global no son una parte integral de este estudio. Esto explica el por qué no se indica ningún acoplamiento entre el ambiente y el clima en la figura 1.1. Sin embargo, los SAEs considerados se diseñarán para reducir al mínimo el daño en el ambiente.

Los SAEs prácticos deben considerar en su análisis los siguientes aspectos:

Condiciones ambientales locales:

- Contaminación atmosférica (ruido, olor, gases tóxicos, calor, entre otros)
- Contaminación de la tierra (basura tóxica)
- Condiciones Estéticas

Condiciones monetarias (financieras):

- Costos operacionales
- Costos de capital

Condiciones sociales y públicas:

- Mano de obra y calificación técnica
- Infraestructura física (caminos, utilidades del agua, telecomunicaciones)
- Infraestructura de organización (oficinas y departamentos)
- Conflictos de interés entre la energía y otros recursos (agua, alimento, terreno)
- Preparación cultural para asimilar la tecnología por parte del beneficiado

Recursos energéticos disponibles

- Energías solar
- Energía eólica
- Energía hidráulica
- Biomásas y otras

El financiamiento de los SAEs es naturalmente de gran importancia en las economías liberadas de hoy. Sin embargo, las listas de arriba indican que hay también un número de condiciones menos cuantificables, pero importantes. Por ejemplo, la aplicación de la mano de obra, la calificación técnica y la infraestructura pueden ser de gran importancia. En los países industrializados, donde existe infraestructura y desarrollo tecnológico, los SAEs complejos pudieran ser instalados en el futuro, las fuentes de piezas de repuesto, reparación,

mantenimiento y otros, no es generalmente un problema. Inversamente, ocurre en los países en vías de desarrollo, en donde el acceso al equipamiento técnico sofisticado y la calificación técnica profesional sobre SAEs son más escasas, en estos casos los sistemas simples son más viables.

1.3 Alcance del Proyecto

La causa principal del fracaso técnico y económico en muchos de los SAEs actualmente instalados en el mundo ha sido por no tomar en cuenta todos los factores anteriormente explicados. Una alternativa viable y económica de predecir el funcionamiento de estos sistemas es mediante la simulación económica y del comportamiento energético de cada uno de sus componentes y del sistema general. El alcance de este proyecto es demostrar a través de la simulación que en las condiciones actuales y perspectivas, es posible obtener diseños económicamente viables de SAEs eólicos con almacenamiento de hidrógeno, por ser la eólica unas de las energías renovables con mayores posibilidades de ser utilizada, debido al desarrollo alcanzado por esta industria en el mundo, los bajos costos de producción de electricidad obtenidos y la posibilidad real de lograr producciones en los países en vías de desarrollo.

1.3.1 Hipótesis

Mediante la simulación de los sistemas eólicos autónomos con almacenamiento de hidrógeno, es posible lograr un salto cualitativo en el desarrollo de esta tecnología, al contribuir directamente en la disminución de los problemas de dimensionado, diseño, planificación de la producción de energía, errores de estrategia de control y optimización de sus componentes.

1.3.2 Objetivos de la tesis

Objetivo General:

Caracterizar desde el punto de vista económico y energético los Sistemas Eólicos Autónomos con Almacenamiento de Hidrógeno a través de la simulación.

Objetivos Específicos:

1. Definir y describir los diferentes tipos de Sistemas Autónomos de Energía y sus componentes.
2. Describir los modelos de los componentes más empleados en la simulación de los SAEs eólicos con almacenamiento de hidrógeno.
3. Comparar desde el punto de vista económico los SAEs eólicos con almacenamiento de hidrógeno con otros SAEs similares.
4. Determinar los límites de capacidad de los bancos de baterías de plomo ácido.
5. Determinar la influencia de los costos capitales de los componentes fundamentales de los SAEs eólicos en los costos principales del sistema.
6. Determinar la influencia de la eficiencia del sistema de almacenamiento de hidrógeno en los costos principales del SAE eólico.
7. Comparar los diferentes sistemas de almacenamiento (baterías e híbridos Bat/H₂) con el sistema de hidrógeno en cuanto a comportamiento energético.

8. Describir los principales procesos transitorios ocurridos mediante el funcionamiento de los SAEs eólicos con almacenamiento de hidrógeno e híbridos (Bat/H₂).

1.3.3 Organización de la Tesis:

Esta tesis se divide en cuatro capítulos. El Capítulo I tiene el propósito de presentar los antecedentes y estado actual de la temática, definir el concepto de Sistemas Autónomos de Energía (SAEs), dar una descripción de los factores principales que influyen en estos, así como definir el alcance y el contenido de la tesis. El Capítulo II es una revisión bibliográfica de los principios fundamentales de los sistemas autónomos de energía, las leyes físicas y químicas que los caracterizan, las características inherentes al sistema de energía así como los factores externos que influyen en estos. El propósito de esta revisión es hacer más fácil el entendimiento de los modelos y simulaciones detallados en los Capítulos III y IV. En este contexto, se repasan las opciones tecnológicas más realistas y algunas pautas generales del diseño de los SAEs.

El Capítulo III muestra una presentación de algunos de los modelos más utilizados para la simulación de componentes de los SAEs, basados en tecnologías de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables de energía y en particular la energía eólica. Estos incluyen modelos para las tecnologías tales como aerogenerador, electrolizador, almacenamiento del hidrógeno (los hidruros metálicos y gas comprimido), celdas de combustible, adaptadores de potencia, baterías secundarias, plantas diesel y análisis económico.

El Capítulo IV muestra un estudio detallado de los SAEs eólicos con almacenamiento de hidrógeno, realizándose comparaciones con otros tipos de SAEs como son fotovoltaicos/diesel e híbridos, a través de estudios de optimización y sensibilidad de las variables energéticas y económicas fundamentales del sistema y sus componentes. Además, se presenta un análisis del sistema de almacenamiento de hidrógeno comparado con el sistema de almacenamiento de banco de baterías e híbrido batería/hidrógeno y por último un estudio de los principales procesos transitorios que ocurren en estos sistemas.

2 Capítulo II: SISTEMAS AUTÓNOMOS DE ENERGÍA

Este capítulo brinda una panorámica general sobre los principales recursos energéticos naturales, que permite ubicarnos en qué parte de las energías renovables nos encontramos trabajando. Luego se hace una introducción de los principales componentes que intervienen en el proceso de producción, almacenamiento y uso del hidrógeno, por ser la parte más novedosa de los sistemas actuales y finalmente se brinda una panorámica general de los principales principios y procesos que ocurren en cada componente de los SAEs prácticos y que son considerados en las posteriores simulaciones.

2.1 Recursos Energéticos Renovables

La energía natural se define como la energía producida a partir de fenómenos naturales. Las fuentes de energía naturales que son generalmente intermitentes, y no se agotan con una explotación adecuada, se definen también como fuentes renovables de energía. Hay tres categorías de energía natural, que alternadamente se pueden analizar en las también llamadas energías renovables. Estos son resumidos en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Recursos energéticos naturales contenidos en la tierra.

Energía solar y derivados	Energía debido a movimientos planetarios	Energía de la tierra
Energía solar	Energía de las Mareas	Energía Geotérmica
Energía del agua		
Energía del viento		
Energía de la biomasa		
Energía del océano		

La mayoría de las energías naturales en la tierra son energía solar o derivados de la energía solar. Cerca del 30 % de la energía solar total ($1,73 \cdot 10^{17}$ W) incidente en la atmósfera de la tierra se refleja nuevamente dentro del espacio como radiación de onda corta. El resto ($1,2 \cdot 10^{17}$ W) se distribuye sobre la superficie terrestre, donde se utiliza en la conversión (artificial) de la energía o se transfiere a los procesos naturales de conversión de la energía (Ohta, 1994). Los dispositivos utilizados en el aprovechamiento de la energía solar esencialmente se basan en dos conceptos: (1) utilización directa de la radiación solar (energía del fotón) o (2) utilización indirecta de la radiación solar vía procesos térmicos solares. La mayoría de los procesos naturales de energía en la tierra son resultado de la radiación solar. Los procesos solares ocurren en tres áreas: (1) en la tierra (Fotólisis), (2) en la atmósfera (clima) y (3) en el océano. En la figura 2.1 se presenta una descripción de la distribución de la energía solar en la superficie terrestre y algunas áreas de utilización.

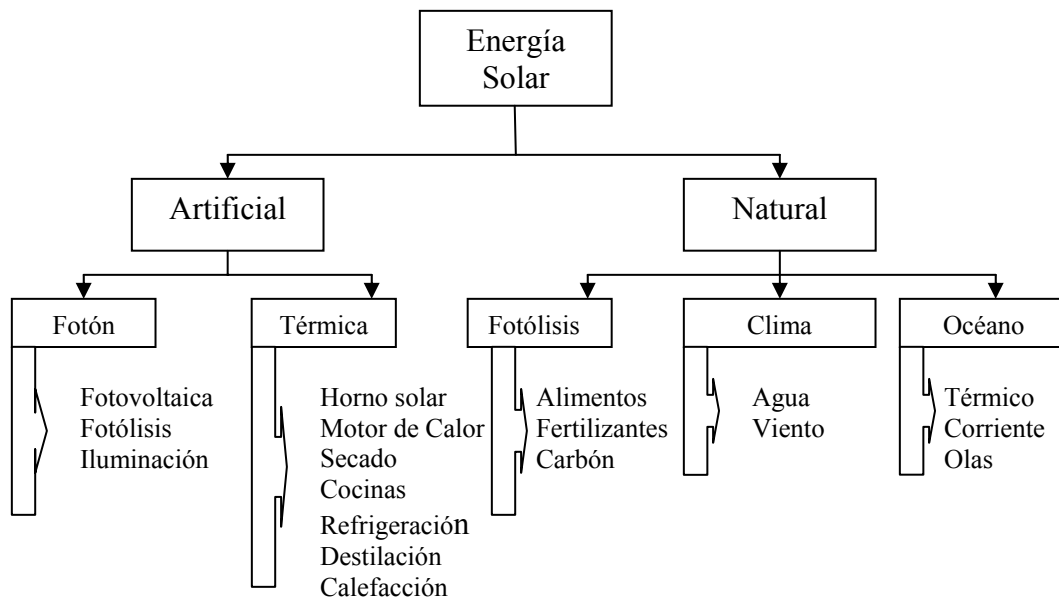


Fig. 2.1 Distribución de las formas de aprovechar la energía solar.

2.1.1 Sistemas de Energía de Hidrógeno.

Dentro de las energías naturales, la energía del viento es una de las más utilizadas y de mayor auge tecnológico en los últimos años en el mundo. Una de las limitaciones de los SAEs con fuentes naturales incluyendo la eólica, lo constituye la limitación que existe en cuanto al almacenamiento de la energía para largos períodos de tiempo. Una de las variantes para resolver este problema es utilizar el hidrógeno como elemento de almacenamiento. A continuación se presentan las vías más prometedoras y limpias para producir, almacenar y transformar el hidrógeno en electricidad.

El hidrógeno es uno de los combustibles alternativos más prometedores para el futuro porque tiene la capacidad de almacenar energía de alta calidad y está acorde con un desarrollo sostenible. El hidrógeno por lo tanto se ha visualizado para convertirse en la piedra angular de los sistemas de energía futuros basados en energía solar y otras fuentes de energía renovables. El concepto de usar el hidrógeno como portador de energía para el almacenamiento y el transporte de la energía, es decir, la supuesta economía del hidrógeno, ha sido estudiado por muchos científicos alrededor de todo el mundo (Ohta, 1979; Nitsch y Voigt, 1988; Ogden y Williams, 1989; Winter y Nitsch, 1989; Scott y Häfele, 1990). Estos autores coinciden en que se debe prestar atención a los sistemas basados en la energía del hidrógeno. El hidrógeno se puede producir químicamente a partir de combustibles renovables tales como metano, etanol, o metanol, pero estos no serán considerados en este trabajo debido a que no se incluyen en los objetivos planteados. Una opción muy atractiva es producir el hidrógeno vía electrólisis del agua, debido simplemente a la abundancia de agua en la tierra. La reacción química básica para separar el hidrógeno y el oxígeno del agua es:



El ciclo básico de producción de hidrógeno a través de la electrólisis del agua con fuentes renovables de energía se muestra en la figura 2.2

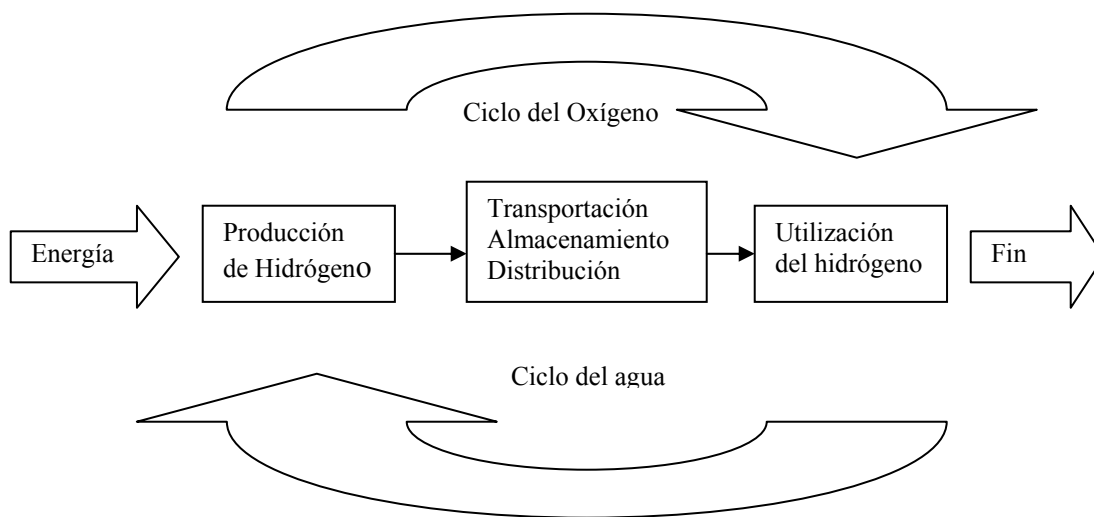


Fig. 2.2 Ciclo básico de producción de hidrógeno por electrólisis de agua.

2.2 SAEs Prácticos

La discusión hasta ahora ha sido general y se ha hecho énfasis en los SAEs desde una perspectiva global. El propósito ahora es llegar a un conjunto de recomendaciones para definir las opciones viables de SAEs con almacenamiento de hidrógeno. Desde este punto de vista se hará énfasis en los aspectos prácticos y técnicos relacionados con estos SAEs y solamente se considerarán los sistemas más prácticos y más prometedores. Para esto es necesario tener en cuenta algunos conceptos de los SAEs generales como los que siguen en las secciones 2.2.1, 2.2.2 y 2.2.3.

2.2.1 Tamaño de los sistemas.

La magnitud de la demanda de energía es uno de los factores más importantes al decidir sobre qué tipo de SAEs seleccionar. La diferencia más significativa entre los sistemas pequeños y grandes es que los sistemas pequeños proveen directamente de energía a un solo usuario (una vivienda), mientras que los sistemas más grandes pueden tener varios usuarios (grupos de viviendas, una aldea) y pueden requerir de una mini-red para la distribución de la energía. Una característica de los sistemas que poseen varios usuarios es que tienen curvas de energía de la demanda más lisas que los sistemas simples. Esto es debido a que se puede planificar mejor el consumo de energía entre los diferentes usuarios. Los SAEs se pueden clasificar de acuerdo a su potencia pico según la tabla 1.1, en tres grupos:

1. Pequeños 10-1000 W
2. Medianos 1000-10000 W
3. Grandes 10000- 100000 W

2.2.2 Sistemas de mini-redes (Tamaño Fijo)

Desde un punto de vista tecnológico, algunos SAEs se deben utilizar predominantemente en mini-redes debido a las ventajas inherentes en cuanto a construcción a gran escala. Las mini-redes se aplican a las siguientes fuentes de energías renovables:

- Embalses de agua
- Mareas de los océanos
- Corrientes oceánicas
- Olas de los océanos

Una ventaja muy importante de las presas hidráulicas y los sistemas basados en las mareas del océano es que constituyen sistemas de almacenamiento en sí mismos. Comparado con lo anterior, las corrientes del océano y la energía de las olas no proporcionan por sí solas ninguna clase de almacenamiento de energía y por lo tanto requieren cierta clase de sistema de almacenamiento de energía. Una limitación muy severa de los sistemas de las mini-redes basados en una de las cuatro fuentes mencionadas es que estos sistemas no pueden ser cambiados fácilmente para resolver posibles aumentos de la futura demanda de energía. Una solución a este problema es sobredimensionar el tamaño de los sistemas. Sin embargo, esto puede ser desde el punto de vista financiero aventurado porque el aumento de la demanda en las áreas rurales (sistemas descentralizados) es a menudo incierto. Una opción menos arriesgada es instalar los sistemas flexibles que son relativamente simples para aumentar su tamaño.

2.2.3 Sistemas Modulares (Tamaño Flexible)

Un requisito previo para un sistema flexible es que esté compuesto de partes modulares. Con base en las experiencias, solamente las energías renovables siguientes cumplen los requisitos de modularidad:

- Solar fotovoltaica
- Viento
- Hidro-energía

Lo atractivo de la energía solar, el viento y de la energía hidráulica se debe a la posibilidad que tienen para producir electricidad directamente. La energía del sol y del viento, están en general distribuidas alrededor del globo, mientras que la hidroelectricidad basada en caídas de ríos es más dependiente del sitio. Sin embargo, debido a su naturaleza intermitente requieren siempre de un almacén o sistema de reserva. El grado en el cual esto es necesario depende de cuánto se igualen las características de la fuente y la demanda. Así, el panorama ideal para un sistema descentralizado es que esté situado en un área con niveles de radiación solar uniformemente distribuidos, las densidades de la energía del viento sean grandes o la disponibilidad de agua y su energía potencial sean suficientes.

El atractivo principal de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno es que proporcionan la oportunidad de producir y de almacenar energía en el sitio, así eliminan totalmente la necesidad de transportar el combustible con propósitos de reserva.

2.3 SAEs con Energía del Hidrógeno

La utilización de las fuentes de energía naturales intermitentes, tales como solar, viento y energía hidráulica, requieren de una cierta forma de almacenamiento de energía a largo plazo. En la práctica, un sistema de energía independiente basado en la tecnología del hidrógeno (SAE-H₂) debe consistir en un dispositivo para la producción de hidrógeno, una unidad de almacenamiento de hidrógeno y un dispositivo para la utilización del hidrógeno (fig.2.3). Se debe acentuar que el propósito principal del sistema de almacenamiento de hidrógeno es almacenar por períodos largos el excedente de la energía producida por el sistema. Sin embargo, puesto que los SAEs basados en fuentes de energía intermitentes, tales como la solar y la eólica, generalmente experimentan grandes fluctuaciones diarias en la entrada de energía, necesitan un sistema de almacenamiento a corto plazo, tal como una batería secundaria.

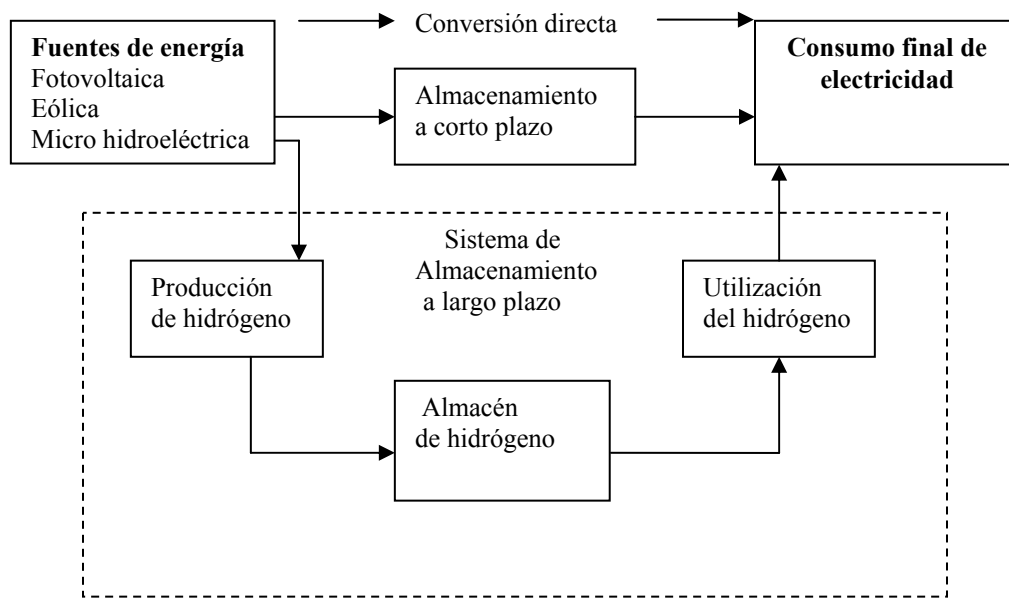


Fig. 2.3 Concepto de SAE basado en tecnología de hidrógeno

2.3.1 Producción de Hidrógeno por Electrólisis del Agua

El hidrógeno se puede producir a partir del agua de varias maneras. Los métodos básicos de producción de hidrógeno mediante la electrólisis se dividen comúnmente en 8 grupos (Sandstede, 1989):

- I. Alcalina
- II. Ácida
- III. Altas temperaturas
- IV. Termoquímica
- V. Fotoquímica
- VI. Foelectroquímica
- VII. Bioquímica
- VIII. Electrólisis con hidrógeno como subproducto

Los métodos I y II son de interés principal en este trabajo y los métodos III a VIII no serán analizados por encontrarse aún en investigación y desarrollo.

2.3.1.1 Electrolizador Alcalino Convencional

El electrolito usado en los electrolizadores de agua alcalinos convencionales ha sido tradicionalmente hidróxido de potasio acuoso (KOH), con soluciones entre 20 y 30 % debido a la conductividad óptima y la resistencia a la corrosión notable del acero inoxidable en esta gama de concentración (Wendt y Plzak, 1991). Las temperaturas de funcionamiento y las presiones típicas de estos electrolizadores son 70-100°C y 1-30 bar, respectivamente. Un electrolizador consiste físicamente en varias celdas electrolíticas, conectadas en paralelo (stack). Existen dos diseños distintos de la celda: el monopolar y el bipolar (Divisek, 1990). En las celdas monopolares los electrodos son negativos o positivos, mientras que en las celdas bipolares los electrodos son negativos en un lado y positivo en el otro separado por un aislante eléctrico (fig. 2.4).

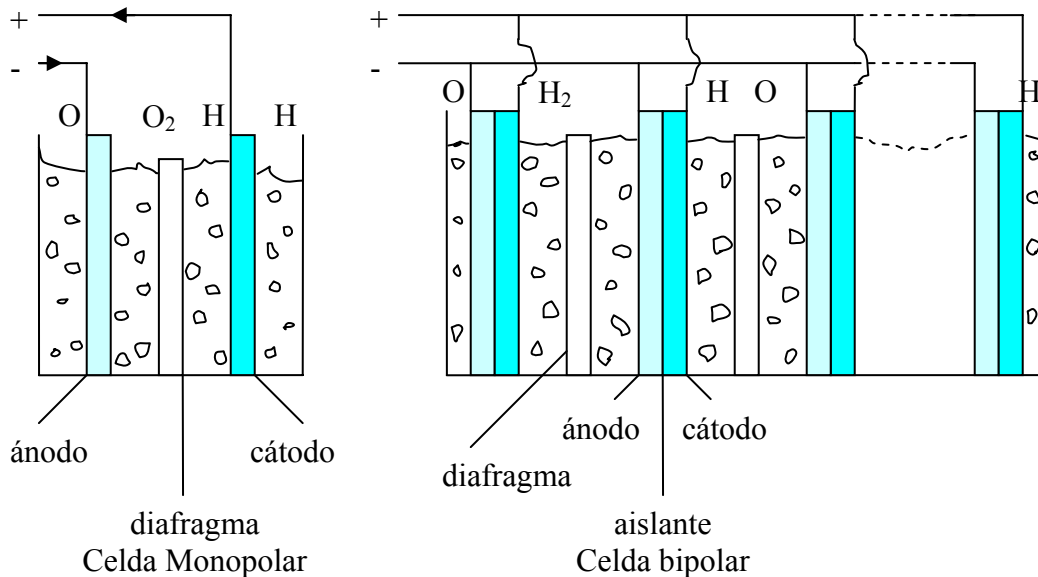


Fig. 2.4 Celdas monopolares y bipolares de un electrolizador

Una ventaja de los stacks de los electrolizadores bipolares es que pueden ser más compactos que los del sistema monopolar. Otra característica del electrolizador bipolar es que puede funcionar a altas presiones (hasta 30 bares). Esto es una ventaja porque reduce grandemente el trabajo de compresión requerido para almacenar el hidrógeno producido por el electrolizador. Los sistemas monopolares funcionan a presión atmosférica.

La ventaja de un diseño compacto de la celda bipolar es que presenta trayectorias más cortas entre los conductores eléctricos y los electrodos, comparados con la celda monopolar. Esto reduce las pérdidas debido a la resistencia óhmica interna del electrolito y por lo tanto aumenta la eficiencia del electrolizador. Sin embargo, hay también algunas desventajas de las celdas bipolares. Un ejemplo lo son las corrientes parásitas que pueden causar problemas de corrosión. Además, la forma compacta y las altas presiones de los electrolizadores bipolares requieren diseños de sistemas relativamente sofisticados y complejos y por lo tanto los costos

de fabricación son más elevados. Los sistemas de electrolizadores monopolares son relativamente simples, robustos y menos costosos de fabricar. Sin embargo, la mayoría de los electrolizadores alcalinos fabricados hoy son bipolares.

2.3.1.2 Electrolizador Alcalino Avanzado

Actualmente se están desarrollando nuevos diseños de electrolizadores alcalinos avanzados. Según (Wendt y Plzak 1991) las ventajas de estos electrolizadores avanzados son:

- Reducen los voltajes prácticos de la celda para reducir el costo unitario de corriente eléctrica y de tal modo de los costos de operación.
- Aumentan la densidad de corriente (por la superficie del área del electrodo), y por tanto se reducen los costos de inversión.

El problema con esto es que hay un conflicto de interés porque el aumento de las densidades de corrientes provoca un aumento del voltaje en la celda debido al aumento de la resistencia óhmica y por tanto un aumento en el sobrepotencial de los ánodos y cátodos. En la práctica se deben llevar a cabo tres mejoras básicas en los electrolizadores alcalinos para alcanzar las dos ventajas indicadas anteriormente (Wendt y Plzak 1991). Éstos son:

- Nuevas configuraciones de celdas para reducir la resistencia de la superficie específica de la celda a pesar del aumento de las densidades de corrientes (celdas de cero-hueco y diafragmas de baja resistencia).
- Temperaturas de proceso más altas (hasta 160°C) para aumentar la conductividad eléctrica del electrolito, es decir, para reducir la resistencia eléctrica de la celda.
- Nuevos electrocatalizadores para reducir los sobrepotenciales anódicos y catódicos.

En el diseño de la celda de cero-huecos (fig. 2.5) los materiales del electrodo se presionan de un lado del diafragma para forzar a los gases de hidrógeno y oxígeno a dejar los electrodos en la parte posterior. La mayoría de los fabricantes están adoptando ya este diseño (Divisek, 1990).

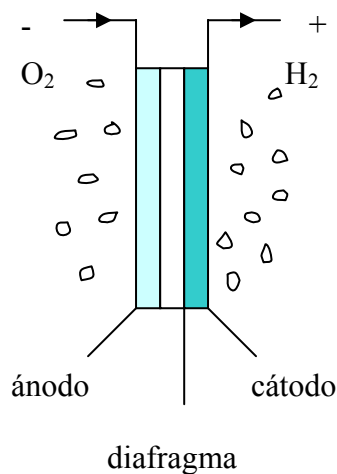


Fig.2.5 Geometría de una celda de electrolizador de cero huecos.

2.3.1.3 Electrolizador ácido

Uno de los tipos más prometedores de electrolizadores es el de electrolito de polímero sólido (SPE) o membrana de intercambio de protones (PEM), que se asemeja al de las celdas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEM). Realmente, si está diseñada correctamente, la misma unidad del electrolito de membrana de polímero puede funcionar como electrolizador para producir hidrógeno y también como celda de combustible para consumir hidrógeno y generar electricidad (Ledjeff et al. 1994).

2.3.2 Almacenamiento del Hidrógeno

El hidrógeno se caracteriza por tener un punto de ebullición muy bajo (-252.77°C) y una baja densidad en estado estándar (25°C - 1 atm), que es de $0,08245\text{ kg/m}^3$. Por lo tanto, en condiciones ambiente el hidrógeno existe solamente como gas. El hidrógeno se puede almacenar mecánicamente y/o químicamente; sin considerar el almacenamiento en compuestos químicos (el almacenamiento del hidrógeno en moléculas tales como metano, etanol y metanol) el hidrógeno tiene las siguientes cuatro formas básicas de ser almacenado (Carpetis, 1988):

- Hidrógeno líquido (LH_2)
- Absorbente (H_2 dentro del carbón superactivado, H_2 en nanoestructuras del carbón)
- Hidruros metálicos (MH) (H_2 en aleaciones de metal)
- Presurizado (PH_2)

La licuefacción del hidrógeno se puede alcanzar solamente mediante compresión mecánica y enfriamiento. La energía total requerida para producir LH_2 en el estado estándar es de cerca de 16.000 kJ kg^{-1} , donde cerca del 25 % se gasta en el enfriamiento y el 75 % es trabajo de compresión (Ohta, 1994). El enorme índice de extensión del LH_2 lo hace conveniente para los usos móviles (cohetes, motores grandes). El hidrógeno se puede también fijar por adsorción (como moléculas en el estado gaseoso) en materiales adsorbentes tales como carbón activado. Sin embargo, para obtener una energía específica comparable al LH_2 es necesario enfriar el adsorbente hasta temperaturas muy bajas (alrededor -200°C). Otra técnica interesante del adsorbente implica el almacenamiento del hidrógeno en las nanoestructuras del grafito de carbón, llamados nanofibras que poseen una cierta cristalinidad y tienen intersticios de cerca de $0,335$ a $0,750\text{ nm}$ (Rodríguez et al, 1997). Con esta técnica se piensa que tendrá el potencial de almacenar el hidrógeno en un porcentaje muy alto del peso total (cerca de 75 % del peso) a temperaturas cercanas a la ambiente, mientras que otros científicos creen que esto es imposible. Una desventaja severa del almacenamiento criogénico y de los sistemas crioadsorbentes del LH_2 , es la necesidad de utilizar materiales aisladores de calor costosos (super-aisladores). En segundo lugar, puesto que las pérdidas de calor son proporcionales al área superficial A del almacenador, este debe tener un volumen V tan grande como sea posible, de modo que la relación A/V sea pequeña. Por estas razones los sistemas adsorbentes se pueden eliminar como opciones para almacenar H_2 en los SAEs. El almacenamiento del hidruro metálico (MH) es otro nuevo y prometedor concepto de almacenamiento del hidrógeno, particularmente debido a su alta energía específica. La masa específica de algunos hidruros metálicos a temperatura ambiente están en aproximadamente 0.012 - $0.015\text{ kg de H}_2/\text{kg de MH}$ (tabla 2.2). Con el LHV para el hidrógeno ($1,2 \times 10^5\text{ kJ/kg de H}_2$), esto rinde valores específicos de energía alrededor de $1,440$ - $1,800\text{ kJ/kg de MH}$, que es cerca de 12 a 15 veces

mayor que el de una batería plomo-ácido convencional. Además, la absorción y las características de la desorción de algunos hidruros metálicos es tal que emparejan bien con las condiciones de funcionamiento de los SAEs pequeños (Hagström et al. 1995). El método tradicional para almacenar el hidrógeno es el de comprimirlo y almacenarlo en recipientes pequeños o tanques grandes. Para usos muy grandes es también posible almacenar el hidrógeno en cuevas subterráneas, pero esto no es una opción para los SAEs debido a los requisitos de almacenaje relativamente pequeños de energía.

La tabla 2.2 proporciona ciertos datos específicos típicos para los sistemas de almacenamiento de hidrógeno y demuestra que los sistemas de MH son más favorables que los de PH₂ con base en el volumen, mientras que no hay diferencias significativas entre los dos con base en la energía almacenada. La densidad del LH₂ es comparable con la de un MH, pero este está por supuesto mucho mejor en cuanto a la energía almacenada. El almacenamiento criogénico no se considera una opción para los SAEs (por las razones indicadas arriba), pero se enumera en la tabla 2.2 con propósitos comparativos.

Tabla 2.2 Datos típicos para los sistemas de almacenamiento de hidrógeno (Adaptada por Carpetis 1988).

Tipo de Almacén de hidrógeno	Densidad ^a (kg H ₂ m ⁻³)	Relación de masa ^b (kg H ₂ kg ⁻¹)	Energía específica (kJ kg ⁻¹)
Hidrógeno presurizado (PH ₂)	15	0.012	1,440
Hidruros metálicos (MH)	50-33	0.012-0.015	1,440-1,800
Hidrógeno líquido (LH ₂)	65	0.150-0.500	18,000-60,000

a. Incluye volumen de la estructura del almacén

b. Incluye masa de la estructura del almacén

2.3.3 Utilización del Hidrógeno (Celdas de Combustibles)

La conversión del hidrógeno en electricidad, solamente se puede alcanzar mediante dos reacciones básicas (Peschka, 1988):

- Reacciones de la celda de combustible
- Reacciones de la combustión

La ventaja de la combustión del hidrógeno en ciclo interno (CI) o ciclo externo (CE) es que cuentan con tecnologías maduras (máquinas de combustión interna y turbinas de gas), en comparación con las celdas de combustible que siguen estando en una primera etapa de desarrollo. Sin embargo, una ventaja significativa de la reacción de la celda de combustible es que tiene una alta eficiencia en comparación con las tecnologías mencionadas. Las celdas de combustible por lo tanto serán el asunto de interés en este estudio. Las celdas de combustible son dispositivos electroquímicos que convierten energía química de un combustible directamente en electricidad (corriente directa) y se clasifican según el tipo de electrolito usado (Wendt y Rohland, 1991). Las celdas de combustible de hidrógeno y oxígeno se dividen generalmente en cinco grupos principales, según lo enumerado en la tabla 2.3. Puesto que el uso de las celdas de combustible depende en gran medida de las condiciones de operación, los valores para la temperatura y las eficiencias típicas de operación también se incluyen en la tabla 2.3. La celdas de combustible de carbonato fundido (MCFC) y la celdas de combustible de óxido sólido (SOFC) funcionan en las altas temperaturas (sobre 650 °C y 1000 °C, respectivamente) y por lo tanto son las más convenientes para grandes centrales eléctricas. La celdas de combustible de ácido fosfórico (PAFC) están hoy disponibles

comercialmente y se pueden utilizar en una gama de energía bastante amplia (desde algunos kW hasta varios MW). Sin embargo, puesto que funcionan a temperaturas medias (sobre 200°C), son típicamente las más convenientes para la cogeneración (generación combinada de calor y de energía). Solamente existen dos tipos de celdas de combustible de baja temperatura, las celdas alcalinas (AFC) y la celda de combustible de polímero sólido (SPFC), también llamadas celdas de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC).

En principio las AFC y PEMFC son opciones atractivas para los SAEs, debido a sus bajas temperaturas de operación. A la tecnología de celdas de combustible que más atención se le está dando actualmente, en términos de I+D, es a la PEMFC. La razón es, que además de trabajar a bajas temperaturas de operación, tienen altas densidades de corrientes (corriente por unidad de área del electrodo) y bajo peso, que las hacen particularmente convenientes para usos móviles.

Tabla 2.3 Sistemas de celdas de combustible de hidrógeno y oxígeno (Kordesch and Simader 1996).

Tipo de Celdas de combustible	Electrolito	Temperatura (°C)	Eficiencia (%)
Alcalinas (AFC)	35-50 %de agua hidróxido de potasio (KOH)	60-90	50-60
Membrana de intercambio de protones (PEMFC)	Membrana de Polímetro (Nafión)	50-80	50-60
Ácido Fosfórico (PAFC)	Ácido fosfórico concentrado H_3PO_4	160-220	55
Carbonato Fundido (MCFC)	Carbonato Fundido (Li_2CO_3/Na_2CO_3)	620-660	60-65
Oxido Sólido (SOFC)	Itrio estabilizado, Dióxido de Zirconio (ZrO_2/Y_2O_3)	800-1000	55-65

La eficiencia de las celdas de combustible, a diferencia de los motores de combustión (interna y externa) no está limitada por el ciclo de Carnot ya que no siguen un ciclo termodinámico. Por lo tanto, su eficiencia es muy alta (en comparación) al convertir energía química a eléctrica directamente. La eficacia de una celda de combustible η , bajo condiciones estándares está limitada por el cociente de la variación de la energía libre (estándar) de Gibbs (ΔG°), y la variación de la entalpía estándar de la reacción química completa (ΔH°). La eficiencia real es igual o inferior a esto (normalmente inferior).

$$\eta = \frac{\Delta G^\circ}{\Delta H^\circ} \quad 2.2$$

2.4 SAEs Eólicos con almacenamiento de Hidrógeno

Los sistemas basados en el aprovechamiento de la energía eólica son uno de los más interesantes como fuente de alimentación de energía independiente. En la tabla 2.4 se muestra una descripción de las configuraciones recomendadas para los SAEs, mientras que en la tabla

2.5 se resumen las características de funcionamiento típicas de los componentes individuales. La determinación de una configuración de sistema depende en última instancia de la disponibilidad del recurso eólico, solar y/o de la energía hidráulica en el sitio. Además, como se verá más adelante, las baterías secundarias (almacenamiento a corto plazo de energía) y los convertidores de potencia (acondicionadores de potencia) también desempeñan un papel importante en los sistemas independientes. El aerogenerador, las baterías y las tecnologías de almacenamiento de energía serán la parte medular del trabajo.

2.4.1 Configuraciones Recomendadas para SAEs

Una descripción de las configuraciones recomendadas para los futuros SAEs se muestra en la tabla 2.4.

Tabla 2.4 Configuraciones de SAE más comunes

Tipos de Sistemas	Madurez	Tamaño
Fotovoltaico-Batería	Madura	Pequeños, Medios
Fotovoltaico-Eólico-Batería	Madura	Pequeños
Fotovoltaico-Batería-Hidrógeno	Nueva	Pequeños, Medios, Grandes
Fotovoltaico-Eólico-Batería-Hidrógeno	Nueva	Medios, Grandes
Eólico-Batería-Hidrógeno	Nueva	Medios, Grandes
Fotovoltaico-Batería-Biocombustible	Madura	Medios, Grandes
Fotovoltaico-Eólico-Batería-Biocombustible	Madura	Medios, Grandes
Micro Hidro-Hidrógeno	Nueva	Grandes

2.4.2 Características de las Tecnologías para SAEs.

En la tabla 2.5 se proporciona un resumen de las características de algunas de las tecnologías de los principales componentes de los SAEs. Se muestra una idea de la madurez de cada tecnología y los valores de eficiencias teóricas (máximas) y reales (típicas).

Tabla 2.5 Características de los componentes de los SAE.

Nombre	Tipo	Madurez	Eficiencia teórica (%)	Eficiencia típica (%)
Corriente Alterna				
Turbina de viento	mec-mec	Nuevo	59 ^a	42 ^a
Turbina hidráulica	mec-mec	Maduro		95 ^d
Generador	mec-elect	Maduro		96 ^e
Corriente Continua				
Panel fotovoltaico	foto-elect	Nuevo	43 ^b	6-33 ^f
Electrolizador	elect-quím	Nuevo, Maduro	83 ^c	70 ^g
Celdas de combustible	quím-elect	Nuevo	83 ^c	55 ^h
Acondicionadores de potencia				
Convertidor DC/DC	elect-elect	Nuevo, Maduro		98 ⁱ
Inversor DC/AC	elect-elect	Nuevo, Maduro		76-94 ^j
Almacenadores				
Presas de agua	mec	Maduro		
Gas presurizado	mec	Maduro		
Baterías secundarias	elect-quím-elect	Nuevo, Maduro		
<i>Hidruros metálicos</i>	<i>quím</i>	<i>Nuevo</i>		

a. (Wilson, 1994), b. (Zweibel 1990), c. (Tilak *et al.*, 1981), d. (Streeter and Wylie, 1985), e. (Del Toro, 1986), f. (Green *et al.*, 1997), g. (Hug *et al.*, 1992), h. (Barbir and Gómez, 1996), i. (Snyman and Enslin, 1993), j. (Wilk and Panhuber, 1995).

La eficiencia en cada uno de los componentes mencionados en la tabla 2.5 se define como la relación entre la potencia contenida en la salida del componente y la contenida en el portador energético a la entrada del componente.

Así, la eficiencia de conversión de energía de una celda fotovoltaica (η), es el porcentaje de potencia convertida (de la luz solar absorbida por la celda) en potencia eléctrica capaz de hacer operar un circuito.

Este factor se calcula dividiendo el valor de potencia máxima (P_m) por la cantidad de irradiación obtenida en las condiciones estándares de medida. La energía de la irradiación se indica en W/m^2 y la superficie de la celda (A_c), en m^2 :

$$\eta = \frac{P_m}{E * A_c} \quad 2.3$$

El rendimiento de una celda fotovoltaica de silicio varía entre el 6 % aportado por celdas de silicio amorfo y el 30 % (o más) obtenido a partir de celdas multi-unión en laboratorios de investigación. La eficiencia de conversión que se suele obtener en las celdas disponibles comercialmente (silicio monocristalino) está alrededor del 12 %.

2.4.2.1 El Aerogenerador

Partes y su funcionamiento

Un aerogenerador es un dispositivo que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica y está compuesto por las siguientes partes:

Góndola: Contiene los componentes claves del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. En el caso de grandes aerogeneradores el personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. En la figura 2.6 se observa a la izquierda de la góndola el rotor del aerogenerador, es decir, las palas y el buje.

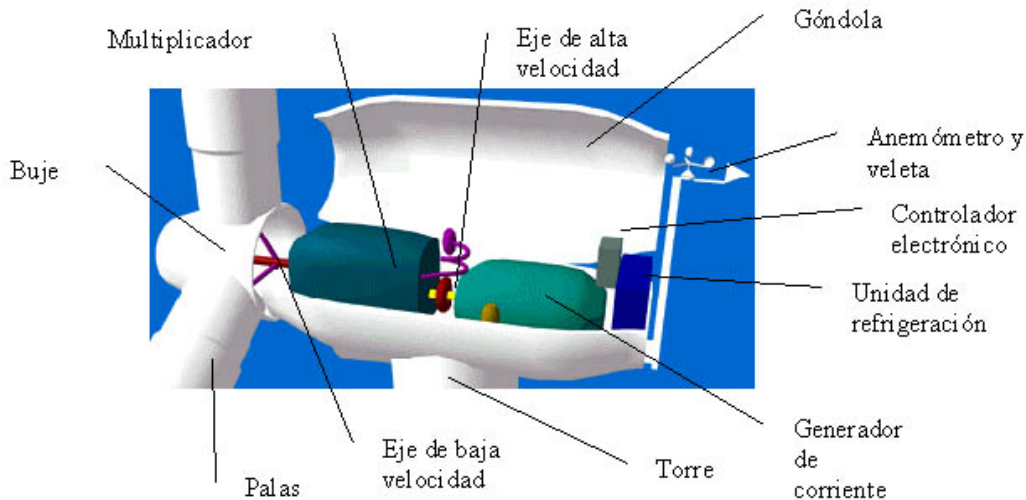


Fig. 2.6 Vista de la Góndola de un aerogenerador

Palas del rotor: Tienen la función de transformar la energía del viento en energía mecánica hacia el buje.

Buje: Está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador y es quien soporta a las palas del rotor

Eje de baja velocidad: Conecta el buje del rotor al multiplicador. El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

Multiplicador: Transforma la velocidad angular (r.p.m.) del eje de baja velocidad en la velocidad angular del eje de alta velocidad.

Eje de alta velocidad con su freno mecánico: Gira aproximadamente a 1500 revoluciones por minuto (r.p.m.), lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

Generador eléctrico: Tiene la función de transformar la energía mecánica contenida en el eje de alta velocidad en energía eléctrica. La mayor parte de los grandes aerogeneradores utilizan generadores asíncronos o de inducción, aunque ya se están fabricando algunos con generadores síncronos. En un aerogenerador moderno la potencia máxima suele estar entre 500 y 3000 kilovatios (kW), los pequeños y medianos aerogeneradores pueden usar generadores síncronos o dínamos.

Mecanismo de orientación: Tiene la función de mantener al rotor orientado hacia la dirección del viento por un período mayor a los 10 minutos. Es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección. Los aerogeneradores pequeños utilizan orientación mediante mecanismos pasivos.

Controlador electrónico: Tiene la función de monitorear continuamente mediante un ordenador las condiciones del aerogenerador y controlar el mecanismo de orientación. En los aerogeneradores pequeños se utiliza un regulador de voltaje o un adaptador de potencia según sea el caso.

Sistema hidráulico: El sistema hidráulico es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador. Los aerogeneradores pequeños no los necesitan.

Unidad de refrigeración: Es la encargada de mantener la temperatura adecuada en el generador eléctrico y el multiplicador. Los aerogeneradores pequeños se enfrían con ventiladores situados en el eje del generador eléctrico.

Torre: Es la encargada de soportar y dar la altura requerida a la góndola, requieren de diseños precisos ya que está sometida a grandes esfuerzos y vibraciones.

Anemómetro y la veleta: Se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 metros por segundo. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede 25 metros por segundo, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico para girar al aerogenerador a sotavento, utilizando el mecanismo de orientación. Los aerogeneradores pequeños no las necesitan.

Control de potencia en aerogeneradores

Los aerogeneradores están diseñados con algún tipo de control de potencia. Hay dos formas de hacerlo con seguridad en los aerogeneradores modernos.

- **Regulación por cambio del ángulo de paso (“pitch controlled”)**

En un aerogenerador con regulación por cambio del ángulo de paso, el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo.

Así pues, las palas del rotor deben ser capaces de girar alrededor de su eje longitudinal (variar el ángulo de paso).

En este tipo de aerogeneradores, el ordenador generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento en todas las velocidades de viento.

El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica.

- **Regulación por pérdida aerodinámica (“stall controlled”)**

Los aerogeneradores de regulación (pasiva) por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo.

Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor. Conforme aumenta la velocidad real del viento en la zona, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumentará, hasta llegar al punto de empezar a perder sustentación.

Las palas del rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica está ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierda sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico.

La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo y constituye un reto para el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación.

- **Regulación activa por pérdida aerodinámica**

Un número creciente de grandes aerogeneradores (a partir de 1 MW) están siendo desarrollados con un mecanismo de regulación activa por pérdida aerodinámica.

Técnicamente, las máquinas de regulación activa por pérdida aerodinámica se parecen a las de regulación por cambio del ángulo de paso, en el sentido de que ambos tienen palas que pueden girar. Para tener un momento de torsión (fuerza de giro) razonablemente alto a bajas velocidades del viento, este tipo de máquinas serán normalmente programadas para girar sus palas como las de regulación por cambio del ángulo de paso a bajas velocidades del viento (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento).

Sin embargo, cuando la máquina alcanza su potencia nominal, este tipo de máquinas presentan una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio del ángulo de paso: si el generador va a sobrecargarse, la máquina girará las palas en la dirección contraria a la que lo haría una máquina de regulación por cambio del ángulo de paso. En otras palabras, aumentará el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación y poder así consumir el exceso de energía del viento.

- **Otros métodos de control de potencia**

Algunos aerogeneradores modernos usan alerones (flaps) para controlar la potencia del rotor, al igual que los aviones usan aletas para modificar la geometría de las alas y obtener así una sustentación adicional en el momento del despegue.

Otra posibilidad teórica es que el rotor oscile lateralmente fuera del viento (alrededor de un eje vertical) para disminuir la potencia. En la práctica, esta técnica de regulación por desalineación del rotor sólo se usa en aerogeneradores muy pequeños (de menos de 1 kW), pues somete al rotor a fuerzas que varían cíclicamente y que a la larga pueden dañar toda la estructura.

Tamaño de los Aerogeneradores

La potencia producida aumenta con el área de barrido del rotor.

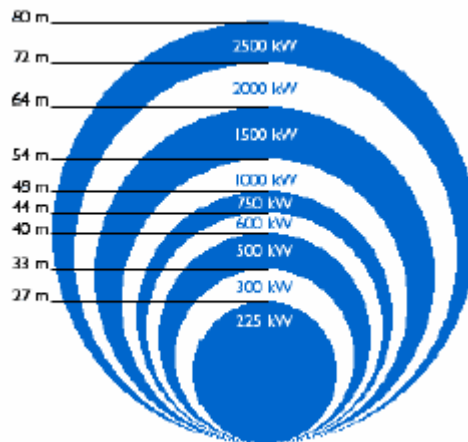


Fig. 2.7 Relación potencia diámetro del rotor

El área del disco cubierto por el rotor y las características del viento determinan cuanta energía se puede producir en un año.

La figura 2.7 muestra los tamaños de rotor en aerogeneradores modernos: una típica turbina con un generador eléctrico de 600 kW suele tener un rotor de unos 44 metros de diámetro. Si se incrementa al doble el diámetro del rotor, se obtendrá un área cuatro veces mayor. Esto significa que también se obtendrá del rotor una potencia disponible cuatro veces mayor.

Los diámetros de rotor pueden variar algo respecto a las cifras dadas en la figura 2.7, ya que muchos de los fabricantes optimizan sus máquinas ajustándolas a las condiciones de viento locales.

- **Razones para elegir grandes turbinas**

1. Existen economías de escala en las turbinas eólicas, es decir, las máquinas más grandes son capaces de suministrar electricidad a un costo más bajo que las máquinas más pequeñas. La razón es que los costos de las cimentaciones, la construcción de carreteras, la conexión a la red eléctrica, además de otros componentes en la turbina (el sistema de control electrónico, etc.), presentan una dependencia ligera con el tamaño de la máquina.
2. Las máquinas más grandes están particularmente bien adaptadas para la energía eólica en el mar. Los costos de las cimentaciones no crecen en proporción con el tamaño de la

máquina, y los costos de mantenimiento son ampliamente independientes del tamaño de la máquina.

3. En áreas en las que resulta difícil encontrar emplazamientos para más de una turbina, una gran turbina con una torre alta utiliza los recursos eólicos existentes de manera más eficiente.

- **Razones para elegir turbinas más pequeñas**

1. La red eléctrica local puede ser demasiado débil para manipular la producción de energía de una gran máquina. Este puede ser el caso de las partes remotas de la red eléctrica, con una baja densidad de población y poco consumo de electricidad en el área.
2. Hay menos fluctuación en la electricidad de salida de un parque eólico compuesto de varias máquinas pequeñas, pues las fluctuaciones de viento raras veces ocurren en todas las máquinas a la vez y por lo tanto, tienden a cancelarse.
3. El costo de usar grandes grúas y de construir carreteras lo suficientemente fuertes para transportar los componentes de la turbina, puede hacer que en algunas áreas las máquinas más pequeñas resulten más económicas.
4. Con varias máquinas más pequeñas el riesgo se reparte, en caso de fallo temporal de la máquina (por ejemplo, si cae un rayo).
5. Consideraciones estéticas en relación al paisaje pueden a veces imponer el uso de máquinas más pequeñas. Sin embargo, las máquinas más grandes suelen tener una velocidad de rotación más pequeña, lo que significa que realmente una máquina grande no llama tanto la atención como muchos rotores pequeños moviéndose rápidamente.

2.4.2.2 Baterías Secundarias

Una batería secundaria, también conocida como acumulador o batería recargable, es un dispositivo electroquímico que puede transformar energía eléctrica en energía química almacenada (carga) e invertir el proceso, aportando la energía otra vez (descarga). Una batería consiste esencialmente en elementos electroquímicos, o celdas, conectadas en serie y en paralelo. Los componentes principales de una celda electroquímica son los electrodos, el separador y el electrolito. La característica de una batería depende de la selección de los materiales que la componen, la configuración de las celdas individuales y del diseño total de la batería.

Una batería secundaria que debe ser utilizada en los SAEs basados en fuentes de energía intermitentes tales como sol y viento debe, además de ser rentable, ser diseñada según los criterios siguientes (Chaurey y Deambi, 1992):

- Vida útil elevada (es decir, muchos ciclos de carga-descarga)
- Alto índice de capacidad en descarga lenta
- Buena confiabilidad bajo condiciones cíclicas de descarga
- Alta eficiencia en diversos niveles del estado de carga (SOC)
- Vida larga, diseño robusto y bajos requisitos de mantenimiento
- Amplia gama de temperaturas de operación
- Baja auto-descarga

Estos criterios excluyen las baterías pequeñas (tipo A, C, y D) u otras baterías pequeñas usadas en la electrónica de energía (radios, cámaras de vídeo, teléfono portátil y herramientas). Así, solamente los sistemas de baterías secundarias clasificadas como grandes son aplicables para los SAEs.

Clasificación de los Sistemas de Baterías

Las baterías secundarias pueden ser clasificadas según su madurez tecnológica o disponibilidad comercial. Frecuentemente son usadas las terminologías: sistemas de baterías convencionales o avanzadas (Linden, 1995). En este trabajo la definición de baterías convencionales incluyen los nuevos tipos de baterías, que son mejoras a partir de las baterías convencionales y las avanzadas incluyen nuevos desarrollos basados en los nuevos materiales y planes que son completamente diferentes a los de las baterías convencionales y por consiguiente exigen un desarrollo extenso para ser comercializadas. Sin embargo, por conveniencia, la definición de baterías avanzadas incluye baterías que son usadas durante algún tiempo en aplicaciones especiales (por ejemplo, baterías de níquel-hidrógeno para la industria aeroespacial), pero que no son todavía ningún competidor comercial.

Las baterías convencionales que son convenientes para los SAEs según los criterios antes dichos, estas son:

- Baterías de plomo-ácido (Pb-ácido)
- Baterías de plomo ácido con válvulas de regulación (VLRA)
- Baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd)

Algunas baterías avanzadas que se han propuesto como almacenamiento de energía a corto plazo para los SAEs son:

- Las baterías de níquel-hidrógeno (por ejemplo, hidruros de níquel)
- Las baterías de litio a temperatura ambiente (por ejemplo, polímero de litio, litio-ión)
- Las baterías acuosas (por ejemplo, bromuro de cinc, las de flujo redox)
- Las baterías de altas temperaturas (por ejemplo el sulfuro de sodio, sulfuro de litio-hierro)

Los primeros dos tipos pertenecen a la categoría de nuevos o recientemente comercializados, mientras que los dos últimos pertenecen a la categoría de sistemas de batería en desarrollo (BCC, 1997).

Sin embargo, la batería de níquel-hidrógeno basada en los hidruros metálicos es el sistema de batería que está más cerca de ser comercializado.

En la tabla 2.6 se muestran las características de algunos de los tipos más comunes de baterías convencionales disponibles para los SAEs y ejemplos de algunas baterías avanzadas prometedoras para el futuro.

Tabla 2.6 Tipos de baterías y principales características

Tipos de baterías	Electrodo		Voltaje Teórico (V/cell)	Batería práctica		
	Ánodo (-)	Cátodo (+)		Voltaje Nominal (V/cell)	Energía específica (kJ/ kg)	Densidad de energía (kJ/l)
Convencionales						
<u>Plomo-ácido</u>						
Acuosas	Pb	PbO ₂	2.1	2.0	20–28	35–60
VRLA	Pb	PbO ₂	2.1	2.0	20–31	45–85
<u>Níquel-cadmio</u>						
Planted	Cd	Ni oxido	1.35	1.2	19	36
Plata-cinc	Zn	AgO	1.85	1.5	90	180
Avanzadas						
<u>Níquel-hidrógeno</u>						
Níquel-hidruros metálicos	MH	Ni oxide	1.35	1.2	50	175
<u>Temperatura Ambiente</u>						
Polímetro- litio	Li	V ₆ O ₁₃	–	3.0	200	350
Litio-ion	C	Li _x CoO ₂	–	4.0	90	200
Bromuro- Zinc	Zn	Br ₂	1.85	1.6	70	60
<u>Flujo Redox</u>						
Vanadio	V ₃ V ₂	V ₅ V ₄	1.26	–	–	–
<u>Altas temperaturas</u>						
Litio/hierro	Li(Al)	FeS ₂	1.73	1.7	180	350
Sodio/sulfuro	Na	S	2.1	2.0	170	250

(Ulleberg, 1998).

En nuestro trabajo solo trataremos las baterías convencionales más utilizadas en los SAEs actuales como son:

- Baterías de Plomo Ácido
- Baterías Plomo Ácido con Válvula Regulada
- Baterías Níquel – Cadmio

Baterías de Plomo Ácido

Una batería Plomo-ácido tradicional (Pb-ácido) consiste de cinco componentes básicos:

- Las placas positivas compuestas de dióxido de plomo (PbO₂), las placas negativas con esponja conductora, separadores, electrolito acuoso de ácido sulfúrico (H₂SO₄) y un envase (Berndt, 1997). Las placas pueden tener diversos diseños. Existen cuatro tipos comunes de placas para las baterías Pb-ácido (Havre et al., 1993):
- Placas positivas tipo Planted. Estas placas se hacen con un molde y son de plomo puro. Tienen una estructura laminar, que proporciona una gran área superficial y la

construcción es por lo tanto conveniente para los actuales altos usos. Los rendimientos de procesamiento de energía son bajos debido al uso del plomo puro.

- Placas tubulares positivas. Estas placas se construyen normalmente de una fibra de cristal altamente porosa o de un plástico dispuesto alrededor de cada barra. La masa activa (dióxido del plomo) se inserta entre el plomo y el tubo. Esto da una buena utilización total y el rendimiento de procesamiento de energía es alto. Las altas cargas actuales restringen su uso debido a las limitaciones en el diámetro de los tubos. Sin embargo, la construcción proporciona alta fuerza mecánica y alta resistencia a la corrosión y por lo tanto un ciclo de vida alto.
- Placas positivas de barra. Este es otro desarrollo de las placas tubulares positivas. Las placas consisten en barras verticales de plomo, donde la masa activa se incluye en el área que queda entre las barras. El diseño proporciona buena utilización total y es altamente utilizado.
- Placas de rejilla positivas y negativas (placas pegadas). En este diseño la masa activa se pega en una rejilla de plomo. La rejilla actúa como conductor eléctrico y base mecánica para el material activo. La resistencia a la corrosión es baja, por lo tanto el ciclo de vida es bajo.

Así, según el diseño general y los criterios enumerados arriba, el tipo más conveniente de baterías plomo-ácido para los SAEs basados en energías intermitentes son los del diseño de placa tubular positiva y placa positiva de barra. Esto es principalmente debido a que sus densidades específicas relativamente altas de energía y alto ciclo de vida. Sin embargo, debe ser acentuado que estos tipos de baterías son menos convenientes que el diseño de placa positiva tipo Planted cuando se requiere de una carga alta. Una desventaja general de las baterías plomo-ácido con electrolito acuoso es la descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno. Así, para prevenir el agotamiento del electrolito, se necesita rellenar con agua en intervalos regulares. Otra desventaja de las baterías plomo-ácido acuosas son los vapores del ácido (electrolito), que pueden escapar de la batería. En un cierto plazo esto diluirá el electrolito y reducirá así la capacidad de la batería. Además, hay también problemas con la corrosión en el electrodo positivo de la rejilla, que limita la vida de servicio de las baterías plomo-ácido. Este problema puede ser aliviado aumentando la cantidad de plomo en la rejilla positiva (esto aumenta el peso de la batería) o usando las aleaciones de plomo con materiales tales como antimonio (Sb), calcio (Ca) o estaño (Sn). Sin embargo, puesto que la rejilla positiva también debe tener alta fuerza mecánica, alta fuerza de arrastramiento (resistir el crecimiento durante el servicio) y características electroquímicas convenientes (la producción de hidrógeno en el electrodo negativo es más alta para las aleaciones con antimonio que para el plomo puro). Otro problema severo es la corrosión en voltaje de circuito abierto debido a la autodescarga del electrodo positivo, que limita la vida útil de la batería plomo-ácido (Berndt, 1997).

En los SAEs basados en fuentes de energía intermitentes tales como el viento y el sol, las baterías pueden recibir cargas parciales o incompletas por períodos de tiempo largos como semanas. Para esto se recomienda aplicar las denominadas cargas de igualación. La estratificación de carga en el electrolito y/o sulfatación irreversible son causados en baterías sometidas a ciclo profundo. Después de que una batería es sometida a períodos de tiempo prolongados (como meses) en condiciones de carga parcial, la recuperación completa de su

capacidad puede ser alcanzada solamente agregando una cantidad alta y controlada de carga (Hund, 1997).

Baterías Plomo Ácido con Válvula Regulada

Las baterías plomo-ácido con válvula-regulada (VRLA) utilizan la misma tecnología electroquímica que las baterías plomo-ácido anteriormente descritas. La diferencia entre las dos es que las baterías de VRLA están cerradas con una válvula de regulación de presión que se abre periódicamente. Además, el electrolito ácido de las baterías VRLA es inmovilizado usando un gel o un material de cristal absorbedor (AGM). La ventaja principal de la batería de VRLA es que se puede eliminar la necesidad de rellenar con agua el electrolito durante la vida de la batería. Esto es debido al ciclo interno del oxígeno o recombinación, donde el oxígeno generado en el electrodo positivo durante la carga o sobrecarga es reducido en el electrodo negativo. El ciclo creado absorbe la corriente de hidrógeno y oxígeno, convirtiéndola en agua que es devuelta al electrolito. Un requisito previo para el ciclo interno del oxígeno es haber sellado el envase para prevenir el escape del oxígeno del encapsulado de la batería. Además, el transporte de oxígeno del electrodo positivo al electrodo negativo necesita acumularse a determinada presión. Esto se alcanza inmovilizando el electrolito (Berndt, 1997).

El índice de pérdida de agua en una batería de VRLA se puede mantener tan bajo que la cantidad inicial de electrolito es suficiente por un tiempo de vida de servicio de 10 años o más. Así, las baterías de VRLA a menudo se llaman baterías sin mantenimiento. Otra ventaja, además de la reducción del mantenimiento, es que la batería de VRLA, debido a que el electrolito es inmovilizado, se puede embalar firmemente. Esto reduce el peso de la batería (Butler, 1997). Además, en baterías de VLRA el empleo de aleaciones resistentes a la corrosión y de electrolito inmovilizado reduce el problema de la corrosión en la rejilla positiva, porque la movilidad del ácido sulfúrico se reduce solamente a la difusión. Una desventaja de las baterías de VRLA es que son menos robustas que las baterías acuosas de plomo-ácido, pero la desventaja principal es la necesidad de un control sofisticado de carga (o voltaje) para alcanzar un ciclo vida alto. Si una batería de VRLA se carga excesivamente con un alto voltaje, se secará prematuramente debido al aumento de índice de pérdida de agua y por lo tanto reducirá su ciclo de vida. Por estas razones, las cargas excesivas deben ser evitadas.

Baterías Níquel – Cadmio

Una batería de níquel-cadmio (Ni-Cd) utiliza un electrolito alcalino, generalmente hidróxido del potasio (KOH) o de vez en cuando hidróxido del sodio (NaOH), que actúan como medios conductores de iones (Berndt, 1997).

Las baterías de Níquel-hierro, de zinc/óxido de plata, níquel/óxido de zinc y zinc/dióxido de manganeso son otros tipos de baterías secundarias alcalinas (Linden, 1995). Sin embargo, solamente consideraremos las baterías de níquel-cadmio. Una ventaja importante de usar electrolitos que no estén implicados perceptiblemente en la reacción electroquímica, pero que funcionan principalmente como conductor del Ion, es que los electrodos no necesitan ser espaciados hacia fuera para proporcionar el sitio para el electrolito (tal como ocurre con las baterías plomo-ácido). Así, la cantidad de electrolito necesitada es menor y por tanto se reduce el peso (es decir, aumenta la energía específica) y la resistencia interna de la batería.

Otra ventaja de las baterías de níquel-cadmio es que los cambios en la concentración del electrolito durante la carga o descarga son insignificantes. Consecuentemente la conductividad del electrolito se mantiene prácticamente constante. Además, no ocurre ninguno de los problemas con la estratificación del electrolito. Esto hace fácil supervisar la capacidad de la batería. Puesto que el electrolito tiene un punto de congelación bastante bajo y constante, la batería de níquel-cadmio también tiene funcionamiento excelente a bajas temperaturas. Bajo condiciones de funcionamiento normales la corrosión de la parte que conduce corriente en la batería es insignificante. Finalmente, una de las características más favorables de las baterías de níquel-cadmio es que sus reacciones de carga/descarga se pueden repetir con frecuencia, rinde un ciclo de vida alto, esto es muy conveniente para los SAEs.

Una batería de níquel-cadmio se puede sellar totalmente, previniendo el derramamiento del electrolito y el escape de los gases. Este diseño, que es el más común, se utiliza solamente en áreas de electrónica donde las baterías son libres de mantenimiento. Sin embargo, están también disponibles las baterías de níquel-cadmio de gran tamaño; entre éstos están los dos diseños básicos: (1) placa sinterizada y (2) placa de bolsillo. En el diseño de placa sinterizada el colector ayuda a la carga del electrodo y consiste en acero con capas porosas sinterizada de níquel, donde los materiales activos se impregnan en la capa. Esto ofrece a la batería una resistencia interna baja y la hace robusta y muy conveniente para los ambientes de altas vibraciones (aeroplanos). Sin embargo, una desventaja severa con este diseño es que sufre del efecto de memoria supuesta. Si se recargan las baterías Ni-Cd antes de que se hayan descargado completamente, se pueden formar cristales de cadmio en su electrodo negativo. Esto da lugar a una segunda etapa indeseada en la descarga. Aunque hay más capacidad disponible la batería almacena esta etapa, pues es una etapa de la descarga para el ciclo siguiente en su memoria. Durante el proceso siguiente de descarga, la batería recuerda solamente la capacidad reducida. Cualquier ciclo incompleto más otro de descarga que siga agravará la situación y el funcionamiento de la batería y esta continuará cayendo. Las celdas de Ni- Cd se deben por lo tanto descargar completamente en intervalos ocasionales. Esto evita que el efecto de la memoria ocurra y prolonga la vida de servicio de la celda o de la batería. Este efecto no ocurre con las baterías Ni-MH. Por lo tanto, las baterías Ni-MH se pueden descargar y recargar sin problemas.

Esto hace a las baterías de placas sinterizadas de níquel-cadmio inadecuadas para los SAE. En el diseño placa de bolsillos el colector de la carga consiste en hojas de acero perforadas formando bolsillos, donde el material activo se introduce en los bolsillos, como briquetas o polvo comprimido. La ventaja de este diseño es que no sufre del efecto de la memoria. En general, la autodescarga en las baterías de níquel-cadmio es muy baja, que les permite una vida útil larga. De vez en cuando, las baterías de níquel-cadmio se entregan en un estado seco (sin el electrolito). El electrolito en tales casos se debe agregar a la batería cuando se va a utilizar en el sistema. Estos tipos de baterías de níquel-cadmio se refieren generalmente como baterías de mantenimiento ultra-bajos y son particularmente convenientes para los SAEs situados en áreas extremadamente inaccesibles.

El cadmio y el medioambiente

El cadmio es un metal tóxico. Esto no causa problemas mientras la batería está en servicio, pero su disposición final causa problemas severos. No es posible transformar las baterías para convertirlas en basura general. Cuando las baterías de cadmio se tratan en plantas de

incineración, el cadmio se vaporiza y requiere la filtración del gas y las cenizas que resultan están contaminadas con cadmio y son clasificadas como peligrosas. Si las baterías de cadmio no se tratan y simplemente se descargan en depósitos, el cadmio será lanzado gradualmente y puede contaminar el agua subterránea. Por lo tanto, debe buscarse un sustituto para el cadmio en baterías.

2.4.2.3 Convertidores de Potencia (Adaptadores de Potencia)

La electricidad producida y consumida en los SAEs puede ser de corriente directa (CD) o corriente alterna (CA), dependiendo de la configuración del sistema. En general, los convertidores de energía pueden ser de corriente alterna unidireccional, que convierte la potencia de CD a CA o pueden ser bidireccionales, capaces de convertir energía en ambas direcciones. Pueden también ser electrónicos, de dispositivos electromecánicos (Manwell et al. 1996). Un acondicionador de energía se define como un dispositivo electrónico que permite transformar potencia de CD en AC (inversores) o potencia de AC en potencia de CD (rectificadores), o a ambas (los convertidores electrónicos de energía bidireccional). La definición también incluye los dispositivos que convierten potencia de CD a potencia de CD a un nivel de voltaje diferente (convertidores CD-CD). El hardware del inversor se puede agrupar en cuatro categorías: (1) independiente, (2) pequeño conectado a red (no aplicable para los SAEs), (3) híbrido pequeño e (4) híbrido grande. Los inversores que funcionan en modo independiente proporcionan CA de una batería de CD. Su gama en capacidad de energía es de algunos cientos Watt a algunos kiloWatt. Debido a que tiene un mercado abundante este tipo de tecnología es madura. Los inversores híbridos pequeños se han desarrollado a partir de los inversores independientes pequeños. Tienen como salidas típicamente corriente alterna monofásica y potencia de hasta algunos kW. Son híbridos porque pueden funcionar como independientes y al mismo tiempo tienen la capacidad de trabajar recíprocamente con una fuente secundaria de CD (un panel fotovoltaico). Los inversores híbridos grandes poseen tamaño entre diez y los centenares de kW y tienen generalmente salidas trifásicas. Esta tecnología todavía está en desarrollo (Ginn et al. 1997). Un convertidor rotatorio es un dispositivo electromecánico que convierte la CA en CD y viceversa. Consiste en una máquina eléctrica sincrónica (CA) conectada directamente por un eje a una máquina eléctrica de CD. La máquina de CA puede actuar como generador o como motor. Como un generador esta provee energía a una línea de CA, como un motor él absorbe energía de la línea de CA y conduce la máquina de CD a través del eje. La máquina de CD, puede actuar también como un generador o como un motor. Como un generador provee energía a la línea de CD, esta energía se puede utilizar para proveer cargas a los dispositivos de CD o se puede utilizar para cargar las baterías. Como un motor, la máquina de CD se alimenta desde una fuente de potencia de CD. Debido a su capacidad de convertir energía en cualquier dirección un convertidor rotatorio es un dispositivo bidireccional (Manwell et al. 1996).

3 Capítulo III: FUNDAMENTOS PARA LA MODELACIÓN MATEMÁTICA

Este capítulo describe detalladamente los modelos matemáticos de los componentes individuales más importantes encontrados en la literatura para simular un Sistema Autónomo de Energía Eólica con Almacenamiento de Hidrógeno. Los modelos se basan principalmente en principios eléctricos, electroquímicos y termodinámicos. Sin embargo, también se utilizan un número de relaciones empíricas, particularmente para las características corriente-voltaje. El aerogenerador y el electrolizador son los más detallados entre los modelos principales, pero los modelos de las celdas de la batería de plomo ácido y de combustible están también absolutamente implicados aunque de manera más simple. Sin embargo, todos los modelos pueden funcionar en modos simples en caso de necesidad.

3.1 Descripción Esquema General

Los componentes principales de los SAEs son: una o varias fuentes de energía (plantas diesel, aerogenerador, panel fotovoltaico etc.) convertidores (DC/DC, DC/AC, AC/DC), un electrolizador, un compresor, un almacenamiento de hidrógeno (gas comprimido o hidruro metálico) y/o baterías y una o varias celdas de combustible. La figura 3.1 muestra una posible configuración de un sistema eólico con almacenamiento de hidrógeno.

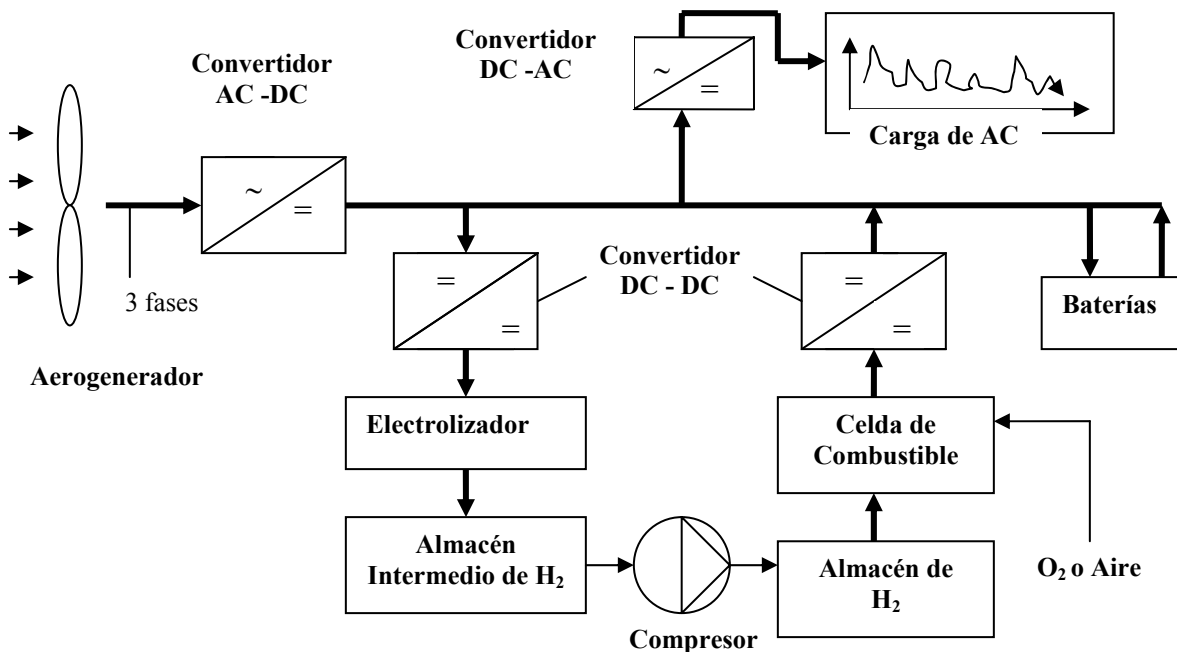


Fig. 3.1 Esquema de sistema eólico autónomo con almacenamiento de hidrógeno.

3.1.1 Principio de funcionamiento del sistema:

Como se observa en la figura 3.1 el aerogenerador produce corriente alterna trifásica, con frecuencia y voltaje variable en un rango determinado por su potencia nominal y la energía eólica transformada.

El adaptador de potencia transforma la corriente alterna trifásica del aerogenerador de frecuencia variable, en corriente directa que es utilizada en la carga, el electrolizador y la batería secundaria. El adaptador de potencia, además de su función de adecuar la energía proveniente del aerogenerador, está conectado a la salida del convertidor DC-DC de la celda de combustible, la cual proporciona la energía demandada por la carga que el aerogenerador no es capaz de proporcionar.

El electrolizador tiene la función de transformar en hidrógeno la energía que produce el aerogenerador y que no es consumida por la carga y que es capaz de absorber el almacén en dependencia de la cantidad de hidrógeno que tenga almacenado, antes de ser comprimido en el almacén de hidrógeno este es prealmacenado en un tanque pequeño también llamado buffer a la presión de trabajo del electrolizador, la potencia consumida por el electrolizador es adecuada a través de un convertidor DC-DC.

El almacén recibe hidrógeno del electrolizador y/o aporta a la celda de combustible en dependencia de la demanda y/o el suministro. Este consume energía para la compresión y adecuación del hidrógeno que se hace gracias al compresor de gas.

Este esquema garantiza que sólo se convierta en hidrógeno, la energía que no es consumida por la carga, por lo que la energía que se genere y se consuma directamente desde el aerogenerador a la carga no será afectada por las pérdidas del electrolizador, almacén y la celda de combustible. Por último, la carga de corriente alterna es adecuada a través de un adaptador tipo inversor.

Existen varias configuraciones de sistemas para cumplir con los requisitos de la demanda de energía, bajo determinadas condiciones ambientales, que intervienen en el proceso de transformación de la energía. El problema consiste en determinar las configuraciones más adecuadas para cada caso, que cubran los requisitos de la demanda, con la máxima eficiencia y menor costo.

3.2 Aerogenerador

3.2.1 Energía producida por un aerogenerador

La energía producida por un aerogenerador se puede calcular combinando el modelo de la curva de potencia de un aerogenerador con el modelo de Weibull que caracteriza el recurso eólico disponible. Un método para este cálculo se detalla en (Pallabazzer, 2003).

La energía que puede ser producida por un aerogenerador en un sitio es el dato principal que se desea conocer a la hora de proyectar una instalación eólica, y siempre se quiere que sea elevada. Para que una instalación produzca una elevada energía no basta que la energía disponible del viento sea grande ni que la máquina tenga una buena eficiencia. Para obtener una elevada energía se necesita también una afinidad entre la máquina y el sitio porque respecto al viento la máquina eólica se comporta como un filtro. Las figuras 3.2, 3.3 y 3.4 muestran de manera gráfica ejemplos de como una curva de potencia de un aerogenerador puede corresponder a la distribución de frecuencia del viento.

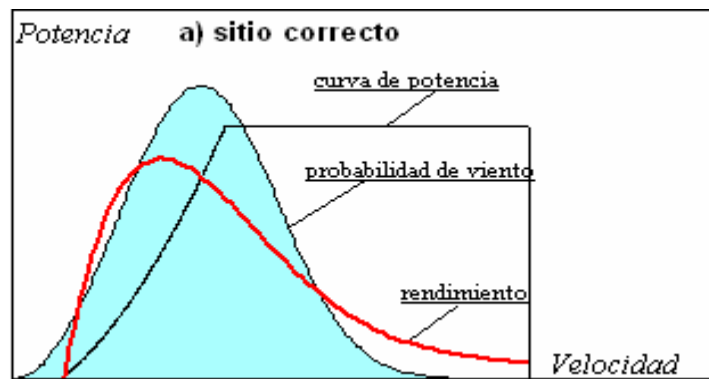


Fig. 3.2 Sitio correcto



Fig. 3.3 Sitio errado, curva de potencia desplazada hacia la derecha.

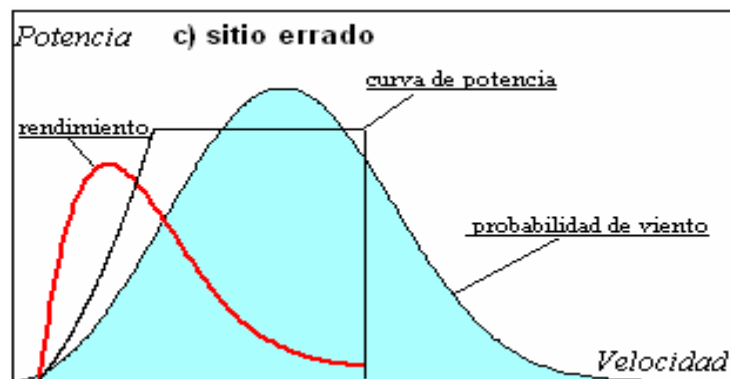


Fig. 3.4 Sitio errado, curva de potencia desplazada hacia la izquierda.

Las curvas de potencia de los aerogeneradores adoptan diferentes formas en función del modo en que se controla su potencia de salida. La figura 3.5 ilustra este hecho.

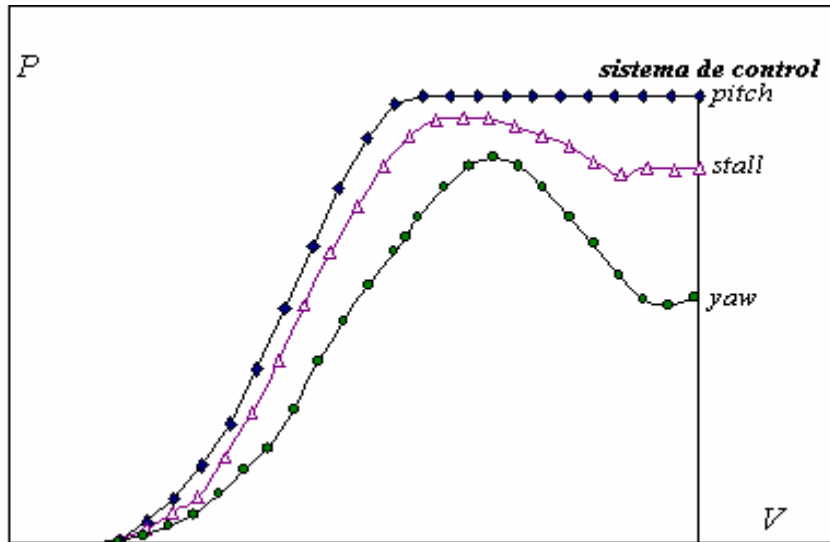


Fig. 3.5 Curvas de potencia típicas de un aerogenerador para diferentes sistemas de control de potencia.

Jaramillo et al. 2004, exponen un método para estimar la potencia media de salida de una turbina eólica para condiciones de viento específicas. Según estos autores, la potencia de salida de una turbina eólica puede ser determinada por su curva de potencia $P_w(v)$, la cual puede ser descrita por:

$$P_w(v) \begin{cases} 0, & v < v_I \\ (W) \cdot (\mathcal{P}(v)), & v_I \leq v < v_O \\ 0, & v_O \leq v \end{cases} \quad 3.1$$

donde v_I y v_O son respectivamente las velocidades de inicio y de salida de generación de la turbina eólica, v es la velocidad del viento, W es la potencia nominal de la turbina eólica y $\mathcal{P}(v)$ es una función polinomial que ajusta la curva de potencia de la turbina eólica y se encuentra normalizada con respecto a W . Esta última adopta una forma que depende del tipo de control de potencia utilizado en el aerogenerador.

Para aerogeneradores con control de potencia por cambio en el ángulo de paso,

$$P_1(v) = \frac{a_1}{1 + \exp(-(v - a_2)/a_3)} \quad 3.2$$

donde a_1 , a_2 , a_3 , son las constantes de regresión de la curva de potencia.

Para aerogeneradores con control de potencia por pérdida aerodinámica,

$$P_2(v) = b_1 + \frac{b_2 - b_1}{1 + 10^{(b_6(v - b_4))}} + \frac{b_3 - b_1}{1 + 10^{(b_7(b_5 - v))}} \quad 3.3$$

donde $b_1, b_2, b_3, b_4, b_5, b_6, b_7$ son, como en el caso anterior, las constantes de regresión de la curva de potencia.

Utilizando las ecuaciones 3.2 ó 3.3 según corresponda, la producción anual de energía (E) de la turbina eólica puede ser determinada según la siguiente ecuación:

$$E = TK_a K_p \int_{v_l}^{v_o} WP(v) f(v) dv \quad 3.4$$

donde $T = 8760$ es el número de horas de un año, K_a y K_p son los factores de disponibilidad y de funcionamiento de la turbina eólica respectivamente y $f(v)$ es una función densidad de probabilidad que aproxima el histograma de viento observado a uno teórico. La integral que aparece en la ecuación anterior puede ser calculada mediante métodos numéricos de integración, y representa la potencia media de salida de la turbina eólica.

Estudios realizados en varias partes del mundo han demostrado la validez del modelo biparamétrico de Weibull para aproximar el histograma de viento observado. Este modelo de distribución de densidad de probabilidad tiene la siguiente expresión:

$$f_w(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad 3.5$$

donde v es la velocidad del viento en (m/s), mientras que c y k son respectivamente los parámetros de escala (m/s) y de forma (adimensional) de la distribución.

La velocidad media del viento y su desviación estándar pueden ser estimadas mediante las siguientes ecuaciones:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v f_w(v) dv = \frac{k}{c} \int_0^{\infty} v \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] dv = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad 3.6$$

$$\sigma = \bar{v} \left(\frac{\sqrt{\Gamma(1 + 2/k) - \Gamma^2(1 + 1/k)}}{\Gamma(1 + 1/k)} \right) \quad 3.7$$

donde Γ es la función Gamma.

La densidad de potencia del viento se puede expresar como una función de la velocidad siguiendo la expresión siguiente:

$$P_v(v) = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad 3.8$$

quedando expresada en W/m² cuando la densidad del aire ρ se expresa en kg/m³ y v en m/s.

El valor medio de esta densidad de potencia se calcula por:

$$\bar{P}_v = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} v^3 f_w(v) dv = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(\frac{k+3}{k}\right) \quad 3.9$$

Si se desea calcular la densidad de energía contenida en el viento en un período determinado, digamos en un año, basta con multiplicar por la cantidad de horas $T= 8760$ que tiene un año el valor calculado por la ecuación 3.9. La densidad de energía anual quedaría expresada en kWh/m², si además se divide por 1000 para conversión de W a kW.

Este modelo, tal y como ha sido descrito, resulta de mucha utilidad en aquellos sitios donde el viento muestra un histograma unimodal de frecuencias de velocidades observadas, en cuyo caso ofrece una aproximación con un error aceptable. Sin embargo, existen otros sitios donde el histograma observado presenta dos modas, en cuyos casos la utilización del modelo descrito anteriormente podría conducir a resultados erróneos.

Jaramillo O, Borja M. 2004, presentan la siguiente formulación matemática para una función densidad de probabilidad bimodal de Weibull:

$$f_{ww}(v) = p \frac{k_1}{c_1} \left(\frac{v}{c_1}\right)^{k_1-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c_1}\right)^{k_1}\right] + (1-p) \frac{k_2}{c_2} \left(\frac{v}{c_2}\right)^{k_2-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c_2}\right)^{k_2}\right] \quad 3.10$$

donde v es la velocidad del viento en (m/s), k_1 , k_2 son los factores de forma de la distribución de Weibull de la izquierda y de la derecha respectivamente, c_1 y c_2 los factores de escala y p está determinado por las siguientes ecuaciones:

$$\bar{v} = p\bar{v}_1 + (1-p)\bar{v}_2 \quad 3.11$$

$$\sigma^2 = p(\sigma_1^2 - (p-1)(\bar{v}_1 - \bar{v}_2)^2) - (p-1)\sigma_2^2 \quad 3.12$$

donde \bar{v} es la velocidad promedio y σ la desviación estándar de toda la serie de datos, \bar{v}_1 y \bar{v}_2 son las velocidades del viento promedio en las distribuciones de Weibull de la izquierda y de la derecha respectivamente, mientras que σ_1^2 y σ_2^2 son las varianzas de las distribuciones de Weibull de la izquierda y de la derecha respectivamente.

La figura 3.6 ilustra gráficamente el histograma de velocidades y la correspondiente función densidad de probabilidad bimodal de Weibull, obtenidos a partir de mediciones de viento realizadas en *La Ventosa*.

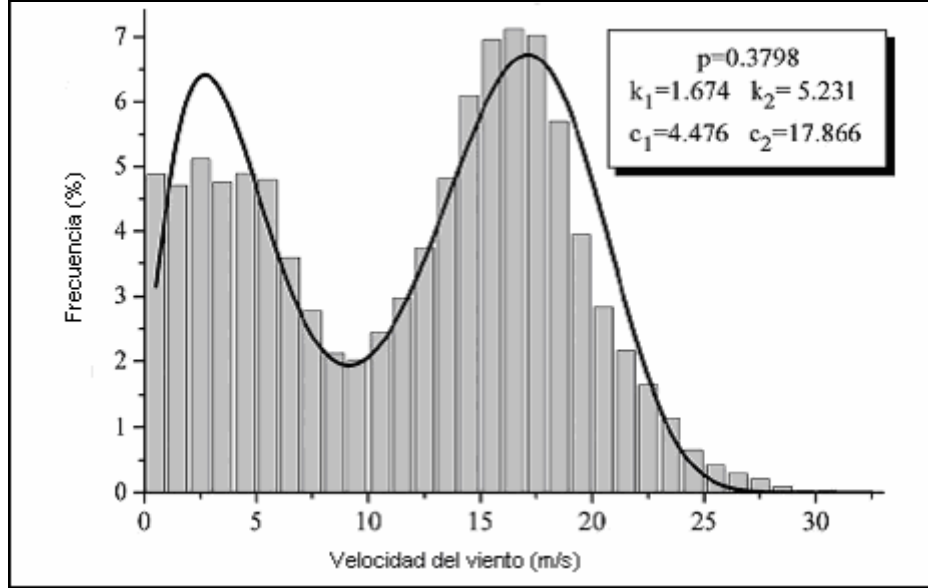


Fig. 3.6. Distribución bimodal de velocidades del viento en La Ventosa (tomado de: Jaramillo O, Borja M. 2004)

Los parámetros c_1 , c_2 , k_1 , k_2 pueden ser calculados usando las siguientes ecuaciones:

$$v_i = c_i \Gamma \left(1 + \frac{1}{k_i} \right) \quad 3.13$$

$$\sigma_i = c_i^2 \left[\Gamma \left(1 + \frac{2}{k_i} \right) - \Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k_i} \right) \right] \quad 3.14$$

donde $i=1$ para la distribución de Weibull de la izquierda e igual a 2 para la de la derecha.

Nuevamente podrá ser calculada la energía producida por un aerogenerador mediante la ecuación 3.9, solo que en este caso se utilizaría la función bimodal de densidad de probabilidad de Weibull $f_{ww}(v)$ dada por la ecuación 3.10.

La eficiencia nominal de la turbina eólica podría calcularse por (Pallabazzer, 2003):

$$\eta_r = C_{p,r} \eta_{m,r} \eta_{el,r} = \frac{W}{P_{v,r}} = \frac{2W}{\rho A v_r^3} \quad 3.15$$

donde $C_{p,r}$, $\eta_{m,r}$, $\eta_{el,r}$ y $P_{v,r}$ son respectivamente el coeficiente de potencia del rotor eólico, la eficiencia mecánica de la transmisión, la eficiencia eléctrica y la potencia del viento a velocidad nominal v_r , siendo W la potencia nominal de la turbina eólica.

El factor de capacidad de la turbina eólica, expresado como la relación entre la energía producida por esta en un período y la energía máxima que hubiese entregado trabajando a potencia nominal durante todo el tiempo de ese mismo período, se calcularía como sigue:

$$F_c = \frac{E}{E_{m\acute{a}x}} \quad 3.16$$

$$F_c = \frac{E}{E_{m\acute{a}x}} = \frac{TK_a K_p \int_{v_l}^{v_o} WP(v) f(v) dv}{WT} \quad 3.17$$

$$F_c = K_a K_p \int_{v_l}^{v_o} P(v) f(v) dv \quad 3.18$$

La función de densidad de probabilidad a utilizar será $f_w(v)$ o $f_{ww}(v)$ dependiendo de que se observe una distribución de viento unimodal o bimodal.

3.2.2 Modelación matemática del aerogenerador

Las características de salida de potencia de los aerogeneradores se expresan por la curva potencia en dependencia con la velocidad del viento, que es obtenida experimentalmente bajo condiciones estándar (25 °C y 1Atm). En la práctica las condiciones del lugar de instalación del sistema no coinciden con las condiciones estándar, por lo que resulta necesario ajustar la curva de potencia a las condiciones propias del lugar de la instalación.

Entre los factores que influyen en la estimación de la potencia de salida de un aerogenerador se encuentran:

- La altura con respecto al suelo de la toma de datos.
- Las pérdidas en conductores y dispositivos eléctricos.
- La densidad del aire en el sitio de la instalación.
- La carga eléctrica conectada.
- El tipo de mecanismo de regulación del aerogenerador.
- La rugosidad del terreno.

Como solamente se quiere simular un elemento del sistema (aerogenerador), se considera que éste está conectado a una carga que es capaz de absorber toda la potencia que puede producir el aerogenerador. La simulación tendrá como objetivo mostrar la potencia de salida y eficiencia con respecto al tiempo, en dependencia de un comportamiento dado de la velocidad del viento en el rotor y las condiciones propias del sitio donde se instalará. Este modelo fue propuesto por (Quinlan, 2000).

El modelo se divide en tres pasos:

3.2.2.1 Cálculo de la densidad del aire a la altura del hub del rotor

Como se conoce, la potencia del viento depende de la densidad del aire y esta a su vez de varios factores propios del sitio de instalación, por lo que para lograr una adecuada simulación del aerogenerador debe conocerse con precisión la densidad del aire a la altura del hub del aerogenerador. Para esto se utiliza el siguiente procedimiento.

Conversión de la temperatura del aire en el sitio de °C a K

$$T_{elv}(K) = T_{elv}(^{\circ}C) + 273.15 \quad 3.19$$

Presión atmosférica en el sitio.

$$P_{sitio} = P_{std} \left(1 - \left(\frac{Bh_{elev}}{T_{std}}\right)\right)^{\gamma} \quad 3.20$$

Densidad del aire.

$$\rho_{sitio} = \frac{P_{sitio}}{RT_{elev}} \quad 3.21$$

donde:

$\gamma = (G/RB)$	(Relación entre las constantes)
$T_{std} = 288.15 \text{ (K)}$	(Temperatura de referencia estándar, 15 °C).
T_{elv}	(Temperatura del aire en K)
$B = 0.0065 \text{ (K/m)}$	(Relación de lapso de elevación estándar).
$G = 9.8066 \text{ (m/s}^2\text{)}$	(Constante gravitacional).
$R = 287 \text{ (J/kgK)}$	(Constante del gas aire).
$P_{std} = 101325 \text{ (Pa)}$	(Presión estándar).
$\rho_{air} = 1.225 \text{ (kg/m}^3\text{)}$	(Densidad del aire estándar)

3.2.2.2 Corrección de la velocidad del viento del sitio con la altura del hub.

También ocurre que los datos de velocidad del viento de que se disponen no fueron tomados a la misma altura a la cual funcionará el rotor del aerogenerador y como ésta varía con la altura se hace necesaria su corrección. Para corregir este problema se calcula la velocidad del viento a la altura del hub como sigue:

$$V_{hub} = V_{Anem} \frac{\ln\left[\frac{h_{hub}}{z_0}\right]}{\ln\left[\frac{h_{Anem}}{z_0}\right]} \quad 3.22$$

donde:

h_{hub} Altura del hub (m)

V_{Anem} Velocidad del viento medida en el anemómetro (m/s)

z_0 Longitud de rugosidad en la dirección del viento (m)

El valor de z_0 puede obtenerse de la tabla 3.1 que relaciona estos valores con el tipo de terreno del emplazamiento.

Tabla 3.1 Longitud de rugosidad en la dirección del viento (Manwell et al 2002)

Z0 (m)	Características superficiales del terreno	Clase de rugosidad
1.00	ciudad bosque	3
0.50	suburbios	
0.30	Zonas resguardantes	
0.20	Muchos árboles y/o arbustos	2
0.10	Campos de apariencia cerrada	
0.05	Campos de apariencia abierta	1
0.03	Campos con muchos edificios, árboles, etc. zona de aeropuerto con árboles y edificios.	
0.01	Zona lejos de aeropuertos Césped segado	
$5 \cdot 10^{-3}$	Suelo desnudo	0
10^{-3}	Superficies nevadas (lisas)	
$3 \cdot 10^{-3}$	Superficies de arena (lisas)	
10^{-4}	Zonas de resguardo de agua (lagos, fiordos, mar abierto)	

3.2.2.3 Cálculo de la potencia

Corrección de la Curva de potencia con la altura del hub.

Para el cálculo de la potencia de salida es necesario antes corregir la curva de potencia con la altura del hub si ésta no fue obtenida a esa altura.

$$P_{(j,1)} = P_{(j,l)} \left(\frac{h_{hub}}{h_{std}} \right)^\alpha \quad 3.23$$

Esta ecuación sólo será válida para cuando $h_{hub} \neq h_{std}$.

Según (Manwell et al 2002):

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(V_{Anem})}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{h_{Anem}}{10}\right)} \quad 3.24$$

h_{Anem} Altura del anemómetro

V_{Anem} Velocidad media a la altura del anemómetro

α Índice de la ley de potencia (adimensional)

Corrección de la velocidad nominal.

Este paso sólo se usa para rotores con regulación pitch y variable. En los aerogeneradores que utilizan sistemas de regulación tipo pitch y variable la curva de potencia después de la potencia nominal se aplanan por lo que si conocemos a que velocidad de viento esto ocurre se puede asumir directamente la potencia nominal como potencia producida en las velocidades comprendida entre la nominal (V_{nom}) y la de salida (V_{sal}). Con este fin se calcula la velocidad de viento nominal (NV_{nom}) teniendo en cuenta la densidad del aire en el sitio (ρ_{sitio}) y la densidad del aire estándar (ρ_{aire}) con la que fue obtenida dicha curva.

$$NV_{nom} = V_{nom} \left(\frac{\rho_{sitio}}{\rho_{aire}} \right)^{\frac{1}{3}} \quad 3.25$$

Cálculo de la potencia de salida para cada velocidad del viento.

La salida de potencia se obtiene mediante una interpolación lineal usando los pares de datos de la nueva curva de potencia. La precisión de este método depende de la cantidad de pares de datos disponibles.

$$P_{WECS} = ((P_{post} - P_{ant})(V - V_{ant}) / (V_{post} - V_{ant})) + P_{ant} \quad 3.26$$

Corrección de la salida de potencia con la densidad del aire.

Luego es necesario adecuar los datos obtenidos en condiciones estándar a las condiciones del sitio de instalación, o sea a la densidad del aire del sitio de instalación.

$$P_{wecs} = P_{wecs} \rho_{sitio} / \rho_{air} \quad 3.27$$

Cálculo de la potencia de salida y la eficiencia del aerogenerador.

Finalmente se calcula la potencia y la eficiencia de energía producida en la salida del aerogenerador tomando en cuenta las pérdidas de los conductores y otros componentes del aerogenerador así como la cantidad de aerogeneradores iguales instalados.

Potencia de salida del sistema (W)

$$P_{total} = P_{wecs} \text{Num} \quad 3.28$$

donde:

Num # de aerogeneradores iguales

Potencia teniendo en cuenta las pérdidas de cables y otras (Perd)

$$P = P_{\text{total}} (1 - \text{Perd}/100) \quad 3.29$$

Potencia del Viento (W)

$$P_{\text{viento}} = 0.5 \rho_{\text{sitio}} A (V_{\text{hub}})^3 \quad 3.30$$

Area del rotor (m²)

$$\text{Area} = \frac{1}{4} \pi d^2 \quad 3.31$$

d Diámetro del rotor (m)

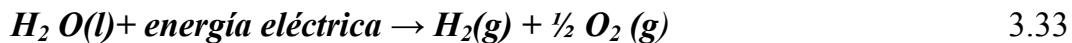
Eficiencia del Aerogenerador

$$\eta_a = (1000 P / \text{Num}) / (P_{\text{viento}} \text{Area}) \quad 3.32$$

3.3 Electrolizador

3.3.1 Descripción General

La descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno puede ser lograda pasando corriente eléctrica directa (DC) entre dos electrodos, separados por un electrolito acuoso con buena conductividad iónica (Divisek, 1990). La reacción electrolítica total para separar agua es:



Para que la reacción de la ecuación anterior ocurra, se necesita aplicar un voltaje eléctrico mínimo a los dos electrodos. El electrolito usado en la electrólisis del agua puede ser alcalino, por ejemplo: soluciones de hidróxido de potasio acuoso (KOH) o ácido, como electrolitos de polímeros sólidos (EPS).

Las reacciones químicas en los electrodos ocurren en tres límites de fase y se necesita la presencia simultánea del electrolito, un electrocatalizador y un gas.

Los componentes principales de una celda son (ver figura 3.7): el ánodo, el cátodo y el diafragma. En una solución alcalina (típicamente KOH), se necesita de electrodos resistentes a la corrosión, deben tener buena conductividad eléctrica y propiedades catalíticas.

Un electrolizador alcalino típico contiene varias celdas conectadas en serie. El modelo de electrolizador que se presenta está basado en las características de las celdas individuales. El cálculo del voltaje de operación requerido, es proporcionado de la producción de flujo masivo de hidrógeno, oxígeno y generación de calor interno, todo es calculado para una celda base, mientras los valores correspondientes a la unidad completa del electrolizador, se obtienen multiplicando por el número de celdas en series.

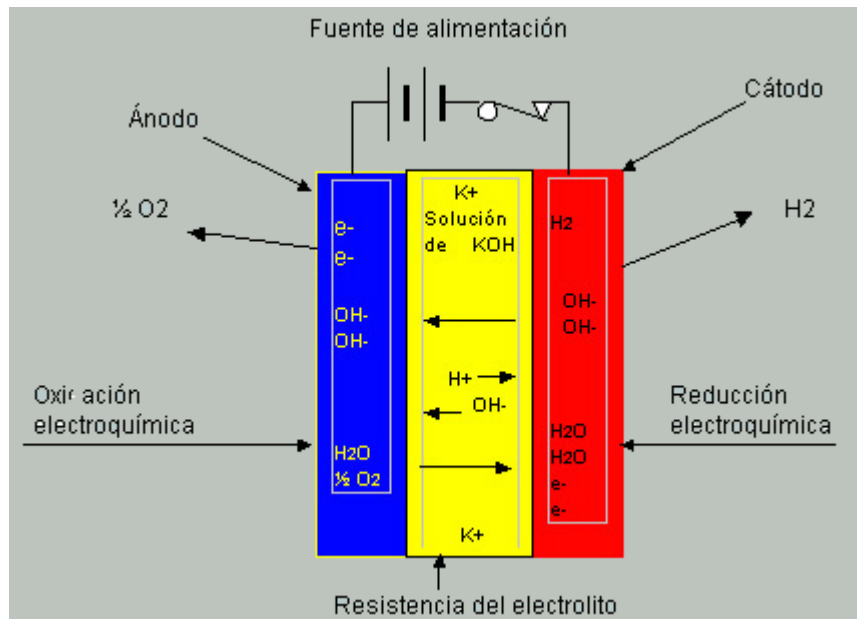


Fig. 3.7 Principio de funcionamiento de una celda de electrolizador alcalino.

3.3.2 Modelación Matemática

Potencial de Celda y Energía de Gibbs

A continuación se define la relación entre el Cambio en la Energía de Gibbs y el Potencial de Celda. El trabajo eléctrico (W) necesario para separar el hidrógeno y el oxígeno en el agua, es igual al cambio en la energía libre de Gibbs que es, $W_{el} = \Delta G$.

La fem E está por definición relacionada con el trabajo eléctrico como $W_{el} = qE$, donde q es la carga eléctrica transferida a través de un circuito eléctrico externo a la celda.

La ley de Faraday relaciona el trabajo eléctrico con la proporción de conversión química en cantidades molares. Como 1 mol de agua en la reacción de la separación del agua produce una carga q consistente en n moles de electrones, el trabajo eléctrico sumado al sistema (por celda) puede ser expresado como:

$$W_{el} = \Delta G = qE = nFE \quad 3.34$$

donde:

n es el número de moles de electrones transferidos por moles de agua ($n = 2$).

E es la fem o diferencia de voltaje a través de los electrodos de una celda simple.

F constante de Faraday, $F = 96,485 \text{ C mol}^{-1}$ o As mol^{-1} .

La fem E (V) para un proceso electroquímico reversible, es llamado voltaje reversible (U_{rev}). De la ecuación 3.34 se deduce que el voltaje reversible U_{rev} para una celda de un electrolizador puede ser expresado como:

$$U_{rev} = E = \frac{\Delta G}{nF} \quad 3.35$$

Análogamente, la demanda de energía total ΔH está relacionada con el voltaje termo neutral por la expresión:

$$U_{in} = \frac{\Delta H}{nF} \quad 3.36$$

Por lo tanto, U_{rev} y U_{in} son sencillamente la notación de voltaje para los valores de energía ΔG y ΔH , respectivamente. En condiciones estándar $U_{rev} = 1.229$ V y $U_{in} = 1.482$ V, pero éstas cambiarán con la temperatura y presión a otras condiciones.

Características I–U

El formato básico de la curva corriente voltaje (I–U) usado en este estudio, está basado en el modelo sugerido por Griesshaber y Sick (1991), donde para una temperatura de operación conocida:

$$U = U_{rev} + \frac{r}{A}I + s \log\left(\frac{t}{A}I + 1\right) \quad 3.37$$

donde:

- U** voltaje de operación de celda (V)
- U_{rev}** voltaje de celda reversible (V)
- r** resistencia óhmica del electrolito (Ωm^2)
- s, t** coeficientes para sobrevoltaje en los electrodos s (V) y t ($m^2 A^{-1}$)
- A** área de electrodo (m^2)
- I** corriente a través de la celda (A)

En Ulleberg y Mørner (1997) se modificó el modelo I-U anterior para poder modelar correctamente el sobrevoltaje **s** y **t** en dependencia de la temperatura, la resistencia óhmica **r** y los coeficientes de sobrevoltaje.

$$U = U_{rev} + \frac{r_1 + r_2 T}{A}I + (s_1 + s_2 T + s_3 T^2) \log\left(\frac{t_1 + t_2/T + t_3/T^2}{A}I + 1\right) \quad 3.38$$

donde:

- r_i** parámetros de resistencia óhmica del electrolito, ($i = 1,2$) (Ωm^2)
- si, ti** parámetros de sobre voltaje en electrodos, ($1 \leq i \leq 3$), [s (V) y t ($m^2 A^{-1}$)]
- A** área del electrodo, m^2
- T** temperatura del electrolito ($^{\circ}C$)

Los parámetros empíricos (r_i , s_i , y t_i) usados en la ecuación pueden ser encontrados numéricamente mediante técnicas de regresión no lineal.

Producción de Hidrógeno (Eficiencia de Faraday)

Según la ley de Faraday, la proporción de producción de hidrógeno de un electrolizador que contiene varias celdas es:

$$\dot{n}_{H_2} = \eta_F \frac{n_c I}{nF} \quad 3.39$$

donde:

$\mathbf{n_{H2}}$ proporción de producción de hidrógeno (mol s^{-1})

$\mathbf{\eta_F}$ eficiencia de Faraday

$\mathbf{n_c}$ número de celdas en series

\mathbf{n} número de moles de electrones por moles de agua ($n = 2$)

\mathbf{F} constante de Faraday, $F = 96,485 \text{ As mol}^{-1}$

La eficiencia de Faraday (η_F) es definida como la relación entre la cantidad máxima de hidrógeno real producida en el electrolizador y la teórica. Esta es causada por pérdidas debido a corrientes parásitas en los conductos de gas, es llamada a menudo eficiencia de corriente.

Una expresión empírica que muestra exactamente este fenómeno es la expresión no lineal de la eficiencia de Faraday en %:

$$\eta_F = a_1 \exp \left(\frac{a_2 + a_3 T + a_4 T^2}{I/A} + \frac{a_5 + a_6 T + a_7 T^2}{(I/A)^2} \right) \quad 3.40$$

donde:

$\mathbf{\eta_F}$ eficiencia de Faraday (%)

$\mathbf{a_i}$ parámetros ($1 \leq i \leq 7$), a_1 (%), a_2 ($\text{m}^2 \text{ A}^{-1}$), a_3 ($\text{m}^2 \text{ A}^{-1} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$), a_4 ($\text{m}^2 \text{ A}^{-1} \text{ }^\circ\text{C}^{-2}$), a_5 ($\text{m}^2 \text{ A}^{-2}$)

\mathbf{A} área de electrodo, m^2

\mathbf{I} corriente, A

La relación de consumo de agua ($\mathbf{n_{H_2O}}$) y la relación de producción de oxígeno ($\mathbf{n_{O_2}}$) se puede encontrar desde la ecuación estequiométrica, para una base molar:

$$\dot{n}_{H_2O} = \dot{n}_{H_2} = 2\dot{n}_{O_2} \quad 3.41$$

Eficiencia de Energía

La generación de calor en un electrolizador se debe principalmente a ineficiencias eléctricas. La eficiencia de energía de una celda es definida como:

$$\eta_e = \frac{U_m}{U} \quad 3.42$$

donde $\mathbf{U_m}$ es el voltaje termo neutral y \mathbf{U} es el voltaje de celda.

En un electrolizador la eficiencia total del sistema ($\mathbf{\eta_t}$) es:

$$\eta_t = \eta_F \eta_e \quad 3.43$$

3.4 Almacenamiento del Hidrógeno y Equipamiento Auxiliar

El método más práctico para guardar el hidrógeno en un SAE es hacerlo en un tanque a presión o en un hidruro metálico (MH). En el esquema propuesto se usa un recipiente de almacenamiento de gas de alta presión y el hidrógeno se produce en un electrolizador de baja presión; un compresor se encarga de comprimir el hidrógeno en el recipiente de presión. Si se usa un electrolizador avanzado o un hidruro metálico no se requiere de compresor. En esta

sección se describen los modelos de recipiente de presión, el compresor y un modelo de hidruro metálico. Sólo se presentan descripciones de los modelos matemáticos.

3.4.1 Almacenamiento de Gas (Gas Comprimido)

La simulación de un recipiente de gas comprimido se puede hacer de dos formas (Modo 1 y Modo 2).

Modo 1. Considerando el H₂ como Gas Ideal

Modo 2. Considerando el H₂ como Gas Real

Modo 1

Según la ley del gas ideal, la presión p de un tanque de almacenamiento de gas puede calcularse como:

$$p = \frac{nRT}{V} \quad 3.44$$

Modo 2

Según la ecuación de estado de Van Der Waals, la presión p de un gas real en un tanque de almacenamiento puede calcularse como:

$$p = \frac{nRT}{V - nb} - a \frac{n^2}{V^2} \quad 3.45$$

siendo

$$a = \frac{27R^2T_{cr}^2}{64p_{cr}} \quad 3.46$$

$$b = \frac{RT_{cr}}{8p_{cr}} \quad 3.47$$

donde:

p	presión, Pa
n	número de moles, mol
R	constante universal de los gases, $8.314 \text{ JK}^{-1}\text{mol}^{-1}$
T	temperatura, K
V	volumen del tanque, m ³
T_{cr}	temperatura crítica, K
P_{cr}	presión crítica, Pa

El segundo término del lado derecho de la Ecuación 3.45 la letra **a** contiene a la atracción de las fuerzas intermoleculares, mientras **b** responde al volumen ocupado por las moléculas de gas. Note que haciendo las constantes a y b cero se obtiene la ley del gas ideal (Ecuación 3.45).

3.4.2 Compresor

El modelo del compresor, descrito por Ulleberg en 1998, está basado principalmente en las ecuaciones 3.48 a 3.50. El modelo se basa en dos fases o procesos politrópicos de condensación y una fase intermedia de enfriamiento (Çengel y Boles, 1989). El trabajo total del compresor (W_{comp}) requerido para este proceso es:

$$W_{comp} = \dot{n}_{gas} (w_I + w_{II}) / \eta_{comp} \quad 3.48$$

siendo

$$w_I = \frac{nRT_1}{n-1} \left[1 - \left(\frac{P_x}{P_1} \right)^{\left(\frac{n-1}{n} \right)} \right] \quad 3.49$$

$$w_{II} = \frac{nRT_1}{n-1} \left[1 - \frac{P_2}{P_x} \right]^{\left(\frac{n-1}{n} \right)} \quad 3.50$$

donde:

W	trabajo total del compresor, W
\dot{n}_{gas}	flujo de gas, mol s ⁻¹
w_I w_{II}	trabajo politrópico, J mol ⁻¹
η_{comp}	eficiencia del compresor
n	coeficiente politrópico, ($1 < n < k$, donde k es la relación de calor específico)
R	constante universal de los gases, 8.314 JK ⁻¹ mol ⁻¹
p_i	presión $i=1-2$, donde 1=bajo, x=intermedio y 2= alto), Pa
T_1	Temperatura inicial del gas, K

En la etapa intermedia el gas se encuentra a la presión intermedia (después de la primera fase de condensación) y se refresca a la temperatura inicial T_1 , antes de que este pase a la segunda fase de condensación. También debe notarse que la convención de la señal usada en la ecuación 3.48 es tal que el trabajo del compresor requerido (el trabajo que se agregó al sistema) es negativo.

3.4.3 Hidruros Metálicos

Un hidruro metálico de hidrógeno es una sustancia donde ha ocurrido una reacción química entre el hidrógeno y un metal. La reacción es exotérmica durante la carga (la absorción de H_2) y endotérmica durante la descarga (la desorción de H_2), y puede expresarse como:



donde, M es el metal, MH es el hidruro metálico, x es la proporción entre el número de átomos de H y el número de átomos de M, $x = [H]/[M]$, y $\Delta H^{\alpha \rightarrow \beta}$ es la entalpía de formación del hidruro (Fukai, 1993).

La concentración de equilibrio de hidrógeno en un MH es únicamente función de la

temperatura T y la presión p del gas circundante. Así, la reacción del hidruro metálico (ecuación 3.51) se describe mejor por las características de p - x - T , es decir, el isotérmico de la presión-concentración. A una temperatura dada la solubilidad de hidrógeno en un metal aumenta con el incremento de la presión del gas de H_2 . El proceso de un MH a temperatura constante puede en condiciones simples ser descrito por tres fases distintas.

Primero, el hidrógeno se introduce al metal (fase α) a concentraciones de hidrógeno bajas x (primera fase) todas las isoterms tienen una cuesta común y el aumento en la presión p es proporcional a la concentración x (según la ley de Sievert) con la relación:

$$\sqrt{p} = K_s x \quad 3.52$$

Donde K_s es la constante de Sievert. Entonces, como aumenta la concentración, el hidrógeno empieza a reaccionar con el metal (fase β). El hidruro metálico está entonces en una meseta donde agregando más hidrógeno (x crece) no aumentará la presión p , aunque las cantidades relativas de α y β , provocan el cambio de fases (segunda fase). Una vez que la concentración x alcanza un cierto límite superior, la presión aumentará (tercera fase). Las ecuaciones que relacionan la temperatura y presión para la segunda y terceras fases son:

$$\ln p = \frac{a}{T} + b \quad 3.53$$

$$a = \frac{\Delta H^{\alpha \rightarrow \beta}}{xR} \quad 3.54$$

donde R es la constante universal de los gases y b es una constante empírica (Reilly, 1977). Mørner en 1995, desarrolló un modelo de simulación que usa las ecuaciones 3.53 y 3.54.

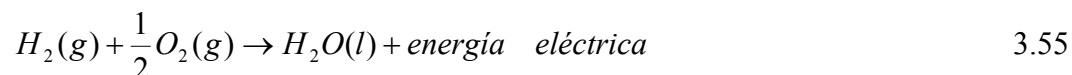
Las características térmicas de un recipiente de hidruro metálico que opera bajo la condición de estado estable se estudió en detalle por Vanhanen et al. (1996). Ellos propusieron usar un acumulador térmico por el método de capacitancia para modelar la conducta en el tiempo del recipiente de MH.

3.5 Celdas de Combustibles

Esta sección describe detalladamente los modelos para una celda de combustible de membrana de intercambio de protón de hidrógeno y oxígeno (PEMFC).

3.5.1 Descripción General

Las celdas de combustible son dispositivos electroquímicos que convierten la energía química de un combustible y de un oxidante en corriente eléctrica (CD). En el caso de una celda de combustible de hidrógeno y oxígeno, el hidrógeno (H_2) es el combustible y el oxígeno (O_2) es el oxidante (Kordesch y Simader, 1996). El único producto es el agua pura (H_2O), y la reacción total de las celdas de combustible es:



El voltaje máximo teórico posible (fem) que se puede producir a través de los electrodos de una celda de combustible se llama voltaje reversible. El voltaje reversible para la reacción de la celda de combustible H_2/O_2 (ecuación 3.35) se puede determinar de la energía libre de

Gibbs para la formación del agua, de forma similar a las relaciones termodinámicas y la relación entre la energía de Gibbs y el potencial de la celda en la electrólisis del agua.

Los electrolitos usados en celdas de combustible de H₂/O₂ a baja temperatura son semejantes a los electrolitos de los electrolizadores de agua alcalinos o ácidos. En una celda de combustible alcalina (AFC) se puede utilizar como electrolito una solución de KOH (alcalina), mientras que en una celda de combustible de membrana de intercambio de protones (PEMFC) se puede utilizar un polímero sólido (ácido). La tabla 3.2 muestra las reacciones anódicas y catódicas que ocurren en las celdas de combustible alcalinas y PEM.

Tabla 3.2 Reacciones electroquímica en celdas de combustible.

Tipo de celdas de Combustible	Reacción en el Ánodo	Reacción en el Cátodo
Alcalina	$H_2(g) + 2OH^-(aq) \rightarrow 2H_2O(l) + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2(g) + H_2O(l) + 2e^- \rightarrow 2OH^-(aq)$
PEM	$H_2(g) \rightarrow 2H^+(aq) + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2(g) + 2H^+(aq) + 2e^- \rightarrow H_2O(l)$

El componente principal de una celda es el ensamble membrana-electrodo (MEA), consistente en un ánodo, una membrana y un cátodo; estas se presionan entre dos placas de colectores bipolares. Las placas de los colectores tienen múltiples canales para distribuir los gases reactivos (H₂ y O₂) a los electrodos. Las placas, necesitan ser buenas conductoras eléctricas para permitir pasar la corriente eléctrica generada de las celdas adyacentes; se fabrican comúnmente de grafito.

El paso de los reactivos gaseosos al ánodo y al cátodo es posible gracias a los electrodos porosos, que además tienen la función de difundir el gas. El área superficial real de los electrodos porosos es mucho mayor que su área geométrica. Esto garantiza una zona grande de reacción. La estructura de los electrodos en una celda de combustible tipo PEM es hidrofóbica, que significa que está basada en el carbón (C). Los electrodos hidrofóbicos se pueden hacer del polvo de carbón enlazado con un material plástico tal como politetrafluoretileno (PTFE) (Wendt y Rohland, 1991).

Dos capas se pueden distinguir en los enlaces PTFE de los electrodos: (1) la capa porosa de la difusión del gas y (2) una capa delgada de electrolito.

Las reacciones electroquímicas ocurren en la interfase de estas dos capas, donde también debe estar presente un material catalítico activo para que la reacción ocurra (zona trifásica de la reacción). El carácter hidrofóbico de la capa de difusión evita que el electrolito penetre más profundo en los electrodos, de ese modo mantiene los poros libres, facilitando el acceso del gas a los sitios de la reacción. El material del electrocatalizador acelera la reacción en los electrodos, pero no se consume en la reacción total.

En una celda de combustible tipo PEM el catalizador, comúnmente platino (Pt), se deposita en la superficie interna de los electrodos porosos para crear una superficie accesible grande, que es el requisito principal para la alta actividad catalítica. El orden para que la reacción ocurra de forma razonable es que el catalizador debe tener acceso al gas reactivo y debe estar en

contacto con el conductor de protón (membrana de polímero) y el conductor eléctrico (colector de grafito). En la práctica, esto puede ser alcanzado impregnando un electrodo de apoyo al catalizador con un material conductor de protón.

La membrana de polímero es un aislador electrónico, pero al mismo tiempo un conductor excelente de los iones de hidrógeno (H^+) o protones. Esta consiste en la espina dorsal del fluorocarbón a la cual los grupos químicamente ácidos se enlazan (Nafión). Las moléculas ácidas están fijadas al polímero y no se pueden separar, pero los protones en los grupos ácidos están libres de emigrar a través del electrolito. La característica conductora de una membrana de polímero es similar a la de un ácido acuoso típico. El grueso de la membrana está entre los 50-175 μm . La figura 3.8 muestra el principio de operación de una celda de combustible tipo PEM.

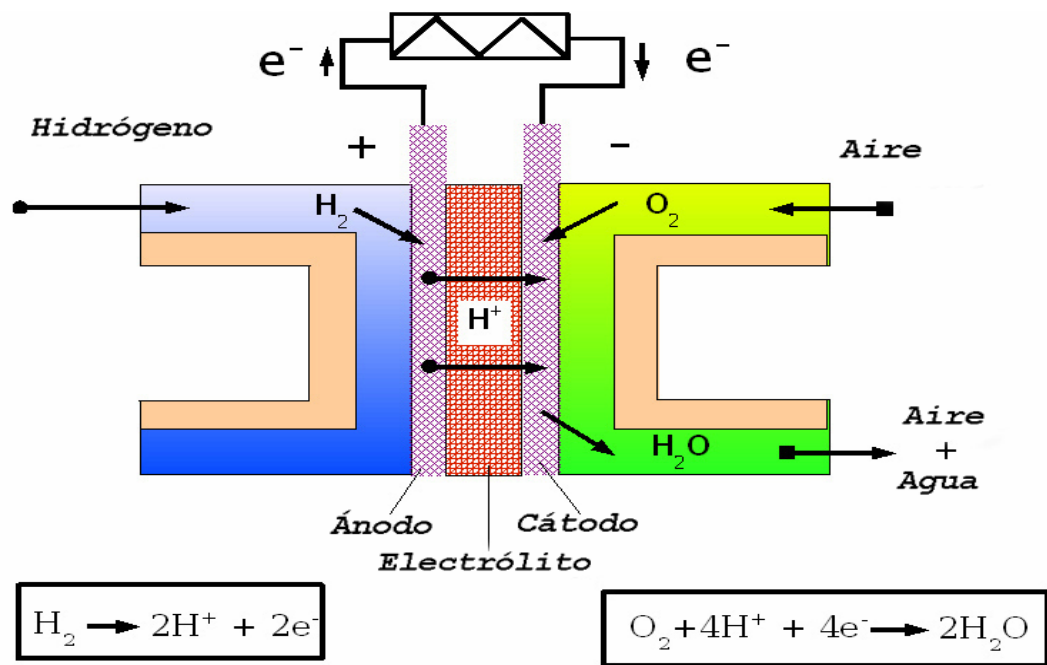


Fig. 3.8 Principio de operación de una PEMFC de hidrógeno.

El principio de operación de una AFC es similar al de un electrolizador alcalino de agua. Una descripción de un electrolizador alcalino se muestra en la sección 3.3 y un diagrama esquemático de su principio de operación se muestra en la figura 3.7.

3.5.2 Modelación Matemática

Se presenta un modelo para un conjunto de celdas interconectadas (stack) tipo PEM que usan el hidrógeno y el oxígeno (H_2/O_2) o el hidrógeno y el aire (H_2/air) como reactivo. Los datos característicos requeridos para el modelo son principalmente la curva de corriente- voltaje para una sola celda de combustible, mientras que el voltaje total del stack puede ser encontrado multiplicándose por el número de celdas en series.

Características I-U

La característica de corriente-voltaje (I-U) de una celda de combustible tipo PEM se puede modelar usando una ecuación empírica que considere los sobrepotenciales de acuerdo con la ecuación de Tafel (U.S. Energy Department. 2000), la resistencia en la membrana de intercambio de protones, y las limitaciones del transporte de masa. En 1995 Chamberlin et al., propusieron la ecuación siguiente:

$$U = U_0 - b \log i - Ri - c \exp(di) \quad (\text{gama completa de la densidad corriente}) \quad 3.56$$

donde:

U voltaje por la celda, mV

U_0 voltaje U de circuito abierto por la celda, mV

i densidad de corriente, ($i = I/A$, donde I = corriente y A = área del electrodo), mAcm^{-2}

b pendiente de Tafel, mVdec^{-1}

R resistencia, Ωcm^2

c parámetro de sobrepotencial debido a la limitación del transporte de masa mV

d parámetro de sobrepotencial debido a la limitación del transporte de masa, $\text{cm}^2\text{mA}^{-1}$

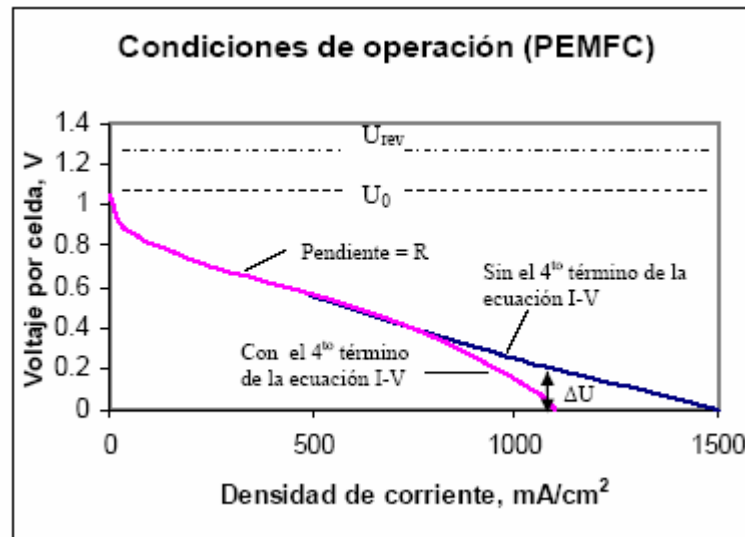


Fig. 3.9 Cueva I-U de una PEMFC (de acuerdo a la ecuación 3.56)

La figura 3.9 ilustra las características I-U para una celda de combustible típica tipo PEM (H_2/O_2) que funciona a temperatura, presión y condiciones fijas de reacción.

- El primer término en el lado derecho de la ecuación 3.56 es el voltaje de circuito abierto, el cual puede ser medido o calculado con la siguiente ecuación:

$$U_0 \cong U_{rev} + b \log i_0 \quad 3.57$$

donde:

U_{rev} es el voltaje reversible, b es la pendiente e i_0 la densidad de corriente, ambos son los parámetros de Tafel.

- El segundo término es la ecuación de Tafel para las densidades de corrientes mayores que cero.
- El tercer término R es predominante debido a la resistencia óhmica de la membrana de intercambio de protones (ecuación 3.56), mientras que las otras contribuciones debidas a R son las transferencias de cargas de las reacciones del hidrógeno y oxígeno, la resistencia electrónica de los accesorios de una celda simple y la resistencia debido al transporte de masa que constituyen la región intermedia de la densidad de corriente.
- El cuarto término se incluye para explicar la salida experimental observada como parte no lineal de la curva en las altas densidades de corriente debido a la limitación del transporte de masa. Este término, que incluye los parámetros c y d , es indicado por ΔU en la figura 3.9. Una evaluación teórica de estos parámetros revela que c afecta al tramo de la región lineal de la curva I-U y a la densidad de corriente en la cual hay parte no lineal, mientras que d afecta la curva de I-U después de la región lineal. Esta parte no lineal en las altas densidades de corriente fueron demostradas experimentalmente por Chamberlin et al., en 1995.

Por ejemplo, mirando diversas mezclas de oxígeno con gases inertes (O_2 -He, O_2 -Ar, y O_2 - N_2) y variando la concentración de O_2 de estas mezclas (con el resto de las condiciones fijas), demostraron cómo el sobrepotencial ΔU aumentó con la disminución de las concentraciones de O_2 . Sin embargo, no se observó ninguna dependencia evidente de los parámetros c y/o d ni de los parámetros físico-químicos tales como temperatura y presión. El funcionamiento total de las celdas de combustible tipo PEM puede ser mejorado aumentando una o todas las condiciones siguientes (con valores típicos en paréntesis): (1) temperatura de la PEMFC (20-80°C), (2) presión del hidrógeno y/o del oxígeno (1-5 bar), (3) relación de flujos del hidrógeno y del oxígeno (1.1-1.2 el tiempo de la estequiométrica) y (4) concentración de oxígeno en las mezclas de oxígeno (el 80% en aire) (Anand et al., 1994; Chamberlin et al., 1995). Esto se ilustra en la figura 3.10.

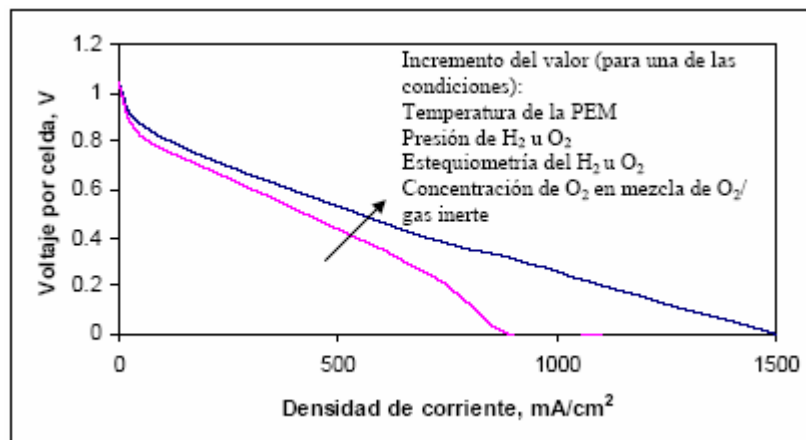


Fig. 3.10 Influencia de la temperatura, presión y concentración del H_2 y O_2 en una PEMFC

La influencia de la temperatura, la presión y las condiciones de la reacción en el funcionamiento de una PEMFC es difícil de modelar, particularmente en la zona no lineal en las altas densidades de corriente. Sin embargo, si la meta total no es describir la curva I-U en

detalle, pero si tener una predicción muy buena a partir de la cero a las altas corrientes medias, que es el rango de operación de una PEMFC real, la ecuación 3.56 se puede simplificar a

$$U = U_0 - b \log i - Ri \quad (\text{gama limitada de la densidad de corriente}) \quad 3.58$$

Esta ecuación simplificada es lo suficientemente exacta para los propósitos de la simulación del sistema. Una de las razones principales de esto es, que en la operación de un sistema dado existe un punto máximo de potencia, (fig. 3.11) y el funcionamiento de la celda de combustible más allá de este punto óptimo no tiene sentido. Debe también observarse que la forma básica de esta ecuación simplificada I-U de la celda de combustible (ecuación 3.56) se asemeja a la del electrolizador (ecuación 3.37).

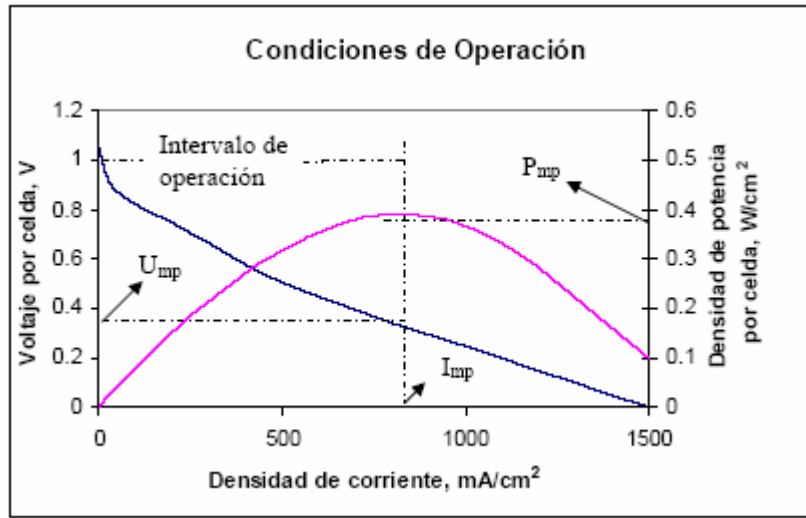


Fig. 3.11 Punto de máxima potencia de operación en una PEMFC típica.

La capacidad de la ecuación 3.58 de predecir la curva de I-U es la mejor para las PEMFCs de H₂/O₂, que tienen una región lineal más larga en la curva I-U que las PEMFCs de H₂/Air. Sin embargo, para las celdas de combustible de H₂/Air la predicción del voltaje puede ser muy adecuada. Esto es verdad si el flujo del aire en el lado del cátodo es más alto que el flujo estequiométrico. En ese caso la porción lineal de la curva de I-U aumenta. Las presiones del hidrógeno y del oxígeno en una PEMFC de H₂/O₂ se mantienen bastante constantes durante la operación. En una PEMFC de H₂/Air, se utiliza generalmente un ventilador para forzar el aire atmosférico a través del lado del cátodo. Por esto no es necesario modelar la influencia de la presión en la curva de I-U. Esto deja solamente a la temperatura como variable que se necesita modelar. Los parámetros U₀, b, y R en la ecuación 3.58 se pueden obtener con respecto a la temperatura de una manera similar a la curva I-U del electrolizador.

Eficiencia de Faraday

Los flujos estequiométricos del hidrógeno y del oxígeno suministrado a una celda de combustible se pueden calcular como:

$$\dot{n}_{H_2} = 2\dot{n}_{O_2} = \frac{n_c I}{nF} \quad (\text{estequiométrica}) \quad 3.59$$

donde:

n_{H_2}, n_{O_2} relación de flujo de hidrógeno y oxígeno, mol^{-1}

n_c número de celdas en serie

n números de moles de electrones por moles de agua, $n=2$

F constante Faraday, $F = 96.485 \text{ As mol}^{-1}$

I corriente, A

La relación de flujo del hidrógeno en el lado del combustible y el oxígeno en el lado del oxidante afecta el funcionamiento de las celdas de combustible tipo PEM. Por ejemplo, si el flujo de H_2 se mantiene constante y el flujo de O_2 aumenta, el funcionamiento total de la celda de combustible también aumenta (fig.3.11). En las celdas de combustible de H_2 -Air, que tienen concentraciones más bajas de O_2 en el lado del cátodo que las celdas de combustible H_2/O_2 , los flujos de aire se suministran típicamente sobre dos veces el estequiométrico. En una celda de combustible real tipo PEM los flujos de hidrógeno son ligeramente mayores que el estequiométrico. En tales casos, el exceso del hidrógeno no consumido en la reacción (ecuación 3.55) se expulsa hacia fuera. Estas pérdidas de hidrógeno reducen la eficiencia o eficiencia de Faraday, de la celda de combustible, la cual puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$\eta_F = \frac{n_{H_2 \text{ esteq}}}{\dot{n}_{H_2 \text{ actual}}} \quad 3.60$$

donde:

$n_{H_2 \text{ esteq}}$ relación de flujo estequiométrico de hidrógeno, mol s^{-1}

$n_{H_2, \text{ actual}}$ relación de flujo actual de hidrógeno, mol s^{-1}

Eficiencia de Energía

La eficiencia práctica o el rendimiento energético de una celda de combustible se define como:

$$\eta_e = \frac{U}{U_m} \quad 3.61$$

donde:

U Voltaje a través de una celda, V

U_m voltaje termoneutral (ecuación 3.36), V

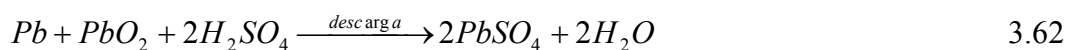
La forma de la curva de rendimiento energético es similar a la curva I-U de la celda de combustible (fig. 3.9).

3.6 Baterías Secundarias

El modelo de la batería que se presenta fue desarrollado para una batería solar plomo ácido, una batería diseñada especialmente para los sistemas fotovoltaicos, pero se puede utilizar y estimar el funcionamiento de cualquier clase de batería si se conocen sus características.

3.6.1 Descripción General

Una batería de plomo ácido, es un dispositivo electroquímico que puede transformar energía eléctrica en energía química almacenada (carga) e invirtiendo el proceso, aporta la energía eléctrica otra vez (descarga). En una batería plomo ácido esto es posible principalmente, debido a la transferencia de los iones del plomo a y desde los electrodos. En la descarga (la dirección de las reacciones químicas descritas abajo son para la descarga, a menos que esté indicado de otra manera), la reacción total para la batería plomo ácido (Berndt, 1997) es:



En realidad, esta reacción de la descarga (ecuación 3.62) es la suma de las reacciones que ocurren en los electrodos negativos y positivos. Las reacciones básicas de la transferencia de carga y las reacciones completas que ocurren en los electrodos durante la descarga de una batería de plomo con ácido sulfúrico (H₂SO₄) en el electrolito, se dan en la tabla 3.3 y más adelante aparece ilustrado en la figura 3.12.

Tabla 3.3 Reacciones que ocurren en el electrodo de una batería Plomo Ácido durante la descarga.

Tipo de reacción	Reacción en el electrodo negativo (-) (Ánodo)	Reacción en el electrodo positivo (+) (Cátodo)
Básicas	$Pb \rightarrow Pb^{2+} + 2e^-$	$Pb^{4+} + 2e^- \rightarrow Pb^{2+}$
Completa	$Pb + HSO_4^- \rightarrow PbSO_4 + H^+ + 2e^-$	$PbO_2 + HSO_4^- + 3H^+ + 2e^- \rightarrow PbSO_4 + 2H_2O$

Durante la descarga, los iones del plomo (Pb²⁺) se disuelven en el electrodo negativo y un número correspondiente de los electrones (2e⁻) salen del electrodo como carga negativa. Debido a la solubilidad limitada de los iones Pb²⁺ en el ácido sulfúrico (H₂SO₄), los iones disueltos forman los sulfatos de plomo (PbSO₄) en el electrodo. Esto ocurre inmediatamente después del proceso de disolución. El proceso de descarga en el electrodo positivo procede de una manera similar. Es decir, los iones de Pb²⁺ son formados por los iones de Pb⁴⁺ agregando una carga negativa (2e⁻) procedente del ánodo. Estos iones de plomo se disuelven inmediatamente para formar el sulfato de plomo (PbSO₄). Además, el agua (H₂O) se forma en el electrodo positivo durante la descarga, porque los iones de oxígeno (O²⁻) salen del dióxido de plomo (PbO₂) y reaccionan con los protones (H⁺) del ácido sulfúrico. Una ilustración de los pasos de la reacción (cinética) durante la descarga de una batería plomo ácido se da en la figura 3.12, donde la dirección de las reacciones de la descarga es indicada por las flechas. Las reacciones de la carga son exactamente iguales, pero en la dirección opuesta.

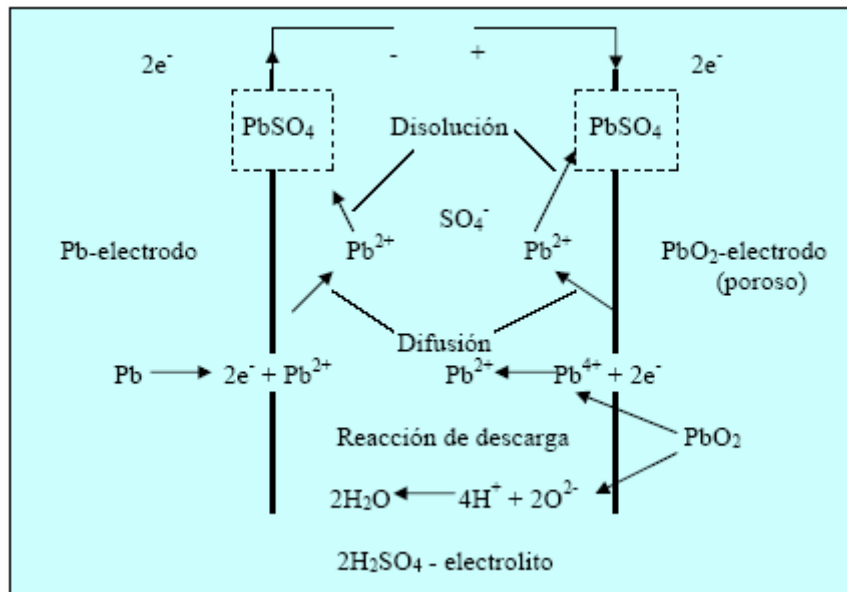


Fig. 3.12 Reacciones en una batería Plomo Ácido

Además de los efectos cinéticos, también ocurre la migración de iones de los electrodos. Por ejemplo, durante la descarga, los iones de H^+ emigran del electrodo negativo y los HSO_4 desde el electrodo positivo. Sin embargo, estos efectos de la migración no se notan generalmente, porque se igualan cuando la batería se descarga y se carga otra vez.

Finalmente, las reacciones de autodescarga se pueden causar por cortocircuitos electrónicos resultado del crecimiento del electrodo positivo debido a la corrosión. Las impurezas disueltas en el electrolito pueden también causar autodescarga. La autodescarga en baterías plomo ácido puede estar esencialmente determinada por la formación del H_2 en el electrodo negativo. Para las baterías estacionarias la autodescarga está sobre 1-4 mA/100A-h, o pérdidas cerca de 1-3% de la capacidad nominal por mes. En comparación, la autodescarga debido a la corrosión de la rejilla positiva es equivalente a 1mA/100 ampere-hora aproximadamente.

En resumen, según la termodinámica, las reacciones secundarias que pueden ocurrir en los electrodos en una batería plomo ácido son: producción de H_2 en el electrodo negativo, producción de O_2 en el electrodo positivo, reducción O_2 en el electrodo negativo, oxidación de H_2 en el electrodo positivo y la corrosión en los electrodos. Así, las baterías plomo ácido son inestables con respecto a:

1. El agua que se descompone en oxígeno e hidrógeno sobre 1.229 V/cell (ecuación 3.62), que es considerablemente más bajo que el voltaje de circuito abierto, que es cerca de 2 V/cell en una batería plomo ácido real. Por lo tanto, la descomposición del agua no puede ser evitada.
2. La corrosión de dióxido de plomo (PbO_2) ocurre en todos los elementos conductores conectado con los electrodos positivos (Ulleberg, 1998).

3.6.2 Modelación Matemática

Modelar matemáticamente las baterías plomo ácido es complejo, debido a los muchos mecanismos implicados. Existen varios tipos de modelos propuestos. Algunos de éstos se describen a continuación.

Estado Actual

Una técnica común es evaluar el funcionamiento de una batería plomo ácido estimando el estado de la carga (SOC) en ampere-hora, según Shepherd en 1965. Este modelo que fue mejorado más adelante por Zimmerman y Peterson en 1978, Hyman et al en 1986 y Mørner en 1995, da una descripción de un modelo fenomenológico de la batería. No obstante que el modelo SOC de estado estacionario es el que está desarrollado por Saupe (1993). Estos se describen detalladamente más adelante. Un acercamiento bastante diverso es modelar la cinética química. Manwell et al. (1993, 1995), han propuesto un modelo cinético de la batería que predice con bastante precisión las condiciones del estado estacionario de la batería durante la carga y la descarga. Puesto que el estado de la carga (SOC) no es una cantidad claramente definida, Protogeropoulos et al. (1994), introdujeron el concepto del estado de voltaje (SOV). Este modelo considera todas las condiciones posibles de la batería durante la operación verdadera y es por lo tanto conveniente para modelar el funcionamiento dinámico de la batería. En los SAEs, las condiciones de carga de la batería varían considerablemente debido al suministro variable de la energía. Además, las condiciones de descargas también pueden variar perceptiblemente debido a una demanda de energía variada. Así, idealmente, un modelo de batería que contiene efectos dinámicos debe ser utilizado cuando la simulación integra sistemas de energía. Desde este punto de vista, el modelo SOV es probablemente el modelo más conveniente para la simulación de SAEs. Sin embargo, el problema con todos los modelos de baterías mencionados, es que requieren la determinación exacta de los parámetros implicados. Estos parámetros dependen del tipo de batería usado. Por otra parte, algunos de los parámetros pueden cambiar su valor con el tiempo mientras que las baterías son afectadas por los complejos mecanismos que la envejecen.

La técnica del modelo de batería mostrado en este trabajo se basa en el trabajo de Saupe (1993), que propuso un modelo SOC cuasiestático que utiliza varios parámetros empíricos. Este modelo particular fue seleccionado porque los parámetros se pueden determinar fácilmente de los datos experimentales disponibles de un caso de referencia. Otra razón, según lo experimentado por Brocke en 1996, es que un modelo dinámico muy exacto requiere muchos sistemas de parámetros de la batería, comparados con un modelo de estado estacionario más simple. La filosofía usada aquí es por lo tanto seleccionar el modelo de batería más práctico para el problema concreto. Sin embargo, es muy importante entender que la selección de un modelo de batería dependerá en gran parte de los usos y el acceso a los datos experimentales de la batería. Puesto que esta clase de datos no se obtiene generalmente, en la simulación de SAEs se debe seleccionar un modelo relativamente simple con un número razonable de parámetros.

Circuito Equivalente

En la figura 3.13 se muestra el circuito equivalente para el modelo cuasiestático de la batería propuesto por Saupe (1993) donde se indican las corrientes eléctricas I , los voltajes U , la resistencia R (relacionado con la concentración, sobretensión) y la capacidad (Q). Las tres

características principales de este modelo son: (1) las pérdidas de corriente por gaseo I_{gas} , (2) la polarización o la sobretensión U_{pol} durante la carga y descarga y (3) el voltaje U_{equ} del equilibrio en los diferentes estados de carga. Las expresiones usadas en el cálculo de estas variables se dan en las ecuaciones 3.63-3.71.

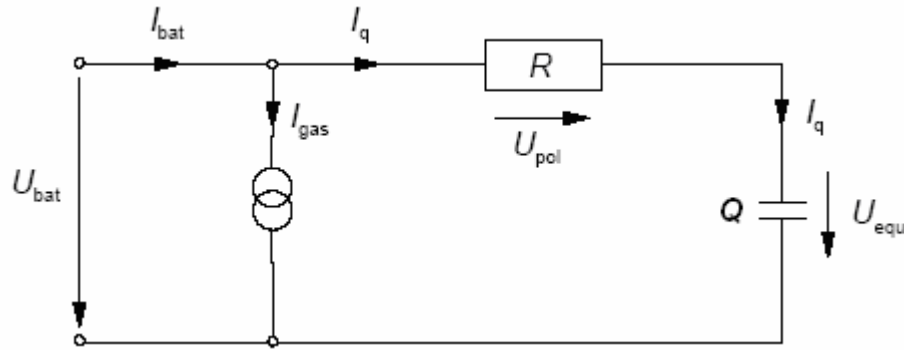


Fig. 3.13 Circuito equivalente de una batería Plomo Ácido

Modelo de corriente

La corriente I_q de la reacción principal es simplemente la diferencia entre la corriente de la batería I_{bat} entre los terminales y la corriente I_{gas} producto del gaseo. La corriente de batería es un dato de entrada y la corriente de gaseo se puede encontrar por la expresión siguiente propuesta por Schöner (1988):

$$I_g = I_{10} g_0 \exp\left(\frac{U_{Cel} - g_2}{g_1 T_{bat}}\right) \quad 3.63$$

donde:

g_0, g_1, g_2 son parámetros de corriente de gaseo
 T_{bat} temperatura de la batería, K

La corriente principal de la reacción se normaliza con respecto a la corriente donde la batería se descarga en 10 horas I_{10} , donde $I_{10} = Q_{bat, nom}/10$ h y $Q_{bat, nom}$ es la capacidad nominal de la batería en ampere-hora. Puesto que la corriente de carga es positiva y la corriente de descarga es negativa, el valor absoluto de la corriente normalizada se utiliza en los cálculos como sigue:

$$I_{q, norm} = \left| \frac{I_q}{I_{10}} \right| = \left| \frac{I_{bat} - I_{gas}}{I_{10}} \right| \quad 3.64$$

Modelo de Voltaje

En una batería que consista en varias celdas en series el voltaje total de la batería es simplemente $U_{bat} = n_{cells} U_{cell}$, donde n_{cells} es el número de celdas en series y U_{cell} es el voltaje de una celda. El voltaje U_{cell} de la celda es encontrado sumando el voltaje U_{equ} de equilibrio y el voltaje de polarización U_{pol} :

$$U_{cell} = U_{equ} + U_{pol} \quad 3.65$$

Se define el voltaje del equilibrio como el voltaje de inclinación (a través de los terminales) después de que la batería ha pasado por un período de tiempo substancial (varias horas) sin corriente de entrada ni de salida. Este voltaje se puede asumir como una función lineal del estado de carga SOC de la batería:

$$U_{equ} = U_{equ,o} + U_{equ,i} SOC / 100 \quad 3.66$$

donde:

$U_{equ,0}$ voltaje de equilibrio de celda $SOC = 0$, V

$U_{equ,1}$ voltaje de equilibrio de celda para $SOC > 0$, V/dec

SOC estado de carga, %

La polarización o la sobretensión, depende de si se está cargando o se está descargando la batería. Estos efectos se pueden estimar por expresiones no lineales usando parámetros empíricos derivados de la batería. La polarización durante la carga (subíndice ch) se puede expresar como:

$$U_{pol,ch} = U_{ch} a_{ch} \left[1 - \exp\left(-\frac{I_{q,norm}}{b_{ch}}\right) + C_{ch} I_{q,norm} \right] \quad 3.67$$

para ($I_{bat} > 0$)

donde U_{ch} es una constante, a_{ch} , b_{ch} , y el c_{ch} son coeficientes que dependen del SOC, y $I_{q,norm}$ se describe en la ecuación 3.64 (las ecuaciones 3.67 y 3.68 ambas son funciones de la corriente de reacción principal normalizada, $I_{q,norm}$ y del SOC). Saupe (1993) encontró un sistema para las expresiones empíricas para el a_{ch} , el b_{ch} , y el c_{ch} basado en los experimentos hechos a baterías de un sistema solar. Las expresiones para estos coeficientes se muestran en la figura 3.14.

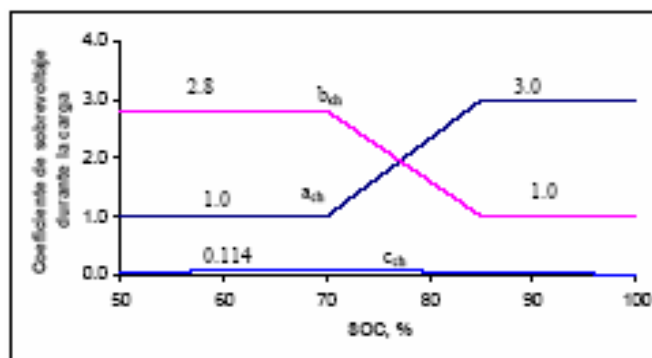


Fig. 3.14 Coeficientes de sobretensión durante la carga de una batería en función del estado de carga.

La polarización, o la sobretensión, durante la descarga (d_{dch}), que es dependiente de la corriente principal $I_{q,norm}$, y del estado de carga SOC, se puede calcular como:

$$U_{pol} = U_{dch} f_{dch} g_{dch} \quad (I_{bat} < 0) \quad 3.68$$

donde:

U_{dch} es una constante, f_{dch} y el g_{dch} son coeficientes adimensionales dependientes de $I_q, norm$ y del SOC, respectivamente. Los dos coeficientes adimensionales se pueden aproximar a:

$$f_{dch} = 1 - \exp\left(-\frac{I_{q,norm}}{b_{dch}}\right) + c_{dch} I_{q,norm} \quad 3.69$$

$$g_{dch} = 1 + (g_{100} - 1) \exp\left(\frac{SOC - 100}{K_{100}}\right) \quad 3.70$$

donde:

b_{dch}, c_{dch} parámetros para sobrevoltajes dependiente de la corriente

g_{100} parámetros para sobrevoltajes a SOC =100% (parámetro adimensional de subida)

k_{100} parámetros para sobrevoltajes a SOC =100% (parámetro adimensional de caída)

Capacidad de la batería

La capacidad de la batería $Q_{bat,i}$ para un tiempo t_i dado se puede calcular conociendo la corriente de la batería I_q y la capacidad $Q_{bat,i-1}$ correspondiente al tiempo anterior t_{i-1} . Alternativamente, $Q_{bat,i-1}$ se puede calcular del estado de carga para el paso anterior SOC_{i-1} y la capacidad nominal $Q_{bat,nom}$ de la batería (Ah). Es decir,

$$\begin{aligned} Q_{bat,i} &= Q_{bat,i-1} + I_q (t_i - t_{i-1}) = \\ &= Q_{bat,nom} (SOC_{i-1} / 100) + I_q (t_i - t_{i-1}) \end{aligned} \quad 3.71$$

El modelo de batería descrito arriba es solamente válido para los ambientes con temperaturas relativamente constantes, no se ha incluido modelo térmico.

3.7 Equipamiento de Acondicionamiento de Potencia

El modelo del convertidor de potencia presentado en esta sección, se puede utilizar para modelar cualquier tipo de equipo de acondicionamiento de potencia, con tal que sus parámetros empíricos puedan ser determinados.

3.7.1 Descripción General

Los acondicionadores de potencia son los dispositivos que pueden convertir potencia de corriente continua a corriente alterna y/o viceversa, o funcionan como convertidores DC/DC (sección 2.4.2.3). En los SAEs que generan corriente continua y sus componentes consumen corriente continua a diferentes voltajes es necesario el uso de los convertidores DC/DC. Esto es particularmente necesario si existen diferencias significativas entre las características I-V de los componentes que los conforman. En los SAEs basados en una fuente de energía natural, tal como la eólica, la energía de entrada del sistema varía continuamente con el tiempo. Las características de salida de un aerogenerador, panel solar o turbina hidráulica tienen puntos de potencia máxima que dependen de las velocidades del viento, la radiación solar que incide en las celdas solares, de caudales de agua, respectivamente. Por lo tanto, puede ser ventajoso

utilizar un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) para utilizar la potencia de entrada a su máxima capacidad (Snyman y Enslin, 1993).

3.7.2 Modelación Matemática

Las pérdidas de potencia para un acondicionador de energía dependen principalmente de la corriente eléctrica de funcionamiento. Laukamp (1988) propuso una expresión de tres parámetros para describir las pérdidas en un acondicionador de potencia:

$$P_{loss} = P_{in} - P_{out} = P_o + \frac{U_s}{U_{out}} P_{out} + \frac{R_i}{U_{out}^2} P_{out}^2 \quad 3.72$$

donde:

P_o	Potencia que consume el convertidor cuando se le aplica un voltaje (W)
U_s	Voltaje del punto de ajuste (V)
R_i	Resistencia interna (Ω)
P_{out}	Potencia de salida (W)
U_{out}	Voltaje de salida (V)

Una relación conveniente entre la potencia de entrada P_{in} y la potencia de salida P_{out} puede obtenerse normalizando la ecuación 3.72 con respecto a la potencia nominal (máxima) P_{nom} del acondicionador de potencia:

$$\frac{P_{in}}{P_{nom}} = \frac{P_o}{P_{nom}} + \left(1 + \frac{U_s}{U_{out}}\right) \frac{P_{out}}{P_{nom}} + \frac{R_i P_{nom}}{U_{out}^2} \left(\frac{P_{out}}{P_{nom}}\right)^2 \quad 3.73$$

En este modelo la potencia de entrada P_{in} y la potencia de la salida P_{out} se especifican como entradas de datos. Si P_{out} es conocida, la ecuación 3.73 se utiliza directamente. Sin embargo, si se conoce P_{in} , se utiliza una expresión derivada analíticamente de la ecuación 3.73. Esto hace el modelo numéricamente muy robusto.

La eficiencia del acondicionador de potencia es:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad 3.74$$

3.8 Generador Diesel

La simulación de un generador diesel o de cualquier otro combustible puede hacerse obteniendo su curva de eficiencia a partir de la curva de consumo de combustible que por lo general se conoce en los generadores actuales. La celda de combustible también puede ser simulada como un generador pues también posee una curva de consumo de combustible por salida de energía en kWh. (Lambert. et al, 2006).

Curva del combustible

El modelo que continuación se describe fue desarrollado por Lambert et al, 2006.

La curva del combustible describe la cantidad de combustible que el generador consume para producir electricidad (F). Se asume que la curva del combustible es una línea recta. La

ecuación 3.75 permite calcular el consumo de combustible del generador en unidades/hr en función de su salida eléctrica (unidades en este caso se refiere a m³, l o kg.):

$$F = F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen} \quad 3.75$$

donde F_0 es el coeficiente de intercepción de la curva del combustible en unidades/hr/kW, F_1 es la pendiente de la curva del combustible en unidades/hr/kW, Y_{gen} es la capacidad clasificada del generador en kW, y P_{gen} es la potencia de salida eléctrica del generador en kW.

Curva de Eficiencia

La eficiencia total del generador puede definirse como la energía eléctrica producida en la salida del generador dividida por la energía química del combustible utilizado a la entrada del generador. La ecuación siguiente muestra esta relación:

$$\eta_{gen} = \frac{3.6 P_{gen}}{\dot{m}_{fuel} LHV_{fuel}} \quad 3.76$$

donde:

P_{gen} es la salida eléctrica en kW, \dot{m}_{fuel} es el caudal total del combustible en kg/hr y LHV_{fuel} es el valor calorífico más bajo (una medida del contenido de energía) del combustible en MJ/kg. El factor de 3.6 se presenta porque 1 kWh = 3.6 MJ.

El caudal total del combustible se relaciona con el consumo de combustible del generador (F), pero la relación exacta depende de las unidades del combustible. Si las unidades del combustible son en kilogramos, entonces el \dot{m}_{fuel} y F son iguales, así que la ecuación para el \dot{m}_{fuel} es como sigue:

$$\dot{m}_{fuel} = F = F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen} \quad 3.77$$

Si las unidades del combustible son en l, la relación entre el \dot{m}_{fuel} y F implica a la densidad del combustible. Entonces la ecuación para el \dot{m}_{fuel} es como sigue:

$$\dot{m}_{fuel} = \rho_{fuel} \left(\frac{F}{1000} \right) = \left(\frac{\rho_{fuel} (F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen})}{1000} \right) \quad 3.78$$

donde ρ_{fuel} es la densidad del combustible en kg/m³.

Si las unidades del combustible son en m³ el factor de 1000 es innecesario, y la ecuación para el \dot{m}_{fuel} es como sigue:

$$\dot{m}_{fuel} = \rho_{fuel} F = \rho_{fuel} (F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen}) \quad 3.79$$

Si las unidades del combustible están en l la ecuación de la eficiencia se convierte:

$$\eta_{gen} = \frac{3600 P_{gen}}{\rho_{fuel} (F_0 Y_{gen} + F_1 P_{gen}) LHV_{fuel}} \quad 3.80$$

Si dividimos el numerador y el denominador entre Y_{gen} , y se define la capacidad del generador como un p_{gen} nuevo ($p_{gen} = P_{gen}/Y_{gen}$) denominada salida relativa del generador. Entonces la ecuación de la eficiencia se convierte en la ecuación 3.81:

$$\eta_{gen} = \frac{3600 p_{gen}}{\rho_{fuel} (F_0 + F_1 p_{gen}) LHV_{fuel}} \quad 3.81$$

La ecuación anterior da la eficiencia del generador en función de su salida relativa cuando las unidades del combustible son en l.

Si las unidades del combustible son m^3 , entonces la eficiencia se calcula según la ecuación 3.82:

$$\eta_{gen} = \frac{3.6 p_{gen}}{\rho_{fuel} (F_0 + F_1 p_{gen}) LHV_{fuel}} \quad 3.82$$

Finalmente, si las unidades del combustible son kilogramos, la eficiencia se calcula según la ecuación 3.83:

$$\eta_{gen} = \frac{3.6 p_{gen}}{(F_0 + F_1 p_{gen}) LHV_{fuel}} \quad 3.83$$

Luego, conocida la curva de eficiencia y la potencia de salida del generador es muy fácil conocer el consumo de combustible.

3.9 Simulación Económica y Costos de los Componentes

Los altos costos capitales de las tecnologías aplicadas a los SAEs son actualmente el principal impedimento para extender su puesta en práctica (Ulleberg, 1998). Sin embargo, los costos deben analizarse integralmente, o sea, no solo el costo de capital inicial sino el costo neto total, ya que en ocasiones los sistemas de menores costos de capital inicial tienen mayores costos de mantenimiento como es el caso de los sistemas diesel, que además tienen el costo del combustible. Los sistemas eólicos y fotovoltaicos tienen altos costos de capital inicial, sin embargo tienen bajos costos de operación y mantenimiento y no utilizan combustibles.

Para un correcto análisis de un SAE es necesario utilizar las variaciones de los costos en cada uno de sus componentes. Como nuestro principal interés es estudiar los sistemas de almacenamiento de hidrógeno en los sistemas eólicos enfatizamos principalmente en los datos de estos sistemas.

3.9.1 Costos de Componentes

La economía juega un papel importante en cualquier análisis de los SAEs. Antes de describir el modelo matemático para la simulación económica es necesario precisar algunos conceptos y datos importantes.

Costos de Capital Inicial y de Instalación (C&I)

El costo de capital inicial de un sistema incluye el costo de compra, el costo de instalación y otros asociados en una localización específica. Estos costos pueden variar perceptiblemente dentro de la misma tecnología, dependiendo del tamaño, de la salida de energía, del funcionamiento, del tipo de combustible, de la localización, etc. En dependencia de la madurez tecnológica varían los costos de los componentes de un SAE, por ejemplo:

- Las celdas de combustible se encuentran en etapas que varían en cuanto a desarrollo tecnológico y producción, están representadas en el mercado por una gama amplia en cuanto a costos de capital.
- Los sistemas fotovoltaicos son una tecnología relativamente madura sus costos varían de acuerdo al tipo y tamaño de sistema.
- Los costos de los aerogeneradores varían con el tamaño del proyecto. Costos más bajos (800 USD/kW) se asocian a las grandes turbinas eólicas. Las turbinas de viento residenciales pueden extenderse en costos de 2.500-3.500 USD/kW (California Energy Commission, 2006).

En la tabla 3.4 se muestran los intervalos de los costos capitales de los componentes de los SAEs comerciales.

Tabla 3.4 Costos capital para diferentes tecnologías.

Componente	Cost. capital (USD/kW)
Plantas Diesel	300-800
Celdas de Combustible	3,500-10,000
Electrolizador	2000- 3500
Tanque de H ₂	1000-2000
Panel Fotovoltaico	4,500-6,000
Aerogenerador	800-3,500

(California Energy Commission, 2006)

En la tabla 3.5 se muestran los costos proyectados a largo plazo de los diferentes tipos de celda combustibles que actualmente se encuentran en desarrollo tecnológico.

Tabla 3.5 Costos capital proyectado para celdas de combustible.

Tecnologías de Celdas de Combustibles que emergen	
Tecnologías	Costo Proyectado (Largo Plazo)
MCFC	1,200-1,500 USD/kW
SOFC	1,000-1,500 USD/kW
PEMFC	Inicialmente 5,000 USD/kW Largo Plazo 1,000 USD/kW

(California Energy Commission, 2006)

Los costos de instalación también variarán extensamente dentro de una tecnología dada, especialmente para las tecnologías menos maduras. Los costos de instalación son a menudo aproximadamente 30% del costo capital, pero pueden llegar a alcanzar el 100% en dependencia de los requisitos de la instalación y del usuario (California Energy Commission, 2006). Para nuestro estudio los costos de instalación son en todos los casos el 30%.

Costos de Operación y Mantenimiento. (O&M)

Los costos de operación y de mantenimiento (O&M) para estas tecnologías pueden ser fijos y variables. Los costos de O&M fijos consisten sobre todo en el trabajo de funcionamiento de la planta. Es altamente dependiente del ciclo de funcionamiento y de la filosofía de pago al personal de la planta. El costo de O&M variable representa el mantenimiento. El costo de O&M variable incluye la inspección, el reemplazo, y la reparación periódica de los componentes del sistema (es decir, filtros, etc.), así como los materiales consumibles computados directamente del balance material de planta.

Tabla 3.6 Costos de Operación y Mantenimiento

Costos de Operación y Mantenimiento		
	Tiempo hasta el mantenimiento requerido (horas de operación)	Costos medio de mantenimiento (c/kWh)
Plantas Diesel	750-1,000: cambios de aceites y filtros 8,000:Reparación parcial 16,000: Reparación total	0.5-1.0 (diesel)
Celdas de Combustible	Anualmente: chequear el sistema de suministro de combustible Anualmente: Chequeo del sistema de reformación 40,000 horas: reemplazo del stack	0.5-1.0 (estimado)
Paneles Fotovoltaicos	Mantenimiento bianual	1% de la inversión inicial por año
Aerogenerador	Mantenimiento bianual	1.5-2% de la inversión inicial por año

(California Energy Commission, 2006)

3.9.2 Modelación Matemática

El modelo que se muestra es el empleado por el programa HOMER descrito por Lambert et al, 2006; el sistema funciona para reducir al mínimo el costo neto total en su proceso de optimización, en donde busca para cada configuración de sistema el costo neto total más bajo.

En el proceso de optimización, se compara a menudo la economía de una amplia gama de configuraciones de sistemas que abarcan cantidades que varían de fuentes de energías renovables y no renovables. Para ser equitativas, tales comparaciones deben incluir capital y gastos de explotación como son operación y mantenimiento, cambios de componentes y otros. El análisis de costo del ciclo de vida se hace incluyendo todos los costos que ocurran dentro de la vida del sistema.

El modelo utiliza el costo neto total (CNT) para representar el costo del ciclo de vida de un sistema. El CNT incluye todos los costos que ocurren dentro del curso de la vida del proyecto en una suma global en dólares, con los flujos de liquidez futuros descontados. El modelo especifica el tipo de descuento y el ciclo de vida del proyecto. El CNT incluye los costos de construcción inicial, reemplazos de componentes, mantenimiento, combustible, más el costo de poder adquisitivo de la red y de los costos misceláneos, tales como los resultados de emisiones de agentes contaminadores. Se incluyen también renta de energía vendida a la red, más cualquier valor de salvamento que ocurra en el final del curso de la vida del proyecto. En el CNT, los costos son positivos y los ingresos son negativos.

Se asume que todos los costos se mantienen en la misma tarifa sobre el curso de la vida del proyecto. Por lo anterior, la inflación se puede descomponer en factores fuera del análisis, simplemente usando el tipo de interés (inflación-ajustado) verdadero. Se incorpora el tipo de interés verdadero, que es igual al tipo de interés nominal menos la tasa de inflación. Todos los costos utilizados son costos verdaderos, significando que están definidos en términos de dólares.

Para cada componente del sistema, el modelo especifica el costo de capital inicial, que ocurre en el año cero, el costo de reemplazo y el costo del O&M, que ocurre cada año en el curso de la vida del proyecto. Para calcular el valor de salvamento de cada componente en el final del curso de la vida del proyecto, se utiliza la ecuación.

$$S = C_{rep} \frac{R_{rem}}{R_{comp}} \quad 3.84$$

Donde S es el valor de salvamento, C_{rep} el costo de reemplazo del componente, R_{rem} la vida restante del componente, y R_{comp} el tiempo de vida del componente.

El costo total anualizado es la suma de los costos anualizados de cada componente del sistema, más otros costos anualizados. Es un valor importante porque se utiliza para calcular el costo de la energía producida y el costo neto total.

Para cada componente, se combina el capital, el reemplazo, el mantenimiento y los costos de combustible, junto con el valor de salvamento y cualquier otro costo o ingresos, para encontrar el costo anualizado del componente. Éste es el costo anual hipotético que si ocurriera cada año en el curso de la vida del proyecto rendiría un costo neto equivalente al de todos los costos individuales asociados a ese componente sobre el curso de la vida del proyecto. El modelo suma los costos anualizados de cada componente, junto con cualquier costo misceláneo. Para calcular el costo neto total se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i, R_{proj})} \quad 3.85$$

Donde $C_{ann,tot}$ es el costo anualizado total, i es el tipo de interés verdadero anual (el tipo de descuento), R_{proj} es el curso de la vida del proyecto y $CRF(\square)$ es el factor de recuperación de capital, dado por la ecuación 3.86.

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad 3.86$$

Donde i es el tipo de interés verdadero y N es el número de años.

Para calcular el costo de la energía producida se utiliza la siguiente ecuación:

$$COE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{prim} + E_{def} + E_{grid,sales}} \quad 3.87$$

Donde $C_{ann,tot}$ es el costo anualizado total, E_{prim} y E_{def} son las cantidades totales de carga primaria y secundaria, respectivamente, que el sistema sirve por año y $E_{grid,sales}$ es la cantidad de energía vendida a la red por año (no aplicable a los SAEs). El denominador en esta ecuación es una expresión de la cantidad total de energía útil que el sistema produce por año. El costo de energía producida es por lo tanto el costo medio por kWh de la energía eléctrica útil producida por el sistema.

4 Capítulo IV: CARACTERIZACIÓN DE LOS SAEs EÓLICOS CON ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

4.1 Introducción

El presente capítulo pretende caracterizar los aspectos más importantes de los SAEs eólicos con almacenamiento de hidrógeno; para cumplir este objetivo fue necesario dividir el análisis en los siguientes puntos:

1. Programa de simulación
2. Características del sitio escogido para el estudio
3. Descripción del sistema general
4. Estudios comparativos de SAEs eólicos con fotovoltaicos, diesel e híbridos.
5. Estudio de los límites de capacidad de los bancos de baterías
6. Estudios comparativos de sistemas de almacenamientos en SAEs eólicos.
7. Procesos transitorios en los SAEs eólicos con almacenamientos de hidrógeno.

Programa de Simulación

Para el desarrollo de las simulaciones se utilizó el software libre HOMER, desarrollado por el Instituto de Investigación Midwest (MRI) y el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de los Estados Unidos de América. Es importante aclarar que no todos los modelos que utiliza HOMER se encuentran descritos en el capítulo anterior, para más información sobre la modelación de Homer ver (Lambert et al, 2006). El sistema general de trabajo del software consiste en los tres elementos que se explican a continuación:

Simulación

HOMER simula la operación de un sistema haciendo los cálculos del balance energético para cada una de las 8760 horas de un año. Para cada hora, compara la demanda eléctrica y térmica y la energía que el sistema puede proveer en esa hora y calcula los flujos de energía hacia y desde cada componente del sistema. Para los sistemas que incluyen las baterías o los generadores que utilizan combustible, HOMER también decide para cada hora cómo funcionarán los generadores y si cargar o descargar las baterías. El software realiza estos cálculos del balance energético para cada configuración de sistema que desees considerar. Entonces se determina si una configuración es factible, es decir, si puede resolver la demanda eléctrica bajo condiciones específicas, y estima los costos del sistema sobre el curso de la vida del proyecto. Los cálculos de los costos del sistema implican costos tales como capital, reemplazo, operación y mantenimiento, combustible, e intereses.

Optimización

Después de simular todas las configuraciones de sistemas posibles, se exhibe una lista de configuraciones, clasificada por el costo neto total, que se pueden utilizar para comparar opciones del diseño del sistema.

Análisis de sensibilidad

Cuando se definen variables de sensibilidad como entradas, HOMER repite el proceso de optimización para cada variable de sensibilidad que se especifique. Por ejemplo, si se define velocidad del viento como variable de sensibilidad, simulará las configuraciones de sistema para la gama de las velocidades del viento que se especifique.

4.2 Características del sitio escogido para el estudio.

La Comunidad rural “La Gran Piedra” se encuentra ubicada en la provincia Santiago de Cuba, Cuba. La posibilidad de contar con los datos necesarios para el estudio fue el factor fundamental para la selección del sitio y teniendo en cuenta que ningún sistema será igual a otro debido a la gran diversidad de factores que influyen en el comportamiento de estos, los resultados obtenidos no serán aplicables a ningún otro proyecto. Todas las simulaciones realizadas en este trabajo fueron realizadas con los datos de este sitio, exceptuando la carga que por razones que más adelante se explican (ver sección 4.5.1) se realizaron estudios con carga de sistema medio. Todos los datos utilizados pertenecen a un año de mediciones.

4.2.1 Radiación solar

Se cuenta con una base de datos de radiación solar media por cada hora de un año de mediciones. Como puede observarse en la figura 4.1, en los meses de mayor radiación extraterrestre la radiación global es menor (mayo, junio, julio y agosto), esto es debido al alto nivel de nubosidad o bajo índice de claridad en esa época del año.

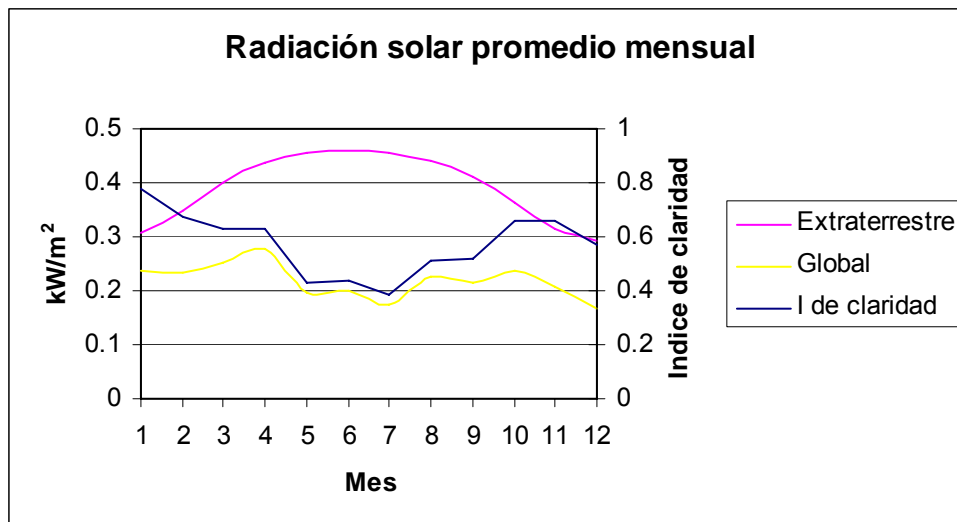


Fig. 4.1 Radiación solar promedio mensual del sitio

4.2.2 Potencial Eólico

Se cuenta con una base de datos de velocidad de viento media por cada hora de un año de mediciones. En la tabla 4.1 se muestran algunas de las características del sitio y del comportamiento de la función de distribución de Weibull.

Tabla 4.1 Características del Recurso Eólico

Concepto	Cantidad	Unidades
Altitud	1200	<i>m</i>
Altura del anemómetro	10	<i>m</i>
Velocidad media	4.27	<i>m/s</i>
K (Weibull)	1.95	<i>Adim.</i>
c (Weibull)	4.82	<i>m/s</i>
Factor de autocorrelación	0.9	<i>Adim.</i>

La figura 4.2 muestra el comportamiento de la velocidad media mensual del viento en el año medido, obsérvese como coincide en los meses de menor velocidad de viento con los meses de menor radiación global de la figura 4.1, esto es un aspecto negativo para el uso de sistemas híbridos eólicos fotovoltaico pero también constituye un análisis interesante pues este aspecto puede contribuir a la rentabilidad de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno para este tipo de sistemas.

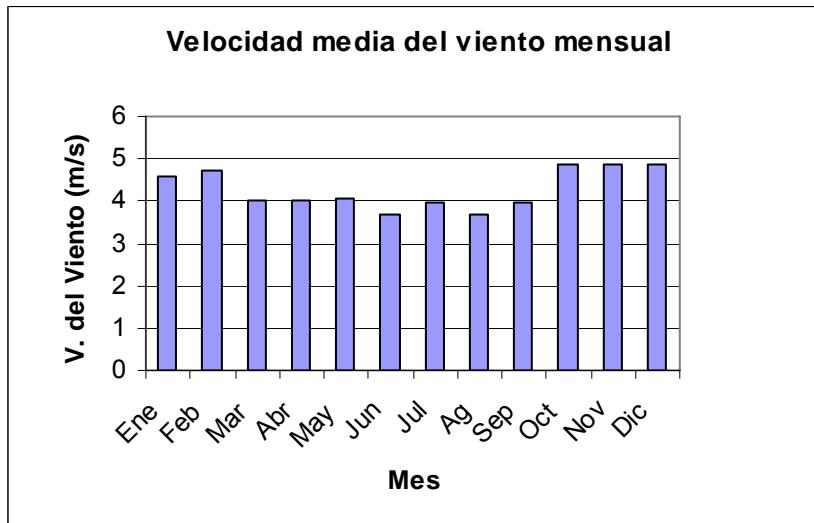


Fig. 4.2 Velocidades medias del viento mensual

La figura 4.3 muestra la relación de la velocidad media anual del viento con la altura de acuerdo a la rugosidad del terreno en el sitio (longitud de rugosidad $z_0=0.01m$).

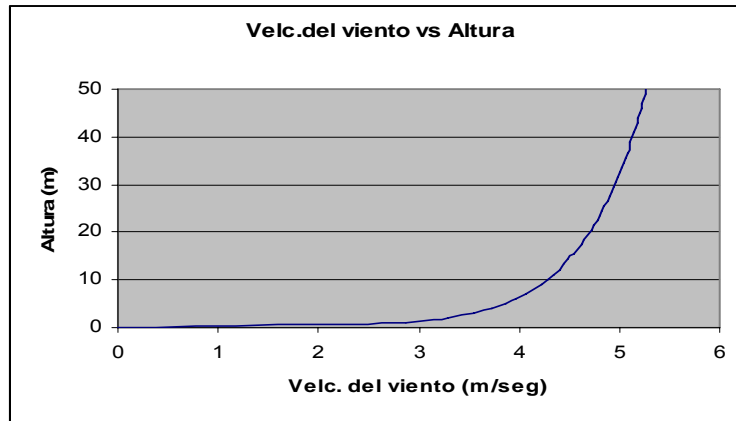


Fig. 4.3 Variación de la velocidad media anual del viento respecto a la altura.

La figura 4.4 muestra el histograma de velocidades de viento y la función de densidad de probabilidad de Weibull que caracterizan el viento del sitio escogido.

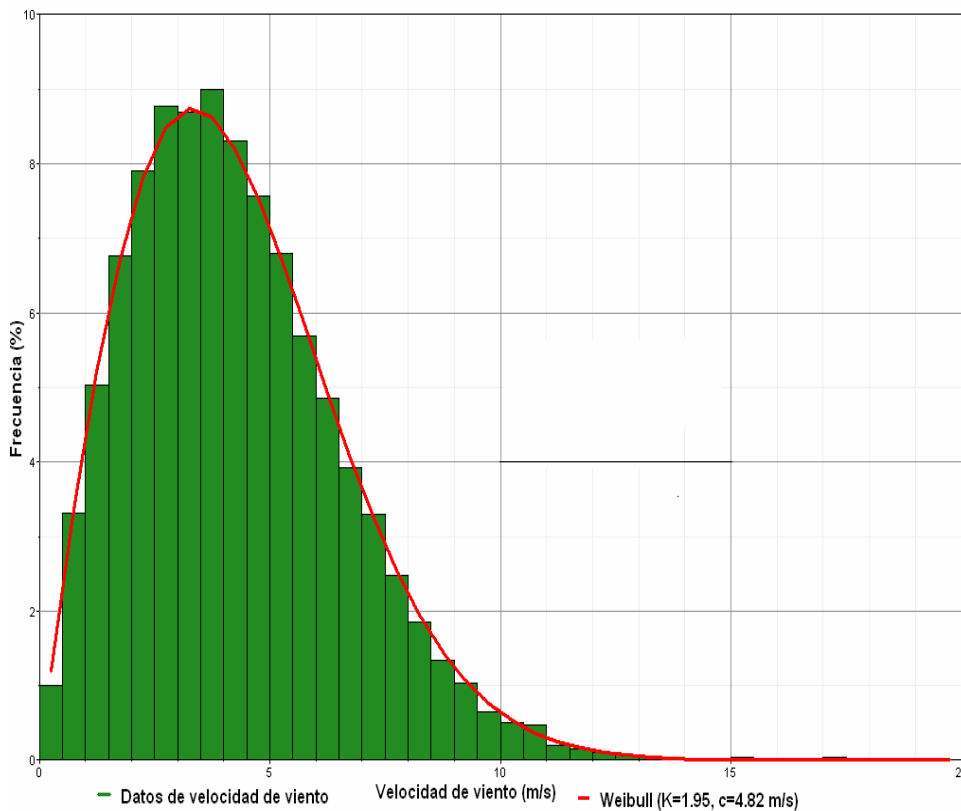


Fig. 4.4 Histograma de velocidades de viento y función de densidad de probabilidad de Weibull

4.3 Estudio de factibilidad económica del almacenamiento de hidrógeno en SAEs

Para este estudio fue necesario realizar una comparación entre varias configuraciones de SAEs de los más comúnmente utilizados en la práctica. Se escogió un SAE grande para el estudio pues se consideró que en éstos, es donde se aplican todas las configuraciones y

componentes posibles y es donde tienen mayor perspectiva los SAEs eólicos con almacenamiento de hidrógeno.

El objetivo de esta sección es determinar en qué condiciones son factibles desde el punto de vista económico los SAEs eólicos con almacenamiento de hidrógeno.

Para cumplir con este objetivo fue necesario realizar dos estudios comparativos que se presentan más adelante.

El proceso de análisis empleado es el mismo que aparece explicado en la sección 4.1

Las variables fundamentales que se utilizaron para el análisis de sensibilidad son:

1. Velocidad media anual del viento.
2. Costos de la celda de combustible tipo PEM.
3. Costos del combustible.

En el estudio de sensibilidad económica se consideran los sistemas: diesel de generación, la generación eólica, los sistemas fotovoltaicos, convertidores de potencia, baterías de plomo-ácido y el sistema de generación y almacenamiento de hidrógeno (celdas de combustible, electrolizador, tanque de hidrógeno) y la combinación de éstos.

4.3.1 Características de la carga

La figura 4.5 muestra el comportamiento del patrón de carga diaria en la comunidad, detectándose como horario de mayor consumo el de las 16 hasta las 20 horas.

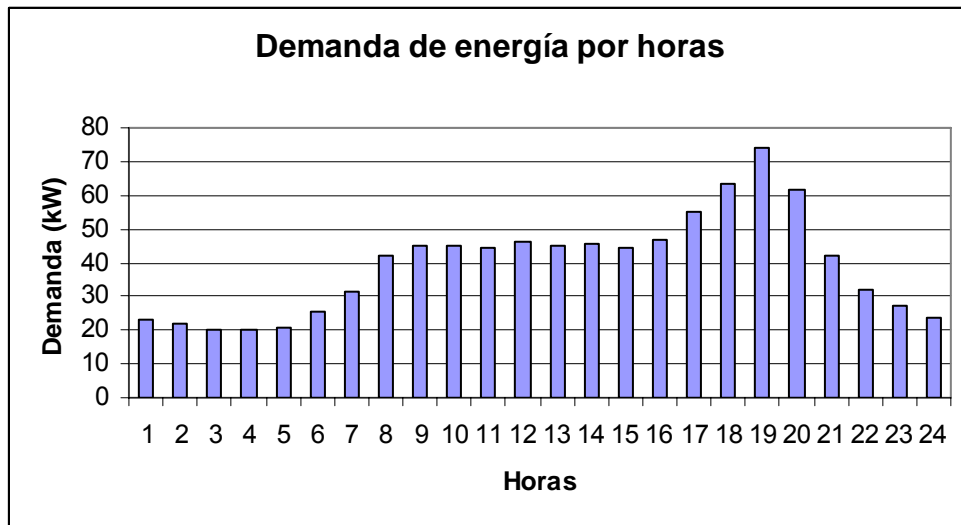


Fig. 4.5 Carga del Sistema Gran Piedra

4.3.2 Comparación entre diferentes tipos de SAEs.

El propósito de esta sección es determinar las condiciones para la factibilidad en el uso de un sistema de almacenamiento de hidrógeno en los actuales sistemas autónomos con fuentes renovables de energía eólica y fotovoltaica y compararlos con sistemas de generación diesel. Para esto fue necesario realizar un estudio de sensibilidad técnico-económica que compara los costos netos totales de cada sistema autónomo. En este punto se tomaron en cuenta diferentes

componentes de sistemas autónomos comerciales, así como las circunstancias bajo las cuales un sistema resulta más efectivo que otro y las combinaciones para integrar el sistema completo.

Para lograr un estudio de factibilidad donde se involucran tantos tipos de sistemas fue necesario hacerlo por separado en dos partes, debido a que si se hace la simulación en una sola corrida, los sistemas fotovoltaicos y de hidrógeno que son los más costosos no aparecen en el resultado del estudio.

Parte 1: Comparación de los Sistemas Eólicos, Diesel, Baterías e híbridos entre ellos.

Parte 2: Comparación de los Sistemas Eólicos, Fotovoltaicos, Baterías e Hidrógeno e híbridos entre ellos.

4.3.2.1 Comparación de los sistemas eólicos, diesel, baterías e híbridos.

Los sistemas híbridos eólicos diesel han sido muy utilizados en los últimos tiempos y el objetivo ha sido disminuir las emisiones de gases tóxicos al medio ambiente y la dependencia del combustible. **El objetivo de esta sección es determinar en qué condiciones son factibles desde el punto de vista económico los sistemas implicados.**

Descripción del Sistema

En la figura 4.6 se muestra un esquema de las variantes en la integración del sistema de generación y almacenamiento. Se indican los componentes que suministran corriente alterna y aquellas que suministran corriente directa.

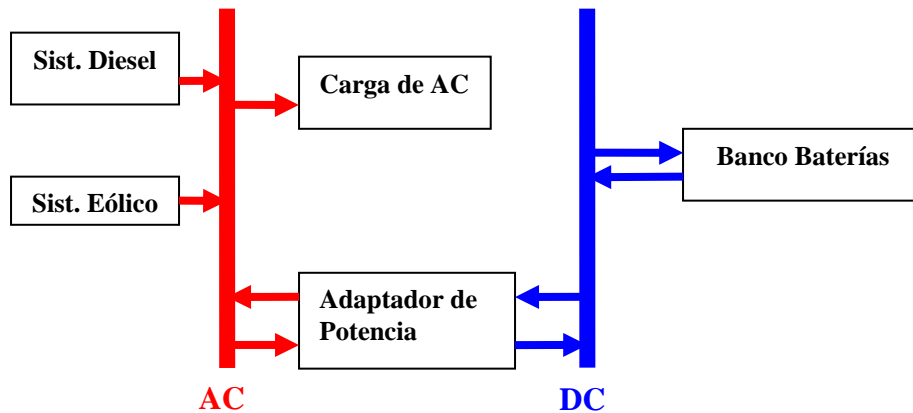


Fig. 4.6 Esquema del sistema Eólico Diesel Baterías

Este esquema se escogió con base en la carga eléctrica que es cercana a 75 kW de corriente alterna (CA) y teniendo en cuenta los consumos de energía requeridos por el electrolizador y el adaptador de potencia. Los aerogeneradores y el sistema diesel suministran CA mientras que el panel fotovoltaico, las baterías y la celda de combustible suministran corriente directa (DC). Esta última se transforma de CD a CA mediante el convertidor de potencia. Es

importante indicar que la conversión de CA a CD también es posible por el convertidor de potencia para vincular los dos sistemas.

Los componentes utilizados en el estudio así como sus intervalos de sensibilidad y costo capital utilizado se muestran en las tablas 4.2 y 4.3 respectivamente.

Tabla 4.2 Componentes e intervalos de sensibilidad utilizados.

Componentes	Intervalos de sensibilidad	Unidades
Aerogeneradores AOC 15/50	0- 10	U
Planta diesel (75kW)	0-75	kW
Baterías Hoppecke 24 OPzS 3000	0-120	U
Adaptador de Potencia	0-200	kW

Tabla 4.3 Costos por componentes utilizados

Componentes	Costo Capital	Reemplazo	Unidades	Mantenimiento.
Aerogeneradores	1000	1000	USD/kW	2% inv. inc. por año
Planta Diesel (75kW)	400	250	USD/kW	1 c/kWh
Baterías	1132	1132	USD/U	no se considera
Adaptador de Potencia	800	800	USD/kW	no se considera

Características de los componentes del sistema

Aerogenerador

El aerogenerador utilizado para estas simulaciones fue el AOC 15/50, con una torre de 25 m de altura y vida útil de 15 años, su curva de potencia se presenta en la figura 4.7

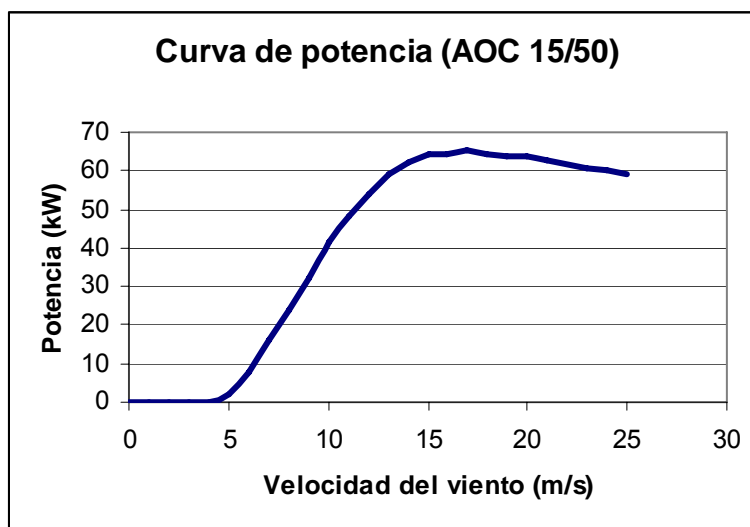


Fig. 4.7 Curva de potencia del aerogenerador AOC 15/50

Generador diesel

La figura 4.8 muestra la curva de eficiencia considerada para el generador diesel, para este caso se consideró como vida útil 35000 horas y que genera 75 kW de corriente alterna.

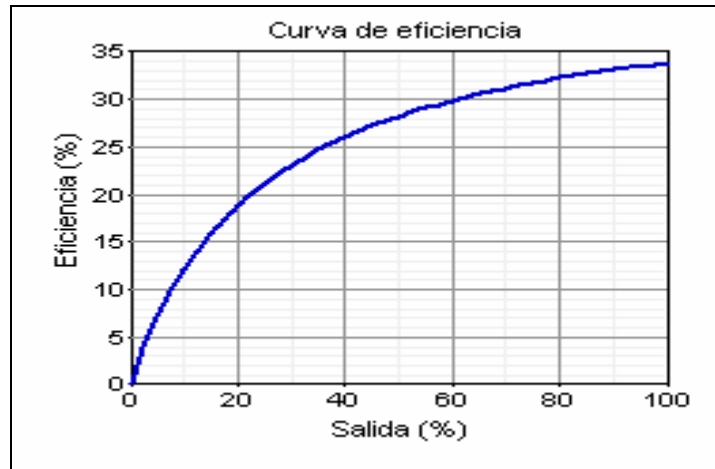


Fig 4.8 Curva de eficiencia del generador diesel

Adaptador de potencia

El adaptador de potencia se consideró con una eficiencia media de 85 % y vida útil de 20 años tanto para funciones de rectificador como de inversor.

Baterías

Se utilizaron las baterías Hoppecke 24 OPzS 3000 cuyas características se muestran en la tabla 4.4:

Tabla 4.4 Características de las baterías Hoppecke 24 OPzS 3000 (www.hoppecke.com)

Características	Dimensiones
Capacidad nominal	3000 Ah
Voltaje nominal	2 V
Eficiencia carga descarga	86 %
Mínimo estado de carga	30 %
Tiempo de vida en flotación	20 años
Máxima relación de carga	1 A/Ah
Máxima corriente de carga	610 A
Tiempo de vida	10196 kWh
Valor sugerido	10265 kWh

La figura 4.9 muestra la curva de capacidad contra corriente de descarga de las baterías.

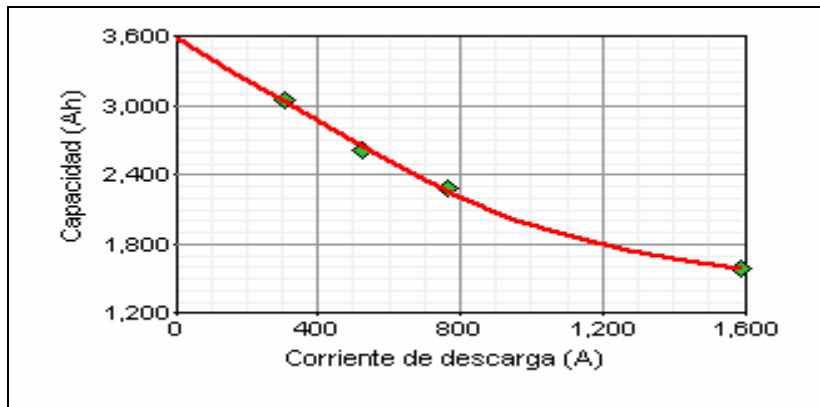


Fig. 4.9 Curva de capacidad contra corriente de descarga de las baterías

La figura 4.10 muestra las características de tiempo de vida y ciclo de carga descarga de las baterías utilizada en función de la profundidad de descarga.

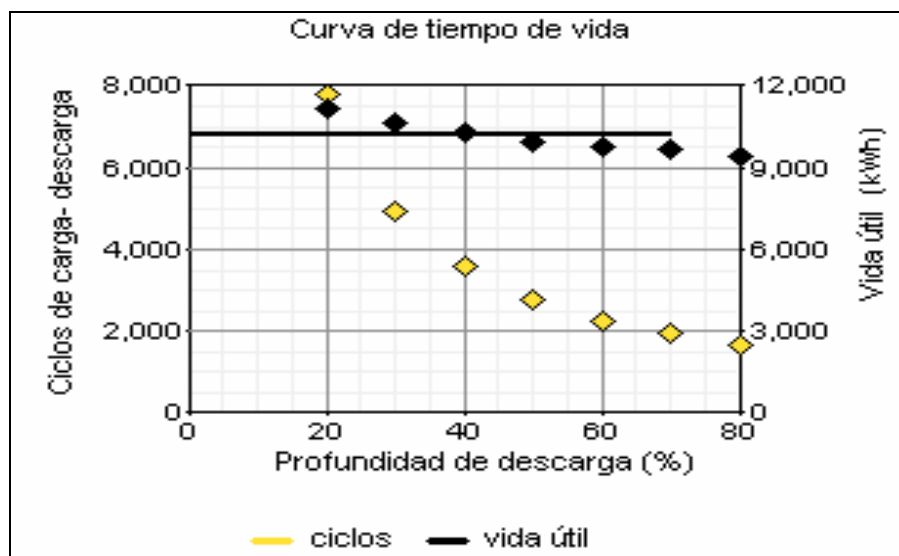


Fig. 4.10 Tiempo de vida y ciclo de carga descarga en función de la profundidad de descarga

Resultados del estudio

La figura 4.11 muestra el resultado del estudio, donde se observa que es económicamente factible utilizar un sistema Diesel-Batería o Eólico-Diesel-Batería en dependencia de la velocidad media anual del sitio y el precio del diesel (para las condiciones de la Gran Piedra). Se observa además que es viable el uso de un sistema híbrido eólico-diesel con baterías, para sitios de altas velocidades de viento y alejado del sistema eléctrico, donde el traslado del combustible hace que se duplique o triplique su costo de venta. En ningún caso los sistemas Diesel y Eólicos son los más factibles por sí solos. Los sistemas de hidrógeno y fotovoltaicos en este caso no compiten por sus altos costos.

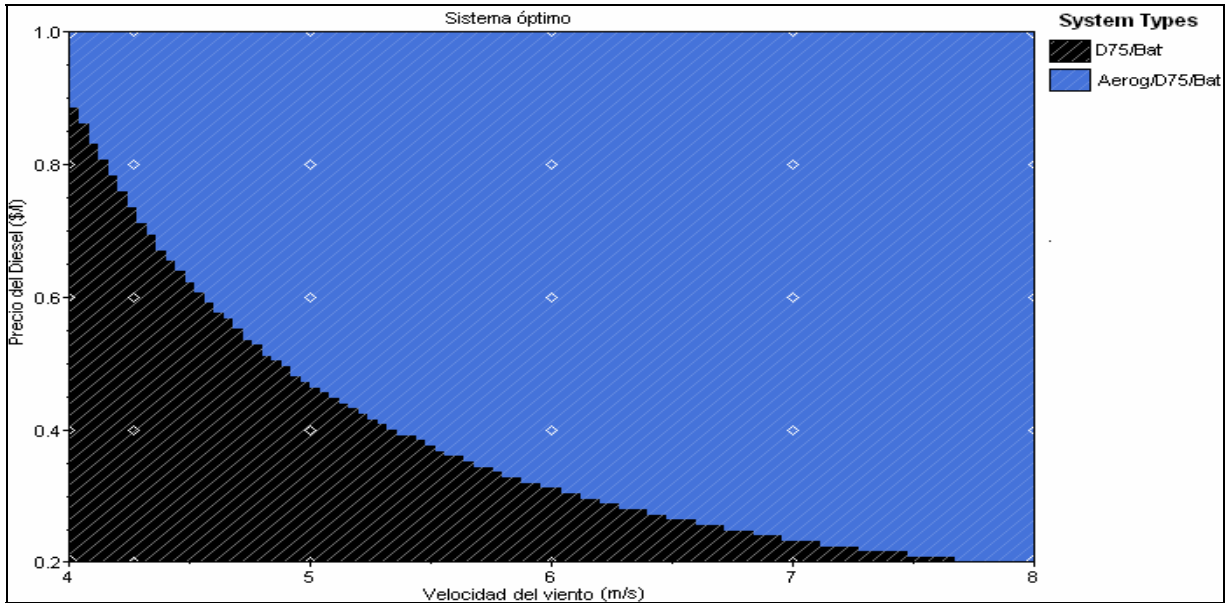


Fig. 4.11 Sensibilidad para el sistema eólico, diesel, baterías.

4.3.2.2 Comparación de los Sistemas Eólicos, Fotovoltaicos, Baterías e Hidrógeno e Híbridos entre ellos.

En ocasiones no se desea el uso de los sistemas diesel, generalmente porque el traslado del combustible se convierte en un problema o por cuestiones ambientales, y es necesaria la instalación de otros sistemas de fuentes renovables. **El objetivo de esta sección es determinar en que condiciones son factibles desde el punto de vista económico los sistemas implicados.**

Descripción del Sistema

El esquema propuesto en la figura 4.12 obedece a las mismas razones que el de la sección 2.3 fig. 2.3, sólo que ahora las tecnologías que transforman la energía son: el aerogenerador, paneles fotovoltaicos, el consumidor es la carga y el sistema de almacenamiento está compuesto por banco de baterías y sistema de hidrógeno (electrolizador, tanque de hidrógeno y celda de combustible).

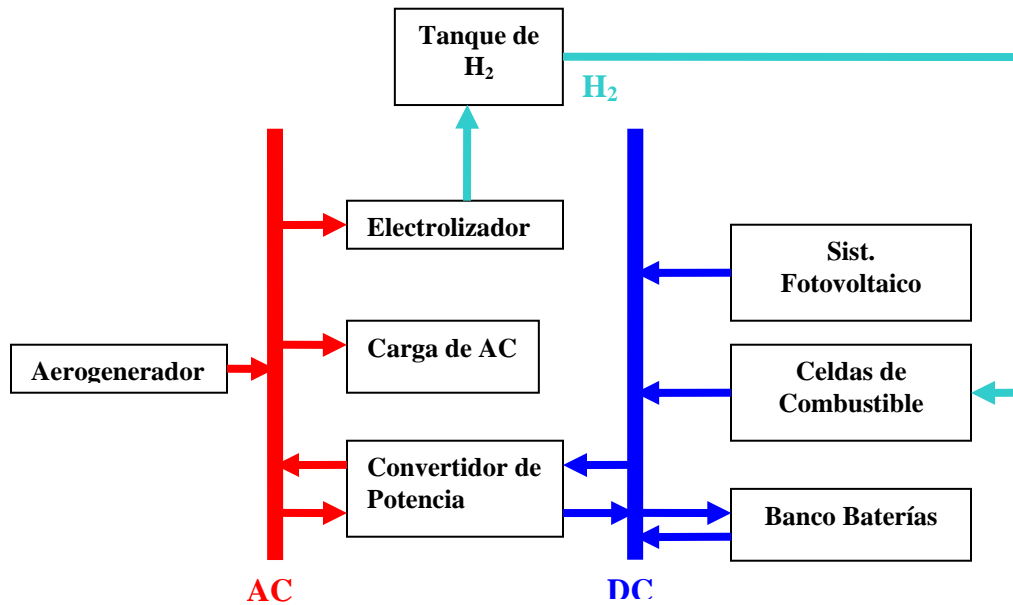


Fig. 4.12 Esquema del sistema Eólico, Fotovoltaico, Baterías, Hidrógeno e Híbrido entre ellos. Los componentes utilizados en el estudio así como sus intervalos de sensibilidad se muestran en la tabla 4.5

Tabla 4.5 Componentes e Intervalos de sensibilidad utilizados.

Componentes	Intervalos de sensibilidad	Unidades
Aerogeneradores AOC 15/50	0- 12	U
Panel Fotovoltaico	0-500	kW
Celda de Combustible	0-80	kW
Electrolizador	0-200	kW
Tanque de Hidrógeno	0-700	kg
Baterías Hoppecke 24 OPzS 3000	0-120	U
Adaptador de potencia	50-300	kW

Características de los componentes del sistema

Los datos del aerogenerador, adaptador de potencia y baterías son similares a los estudiados en la sección 4.3.2.1.

Panel fotovoltaico

Para la simulación del panel fotovoltaico se han utilizado propiedades típicas de paneles de los más utilizados en el mercado tabla 4.6.

Tabla 4.6 Propiedades del panel fotovoltaico

Propiedades del panel fotovoltaico		
Tiempo de vida (año)	20	año
Factor de reducción de la capacidad	90	%
Angulo de inclinación	20	grados
Azimut	0	grados
Reflectancia de la tierra	20	%

Celda de combustible

Para la simulación de la celda de combustible se ha considerado su vida útil en 40000 h y su eficiencia de trabajo es del 50 % considerando la eficiencia como la eficiencia media (η_{med}) en el intervalo de operación de la celda de combustible (ver figura 4.13) y la relación entre la energía eléctrica que aporta la celda y la energía química contenida en el hidrógeno que consume la celda. La eficiencia total de una celda de combustible puede determinarse a partir de la ecuación 4.1.

$$\eta_{Total} = \eta_F \eta_e \quad 4.1$$

donde

η_F eficiencia de Faraday

η_e eficiencia de energía

que ya fueron definidas en las ecuaciones 3.54 y 3.55 respectivamente.

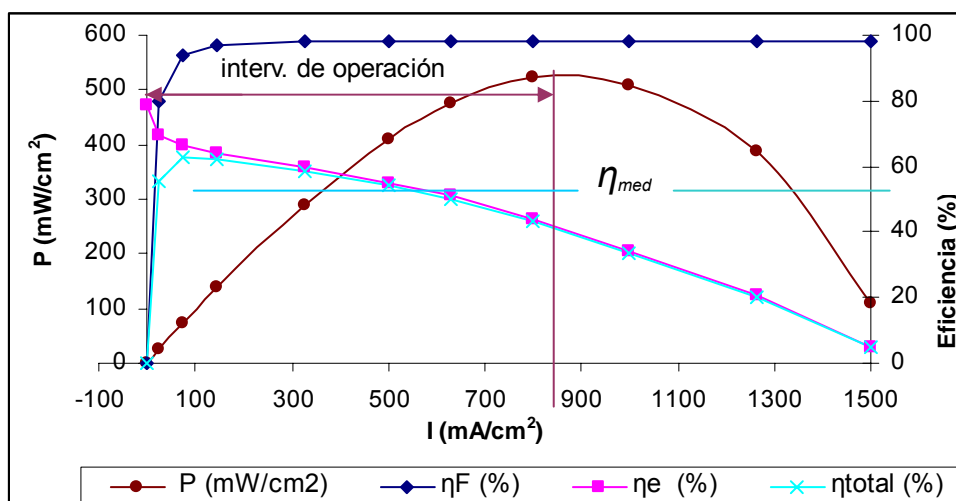


Fig. 4.13 Curva de eficiencia de una celda de combustible

Electrolizador

Para la simulación del electrolizador se ha considerado que tiene una vida útil de 15 años y una eficiencia del 70 % considerando la eficiencia como la relación entre la energía química contenida en el hidrógeno y la energía eléctrica consumida por este.

Tanque de hidrógeno

Para la simulación del tanque de hidrógeno se ha considerado un tiempo de vida útil de 25 años y el tamaño relativo del tanque es el 10 %, se considera que la presión de trabajo del tanque es igual a la de salida del electrolizador.

Resultados del estudio

En la siguiente figura el valor **Mult. Capital de la FC =1** se refiere a 5000 USD/kW de la celda de combustible y los demás valores se obtienen multiplicando el número del eje de las ordenadas por 5000.

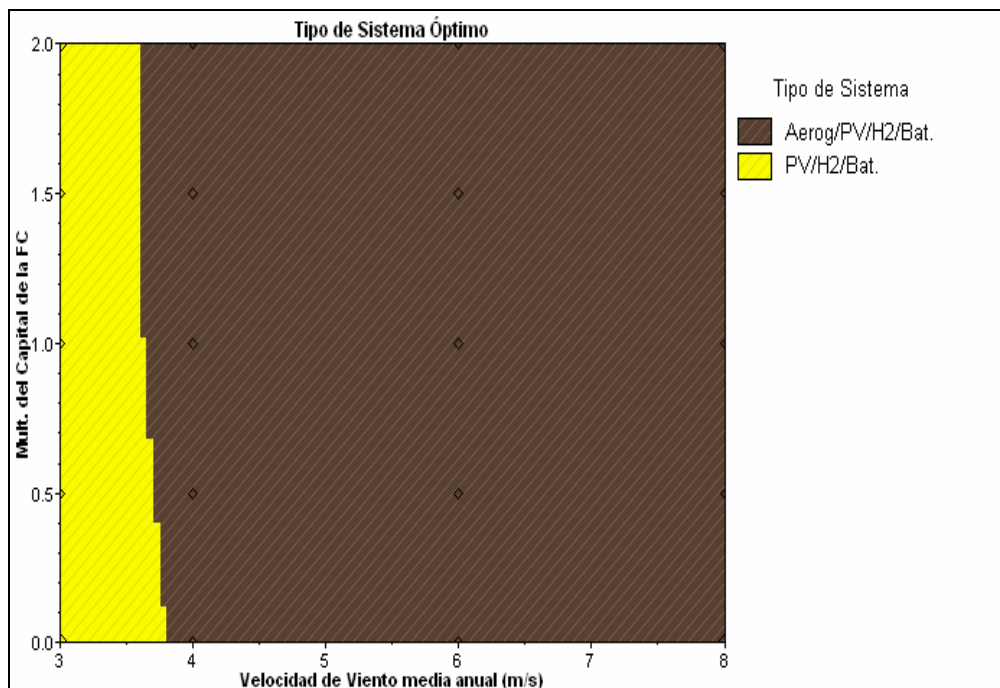


Fig. 4.14 Tipo de sistemas óptimos para cada velocidad media anual & precio de la PEMFC.

La figura 4.14 muestra el resultado del estudio de sensibilidad para las condiciones especificadas, se observa que siempre será más factible el uso combinado de las baterías con el sistema de almacenamiento de hidrógeno que alguno de ellos de forma independiente. Se observa además que para velocidades medias del viento mayores de 3.7 m/s aproximadamente y en dependencia del costo de capital de la celda de combustible es conveniente el uso combinado del aerogenerador y el panel fotovoltaico. El hecho de que la sombra amarilla sea más gruesa donde la celda de combustible tiene menor costo quiere decir que mientras sea

menor el costo de la celda de combustible favorece más el uso de los paneles solares en esas velocidades de viento.

4.3.2.3 Influencia de la velocidad media de viento anual del sitio sobre el costo de la energía.

El costo de la energía es uno de los más utilizados para la comparación de los diferentes tipos de sistemas energéticos, de ahí la importancia de conocer su comportamiento. Existe una dependencia del costo de la energía de las condiciones energéticas de sitio y del costo de los componentes utilizados en la construcción de un SAE. Para el caso de los SAEs eólicos con almacenamiento de hidrógeno la velocidad del viento y el costo capital de la celda de combustible son los elementos que mayor influencia tienen en el costo de la energía. La velocidad del viento por su complicado comportamiento y variabilidad según el sitio de emplazamiento y la celda de combustible por ser una tecnología en desarrollo tecnológico que promete en el futuro variaciones de costos capitales importantes. Esta es la razón por la que se escogieron éstas como variables de sensibilidad. Los componentes y sus intervalos de sensibilidad son los mismos empleados en la sección 4.3.2.1 y 4.3.2.2. Solo que ahora se realizó un estudio de sensibilidad con el objetivo de determinar la influencia de los costos capitales de la celda de combustible en el costo de la energía producida por estos sistemas utilizando como variables de sensibilidad la velocidad del viento y el costo de la celda de combustible, tal como se puede apreciar en la figura 4.15.

La figura 4.15 muestra la variación del costo de la energía producida normalizado con respecto a diferentes velocidades de viento media anual, para cada múltiplo del costo de la celda de combustible. El valor **Mult. Capital de la FC =1** se refiere a 5000 USD/kW de la celda de combustible y los demás valores se obtienen multiplicando el número del eje de las ordenadas por 5000 USD/kW.

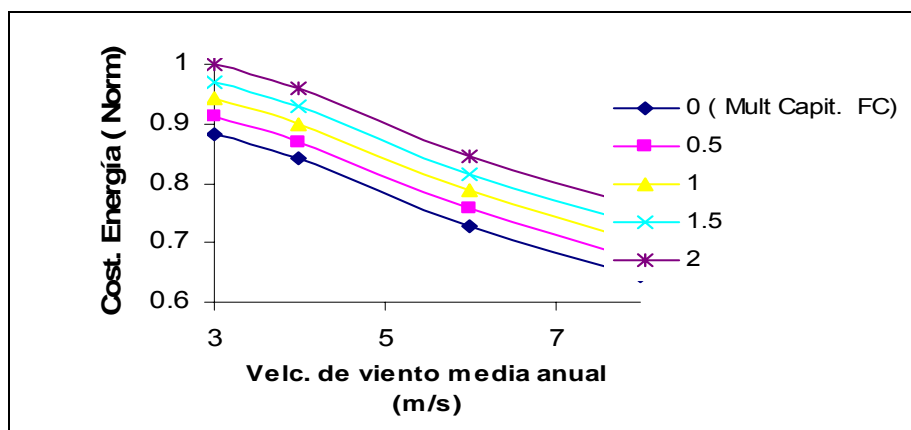


Fig. 4.15 Variación del costo de la energía en función de la velocidad media anual del viento para diferentes costos capitales de las celdas de combustible

Se puede observar en la figura 4.15 que el costo de la energía producida disminuye a medida que aumenta la velocidad media anual del sitio y a medida que disminuye el costo capital de la celda de combustible. Lo cual es lógico no solo porque el costo de la celda de combustible es menor sino también porque a mayor velocidad de viento aumenta el rendimiento de los aerogeneradores. Se indica además que por causa de la variación de los costos capitales de la celda de combustible pueden obtenerse variaciones en el costo de la energía producida cercano al 12 % y debido a la variación de la velocidad media anual del sitio en el intervalo de 3 a 8 m/s es cerca del 20%.

4.4 Estudio de los límites de capacidad de los bancos de baterías

Actualmente la mayoría de los SAEs grandes se abastecen a partir de la energía producida por plantas diesel, en otros casos por sistemas híbridos eólicos-diesel o fotovoltaicos-diesel y en ocasiones es posible mediante combinaciones de recurso solar y eólico disminuir la capacidad del banco de baterías. Estas han sido las formas más comunes de solucionar el problema de la capacidad de los bancos de baterías, de manera que la cantidad de energía que no es posible almacenar en los bancos de baterías es suplida por el diesel almacenado en tanques o por una buena combinación de recurso solar y eólico que se disponga en el lugar. Pero la necesidad de usar fuentes no contaminantes demanda de una solución viable a este problema, puesto que no se quiere la utilización del diesel por razones ecológicas o porque la instalación se encuentra en lugares muy alejados de la disponibilidad del diesel y en otros casos no se cuenta con la combinación ideal de recurso eólico y solar. Los sistemas de almacenamiento de hidrógeno son una de las alternativas que se plantean a este problema, por lo que resultó necesario para el estudio determinar en las condiciones del sitio elegido, a partir de qué energía de consumo diario la capacidad máxima del banco de baterías llega a su límite.

En los actuales sistemas de almacenamiento para SAEs de bancos de baterías, se recomienda no usar conexiones en paralelo debido a las autodescargas que ocurren en las baterías cuando se utiliza este tipo de conexión, esto significa un límite en el uso de este tipo de sistema de almacenamiento de energía pues también existe un límite en cuanto a voltaje estándar, que impiden almacenar y abastecer de energía necesaria a partir de determinada potencia del SAE.

El objetivo de este estudio es determinar hasta qué cantidad de energía demandada por la carga del sistema pueden resultar viables los actuales bancos de baterías. Este análisis es muy importante pues permite delimitar a partir de qué potencia se hace imprescindible el uso de sistemas de almacenamiento diferentes al de bancos de baterías.

Para lograr el objetivo se realizó primero un estudio de optimización de SAEs. Los componentes utilizados y sus intervalos de sensibilidad aparecen en la tabla 4.7.

Tabla 4.7 Intervalo de Sensibilidad por componentes

Componentes	Intervalos de sensibilidad	Unidades
Aerogeneradores AOC 15/50	1 - 8	U
Panel Fotovoltaico	5 - 300	kW
Celda de Combustible	10-80	kW
Baterías Hoppecke 24 OPzS 3000	0-150	U
Inversor	10-150	kW
Electrolizador	0-200	kW
Tanque de Hidrógeno	50-550	kg

Luego se realizó el estudio de sensibilidad donde las variables de sensibilidad fundamentales fueron la carga del sistema y el número de baterías necesarias para abastecer de energía el sistema, los valores de sensibilidad utilizados aparecen en la tabla 4.8.

Tabla 4.8 Variables de Sensibilidad

Variables	Intervalos de sensibilidad	Unidades
Carga	200 - 950	<i>kWh/d</i>
<i>Baterías Hoppecke 24 OPzS 3000</i>	<i>6 - 150</i>	<i>U</i>

Las características de los componentes utilizados para esta simulación son similares a los utilizados en la sección 4.3.2.1 y 4.3.2.2.

La figura 4.16 muestra el resultado de la simulación indicando que para sistemas que consumen energía superior a los 600 kWh/d no será factible el uso de banco de baterías como sistema de almacenamiento en las condiciones del sitio de estudio. Por lo que será necesaria la combinación de este con un sistema de hidrógeno. Obsérvese que normalmente los bancos de baterías se conforman como máximo con 120 vasos (240 V) y en nuestro caso se llevan hasta 150 vasos (300 V). Se asume además que esta ha sido la causa por la que en los estudios anteriores en ningún caso resultó factible el uso de banco de baterías como único sistema de almacenamiento.

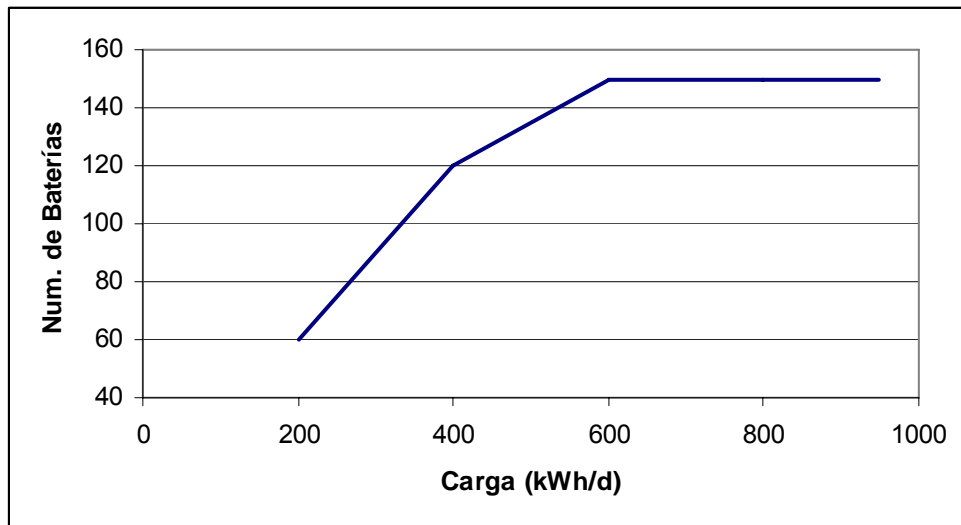


Fig. 4.16 Límites de capacidad del banco de baterías

4.5 Comportamiento de un sistema eólico autónomo con diferentes sistemas de almacenamiento de energía

Se presenta un estudio comparativo del comportamiento de un sistema eólico autónomo con diferentes sistemas de almacenamiento de energía. Los sistemas de almacenamiento considerados son: banco de baterías de plomo ácido, sistema de hidrógeno (electrolizador, tanque de hidrógeno y celdas de combustible tipo PEM) e híbrido (banco de baterías-sistema de hidrógeno). **El objetivo principal es determinar la influencia del costo capital y eficiencia de los principales componentes en los costos del proyecto así como el comportamiento energético de sus componentes.**

Los sistemas de almacenamiento de hidrógeno tienen dos inconvenientes fundamentales en comparación con los actuales bancos de baterías: sus altos costos y menor eficiencia. Un estudio integral de estos sistemas donde no sólo se tomen en cuenta los costos iniciales sino también los de reemplazamientos, puede darnos una seguridad de los verdaderos costos de los sistemas eólicos autónomos.

El estudio fue necesario realizarlo para un sistema con carga media ($1 \text{ kW} < \text{Carga} < 10 \text{ kW}$), la causa fundamental es que la mayoría de los SAEs se encuentran entre cargas pequeñas y medias y en gran parte de los SAEs grande no es posible la utilización de banco de baterías como sistema de almacenamiento único. Los intervalos de sensibilidad de costos capitales utilizados en los próximos estudios contienen a los valores típicos de los SAEs medios y pequeños por lo que los resultados también son aplicables a éstos.

4.5.1 Carga del Sistema

Las condiciones del sitio para realizar estas simulaciones sólo varían con respecto a las anteriores en la configuración de la carga y el esquema general. Con el objetivo de ser lo más realista posible se escogió una carga de una vivienda típica (fig. 4.17) y un esquema general (fig. 4.18) que solo usa corriente directa para que los resultados también sean aplicables a SAEs pequeños.

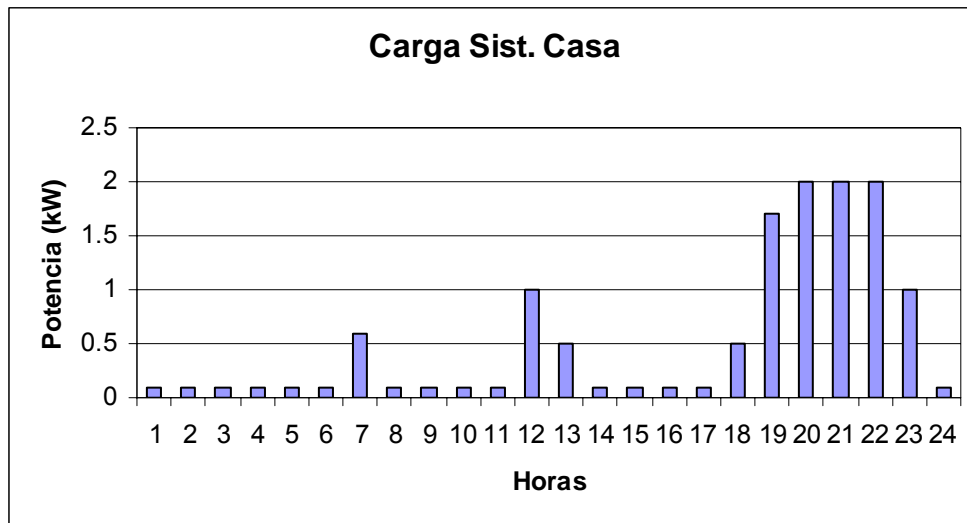


Fig. 4.17 Carga del sistema medio horaria.

4.5.2 Esquema General del Sistema

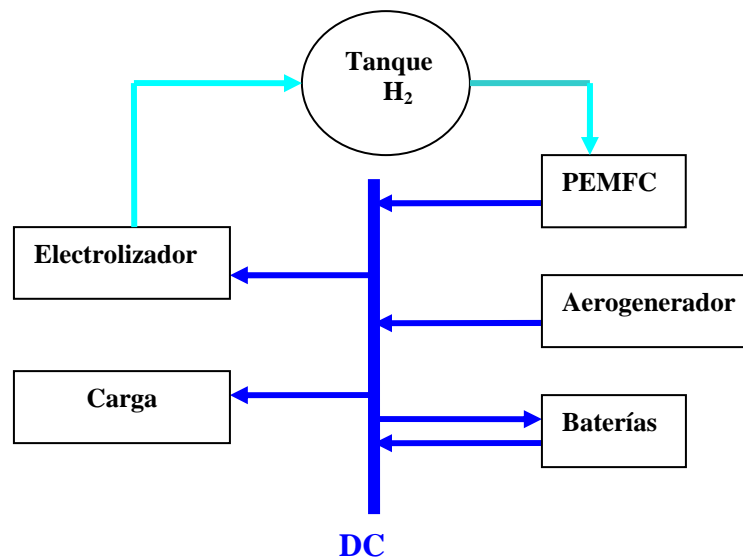


Fig. 4.18 Esquema general del sistema

La figura 4.18 muestra un esquema típico de un sistema eólico autónomo pequeño que incluye los dos tipos de sistemas de almacenamiento, baterías e hidrógeno. Mediante el estudio se hicieron simulaciones del sistema con las tres variantes de sistemas de almacenamiento, baterías, hidrógeno e híbrido baterías-hidrógeno.

4.5.3 Resultados y Análisis de la Simulación

Para una mejor comprensión del estudio los resultados se dividen en cuatro partes:

1. Estudio del comportamiento de costos del proyecto debido a la variación del costo capital de los componentes que más influyen en el sistema.
2. Estudio del comportamiento de costos debido a variación de la eficiencia energética de los sistemas de almacenamiento.
3. Estudio del comportamiento energético de sus componentes.
4. Transitorios energéticos de los principales momentos del sistema

4.5.3.1 Estudio del comportamiento de costos del proyecto debido a la variación del costo capital de los componentes que más influyen en el sistema.

Los componentes escogidos para el estudio fueron: la celda de combustible (debido a que es una tecnología en desarrollo, tiene una tendencia a reducir sus costos y tiene una gama amplia de costos) y el aerogenerador (que a pesar de ser una tecnología madura tiene una gama amplia de costos). Los intervalos de sensibilidad utilizados aparecen en la tabla 4.7.

Tabla 4.7 Intervalos de sensibilidad de costo capital empleados.

Concepto	Intervalo de sensibilidad (costo capital)	Unidades
Celda de Combustible	1000 - 10,000	USD/kWp
Aerogenerador	800 - 3,500	USD/kWp

Los valores típicos de costo capital de los componentes utilizados en todas las simulaciones aparecen en la tabla 4.8.

Tabla 4.8 Costos utilizados para los componentes del sistema.

Componentes	Costo Capital	Reemplazo	Unidades	Mantenimiento
Aerogeneradores	2500	2500	USD/kW	1.5% inv. inc. por año
Baterías(hoppecke OPzS 2000)	899	899	USD/U	no se considera
Tanque de H ₂	1500	1500	USD/kg	no se considera
Electrolizador	2000	2000	USD/kW	0.5 c/kW
Celda de Combustible	5000	5000	USD/kW	0.5 c/kW

Características de los componentes del sistema

Aerogenerador

El aerogenerador utilizado para estas simulaciones fue el Generic 10 kW con una torre de 15m de altura y vida útil de 15 años, su curva de potencia se presenta en la figura 4.19.

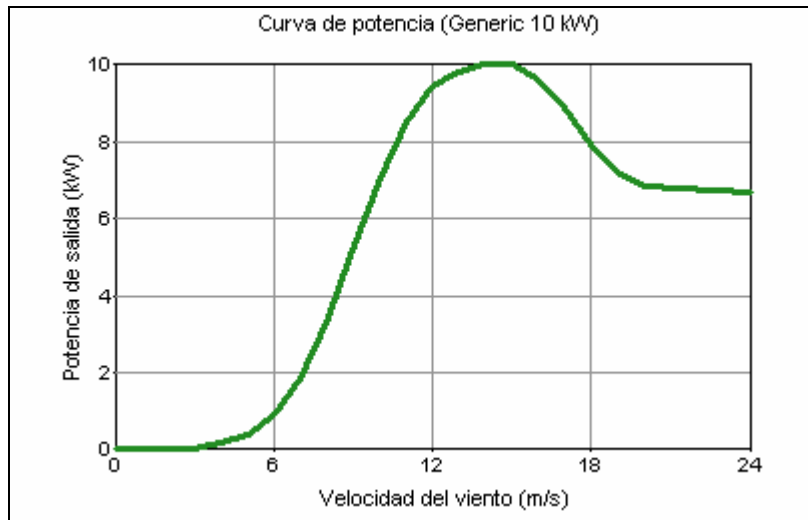


Fig. 4.19 Curva de potencia del aerogenerador Genéric 10 kW

Celda de combustible

Para la simulación de la celda de combustible se ha considerado su vida útil en 40000 h y su eficiencia de trabajo es del 55 % considerando la eficiencia como la relación entre la energía eléctrica que aporta la celda y la energía química contenida en el hidrógeno que consume la celda. El análisis de eficiencia de la celda de combustible tipo PEM es similar al realizado en la sección 4.3.2.2

Electrolizador

Para la simulación del electrolizador se ha considerado que tiene una vida útil de 15 años y una eficiencia del 70 % considerando la eficiencia como la relación entre la energía química contenida en el hidrógeno y la energía eléctrica consumida por este.

Tanque de hidrógeno

Para la simulación del tanque de hidrógeno se ha considerado un tiempo de vida útil de 25 años y el tamaño relativo del tanque es el 10 %, se considera que la presión de trabajo del tanque es igual a la de salida del electrolizador.

Baterías (hoppecke OPzS 2000)

Se utilizaron las baterías Hoppecke 24 OPzS 3000 cuyas características se muestran en la tabla 4.9:

Tabla 4.9 Características de las baterías Hoppecke 24 OPzS 3000 (www.hoppecke.com)

<i>Características de las baterías Hoppecke 24 OPzS</i>	
Capacidad nominal	2000 Ah
Voltaje nominal	2 V
Eficiencia carga descarga	86 %
Mínimo estado de carga	30 %
Tiempo de vida en flotación	20 años
Máxima relación de carga	1 A/Ah
Máxima corriente de carga	406 A
Tiempo de vida	6801 kWh
Valor sugerido	6804 kWh

La figura 4.20 muestra la curva de capacidad en función de la corriente de descarga de las baterías.

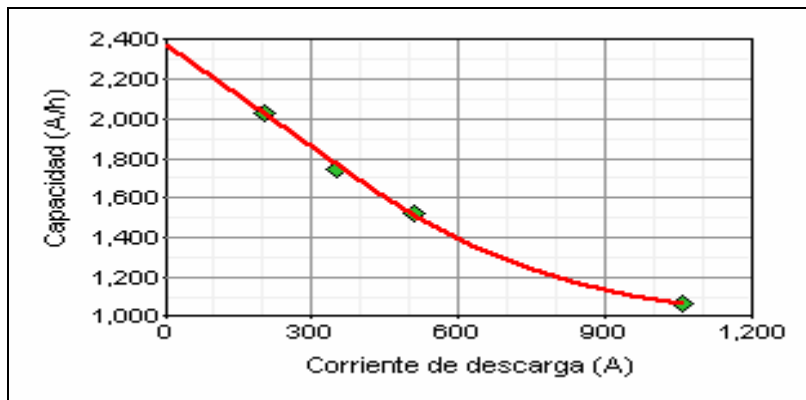


Fig 4.20 Curva de capacidad contra corriente de descarga de las baterías

La figura 4.21 muestra las características de tiempo de vida y ciclo de carga descarga de las baterías utilizada en función de la profundidad de descarga.

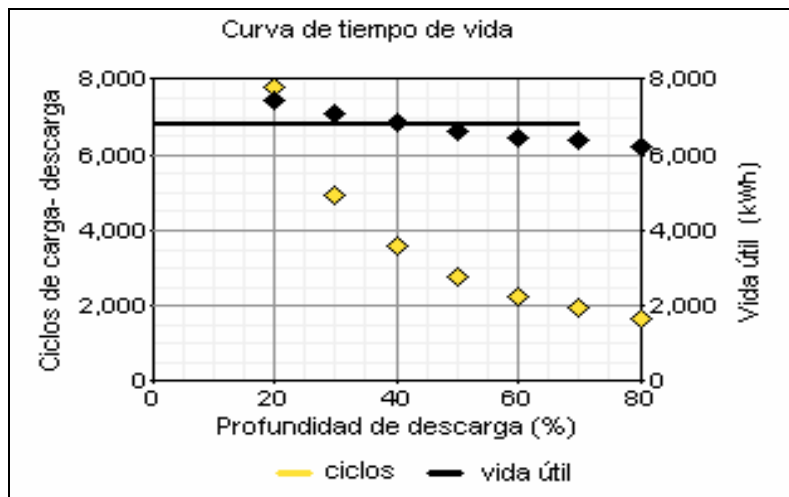


Fig. 4.21 Tiempo de vida y ciclo de carga descarga en función de la profundidad de descarga

Resultado del estudio

Para todos los estudios se calcularon los siguientes costos del proyecto:

- Capital inicial.

El capital inicial es un costo importante en cualquier proyecto pues indica la inversión inicial que debe realizarse para que éste sea puesto en marcha.

- Costo total.

El costo total del proyecto es el gasto más importante pues es el que permite saber cuanto costará el proyecto al final de su vida útil y es el costo que se utiliza para determinar la viabilidad de un proyecto con respecto a otro para una misma demanda de energía o carga.

- Costo de la energía producida.

El costo de la energía producida ha sido también muy utilizado a la hora de comparar la viabilidad de un proyecto respecto a otro cuando éstos son de diferentes tamaños y resuelven diferentes demandas de energías.

Los costos capitales de los diferentes componentes de un sistema eólico autónomo varían considerablemente por lo que para cumplir el objetivo propuesto se han realizado diferentes estudios de sensibilidad como son:

- Comportamiento de los costos debido a la variación del costo capital del aerogenerador.
- Comportamiento de los costos debido a la variación del costo capital de la celda de combustible.
- Comportamiento de los costos debido a la variación del costo capital de la celda de combustible y el aerogenerador.

Comportamiento de los costos debido a la variación del costo capital del aerogenerador

Según la tabla 3.3 los costos en los aerogeneradores pueden variar entre 800 y 3500 USD/kWp, aunque los sistemas pequeños están por encima de los 2500 USD/ kW, es por esta razón que aunque el intervalo de sensibilidad se extiende desde 800 hasta 3500 USD/kW la concentración de los puntos se encuentran entre 2500 y 3500 USD/kW.

Capital inicial

La figura 4.22 muestra el comportamiento de los costos de capital inicial con respecto a la variación de los costos capitales del aerogenerador.

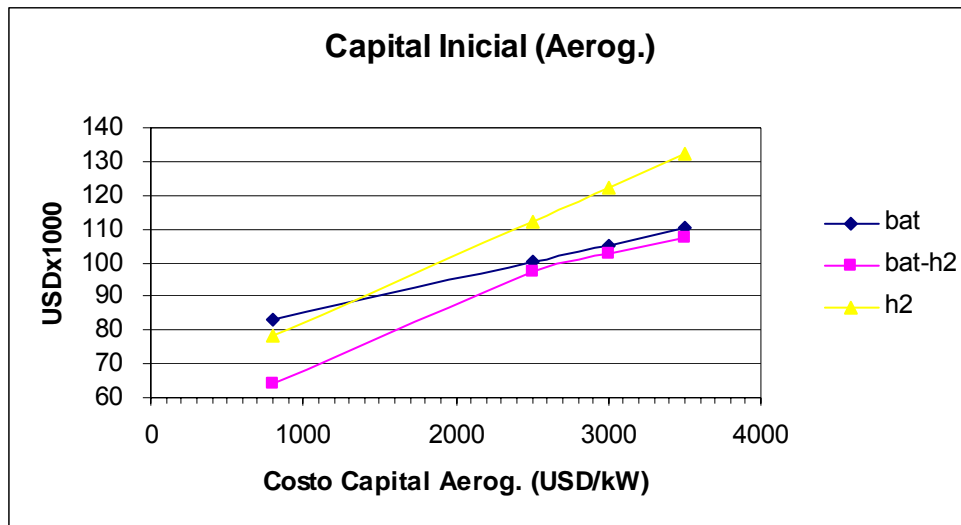


Fig. 4.22 Capital Inicial en función de la variación del costo capital del aerogenerador.

Como puede observarse en la figura 4.22 el capital inicial para el sistema de hidrógeno puede tener una variación importante de más de 1.69 veces su valor mínimo debido a la variación del costo capital del aerogenerador. Si se tiene en cuenta que los aerogeneradores que se utilizan en los SAEs son de potencia media (10-100 kW) y pequeña (<10kW) esto implica que sus costos capitales estarán en la parte alta de las curvas de la figura 4.22. Por otra parte se observa que el capital inicial del sistema híbrido es comparable con el del banco de baterías para los costos altos e inferior para los costos bajos del aerogenerador y el sistema de hidrógeno tiende a acercarse al de baterías e híbrido para los costos capitales más bajos del aerogenerador.

Costo total

La figura 4.23 muestra el comportamiento de los costos totales con respecto a la variación del costo capital del aerogenerador. Como puede observarse, el costo total del sistema de hidrógeno puede tener una variación importante de más de 1.6 veces su valor mínimo y además se observa que los sistemas de almacenamiento híbridos son comparables con los de baterías mientras que los de hidrógeno siempre serán más costosos que éstos.

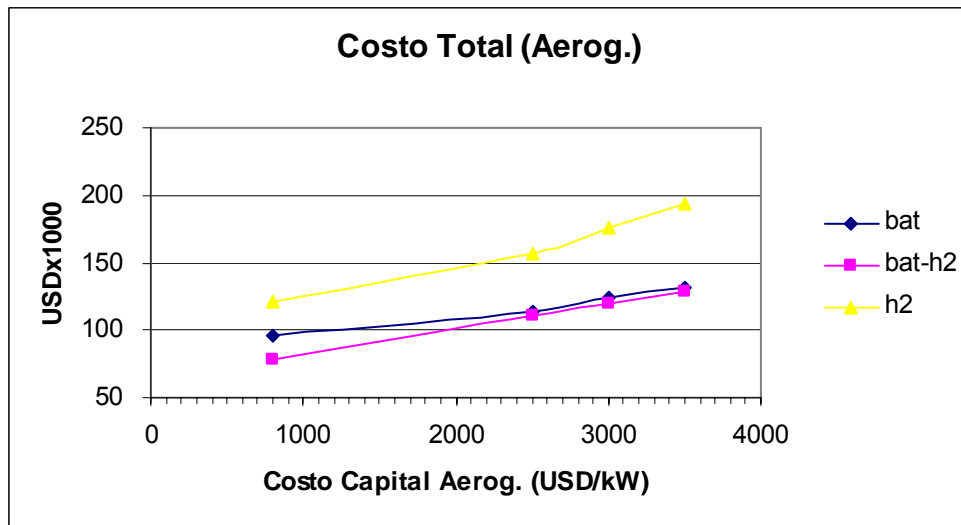


Fig. 4.23 Costo total en función de la variación del costo capital del Aerogenerador.

Costos de la energía producida

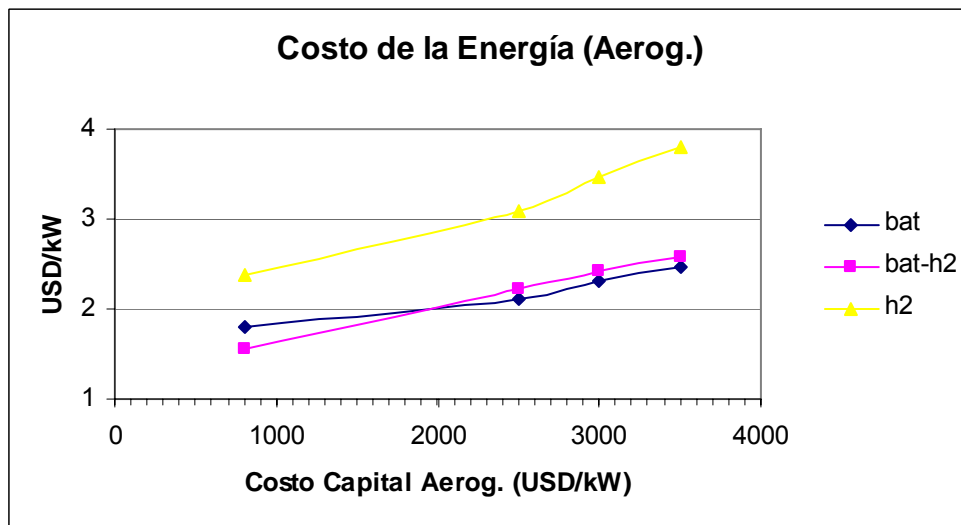


Fig. 4.24 Costos de la energía producida en función de la variación del costo capital del aerogenerador

Como se observa en la figura 4.24 el costo de la energía producida en el sistema de hidrógeno puede variar en más de 1.6 veces su valor mínimo debido a las variaciones del costo capital del aerogenerador y para este caso los costos de la energía del sistema híbrido son comparables al de baterías hasta la mitad de la curva y superiores a partir de esta. El sistema de hidrógeno tiene mayor costo de la energía producida que los otros dos sistemas.

Comportamiento de los costos debido a la variación del costo capital de la celda de combustible

En el sistema de almacenamiento de hidrógeno, la celda de combustible es el único elemento que aún se encuentra en una etapa de desarrollo tecnológico y comercial por lo que no se ha difundido en el mercado, esta situación provoca que sus precios sean elevados y por lo tanto

constituye la variable de análisis más importante del sistema. En este resultado sólo se varió el costo capital de la celda de combustible dejando fijo el costo capital del tanque de hidrógeno y electrolizador en los valores señalados anteriormente.

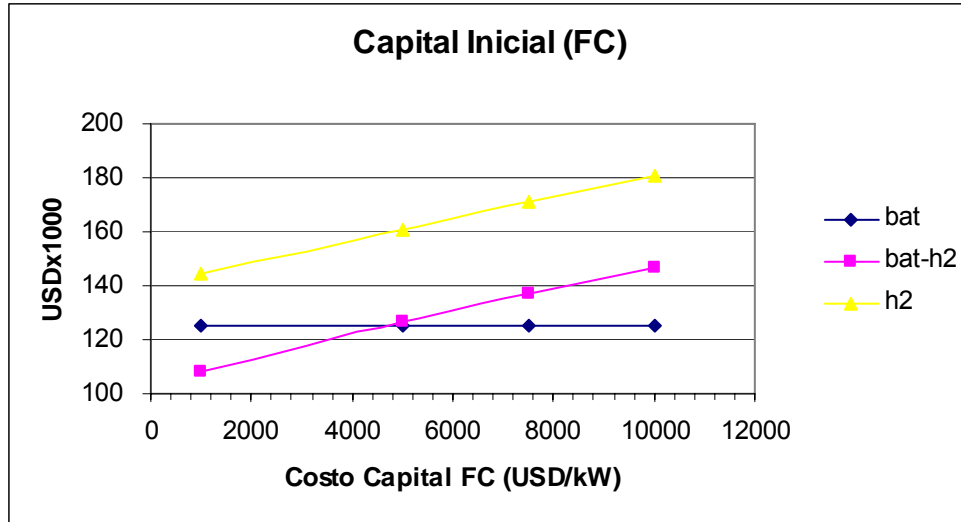


Fig. 4.25 Capital inicial en función de la variación del costo capital de la celda de combustible.

Como puede apreciarse en la figura 4.25 el capital inicial puede variar por encima de su valor mínimo en más de 1.25 veces y son inferiores los valores del sistema híbrido al de baterías para valores de costo capital inferiores a los 5000 USD/kW; el capital inicial para el sistema de hidrógeno siempre es superior a el de los otros sistemas. Los valores del sistema de baterías son constantes pues el sistema no tiene celdas de combustible.

Costo Total

En la figura 4.26 se puede observar que para el caso del sistema de almacenamiento de H₂ el costo total del proyecto puede variar en más de 1.55 su valor inferior. Puede observarse que los valores del sistema híbrido son inferiores al que toman los sistemas de baterías e hidrógeno, cuestión muy interesante pues nos da la idea de que los proyectos de sistemas híbridos (H₂-baterías) pueden ser más económicos que los de banco de baterías.

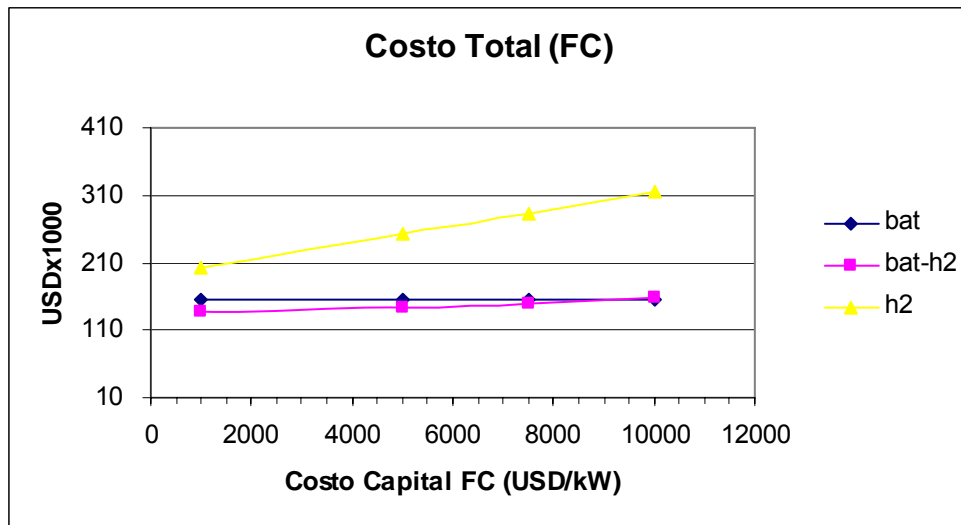


Fig. 4.26 Costo total en función de la variación del costo capital de la celda de combustible.

Costos de la energía producida

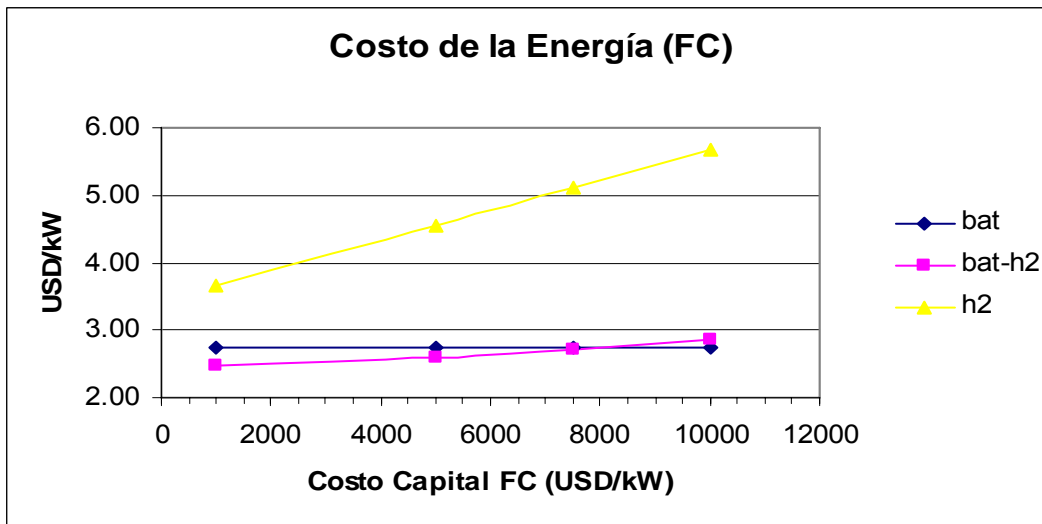


Fig. 4.27 Costos de la energía producida en función de la variación del costo capital de la celda de combustible.

Como se observa en la figura 4.27 el costo de la energía producida del sistema de almacenamiento de bancos de baterías es muy similar al de sistema híbrido mientras la energía del sistema de hidrógeno es muy superior, aumentando con el aumento del costo de la celda de combustible.

Comportamiento de los costos debido a la variación del costo capital de la celda de combustible y el aerogenerador

Este análisis es importante pues permite observar si se pueden lograr costos competitivos para los sistemas de almacenamiento de hidrógeno con respecto a los híbridos y de baterías.

Capital inicial

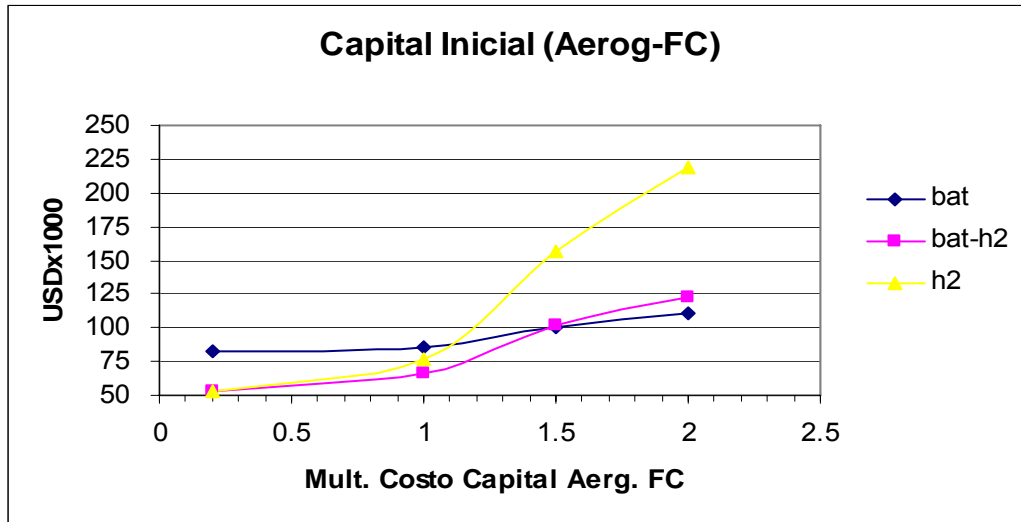


Fig. 4.28 Capital inicial en función de la variación del costo capital del aerogenerador y la celda de combustible

Como se observa en la figura 4.28 la variación del capital inicial del sistema de hidrógeno puede ser de hasta 4.18 veces su valor mínimo y para costos capitales inferiores a 1 es posible obtener costos iniciales del sistema de hidrógeno e híbrido comparables a los del sistema de baterías, pero esto es poco probable para los SAEs si se considera que el costo capital del aerogenerador que se utiliza supera este valor.

Costo total

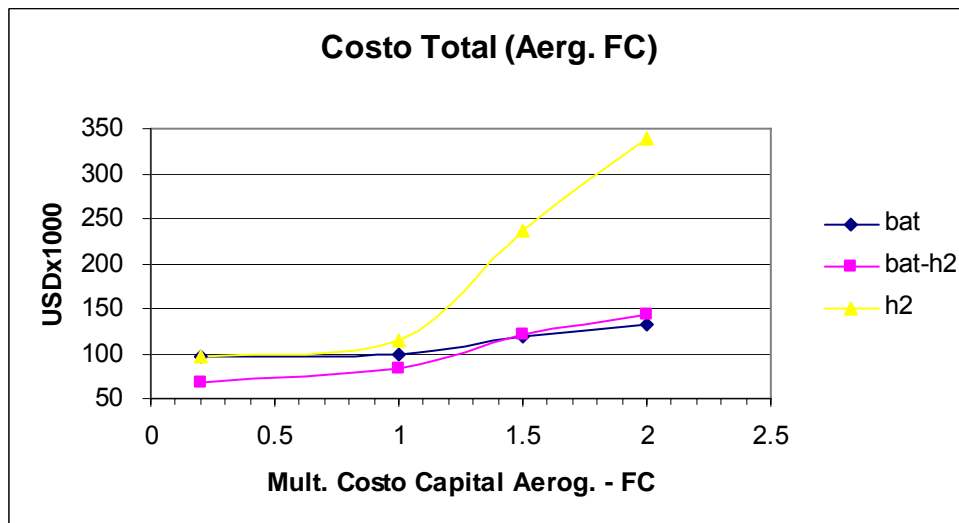


Fig. 4.29 Costo total en función de la variación del costo capital del aerogenerador y la celda de combustible

Se puede observar en la figura 4.29 que el sistema híbrido constituye la mejor variante ya que sus costos totales serán siempre inferiores al de banco de baterías. La variación del costo total para el sistema de hidrógeno puede ser de hasta 3.51 veces su valor mínimo. El costo total del

sistema híbrido es comparable con el del sistema de banco de baterías para valores menores que 1.5 y superior para el resto de los valores de costo capital.

Costos de la energía producida

Como se observa en la figura 4.30 el costo de la energía producida en los tres sistemas de almacenamiento tienden a igualarse a medida que disminuye el Costo capital.

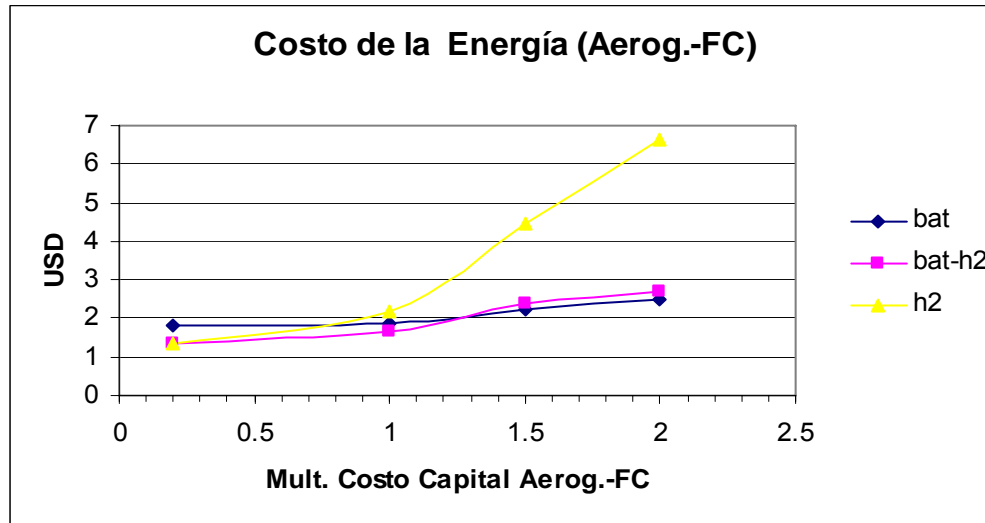


Fig. 4.30. Costos de la energía producida en función de la variación del costo capital del aerogenerador y la celda de combustible

4.5.3.2 Estudio del comportamiento de costos debido a variación de la eficiencia energética de los sistemas de almacenamiento

En esta sección se realiza un estudio del comportamiento de los costos de un SAE eólico en dependencia de la eficiencia del sistema de hidrógeno. La eficiencia es uno de los inconvenientes principales que poseen los sistemas de almacenamiento de hidrógeno para competir con los sistemas de almacenamiento de bancos de baterías en SAEs medios y pequeños, por lo que resulta de interés conocer su influencia en los costos del proyecto. Las características de los componentes utilizados y esquema del sistema son los mismos que los empleados en la sección 4.5.3.1, para este caso solo se modifican las variables de sensibilidad que se muestran en la tabla 4.10.

La eficiencia del sistema de hidrógeno ha sido calculada por la ecuación 4.2.

$$\eta_{sist} = \eta_{FC} \eta_{Th_2} \eta_{Elect} \quad 4.2$$

Donde: η_{sist} . Eficiencia del sistema de almacenamiento de hidrógeno.
 η_{FC} Eficiencia de la celda de combustible.
 η_{Th_2} Eficiencia del tanque de hidrógeno.
 η_{Elect} Eficiencia del electrolizador.

Para este caso el tanque de hidrógeno no utiliza compresor, el hidrógeno se almacena a la presión de salida del electrolizador. Los valores de costos capitales de los componentes

utilizados son los que aparecen en la tabla 4.8. La tabla 4.10 muestra la combinación de valores de eficiencia escogidos para el estudio de sensibilidad.

Tabla 4.10 Variables de sensibilidad para el estudio de eficiencia.

Eficiencia del sistema de almacenamiento de H ₂		
FC	Electrolizador	Total
45%	50%	23%
50%	60%	30%
55%	70%	39%
83%	83%	69% (máximo teórico)

Resultados de la simulación

Capital inicial

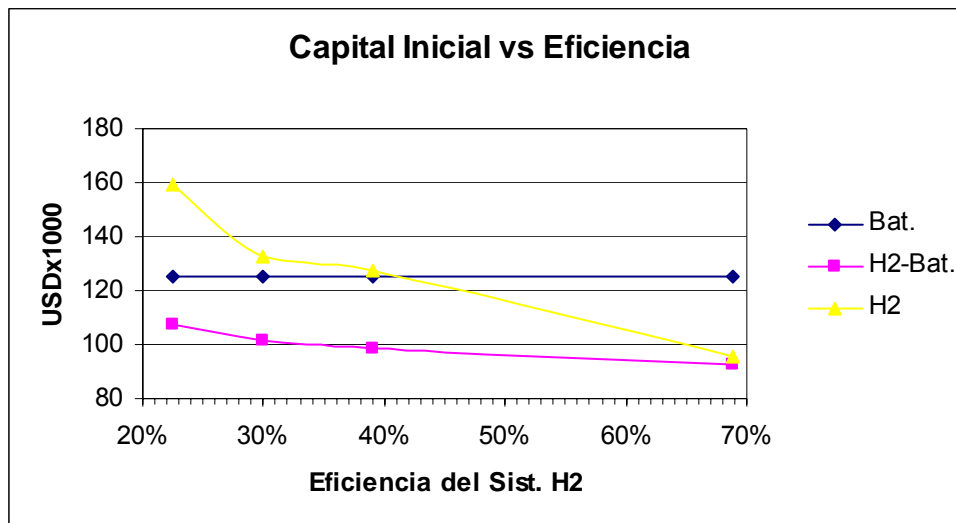


Fig. 4.31 Capital inicial en función de la variación de la eficiencia del sistema de hidrógeno.

Como se observa en la figura 4.31 la eficiencia del sistema de almacenamiento de hidrógeno es un elemento importante ya que tiene una influencia directa en el costo inicial, para el sistema de hidrógeno puede disminuir hasta 0.60 veces de su valor máximo. También es importante destacar que para eficiencias del sistema de hidrógeno superiores al 39 %, se obtienen costos del sistema de hidrógeno inferiores a los del banco de baterías, los costos de capital inicial del sistema híbrido son siempre inferiores a los del banco de baterías aumentando su diferencia con el aumento de la eficiencia del sistema de hidrógeno. Es importante destacar que los sistemas actuales de almacenamiento de hidrógeno tienen eficiencias por debajo del 40 % por lo que constituye un importante reto lograr mejores eficiencias en las actuales celdas de combustible y electrolizadores.

Costo total

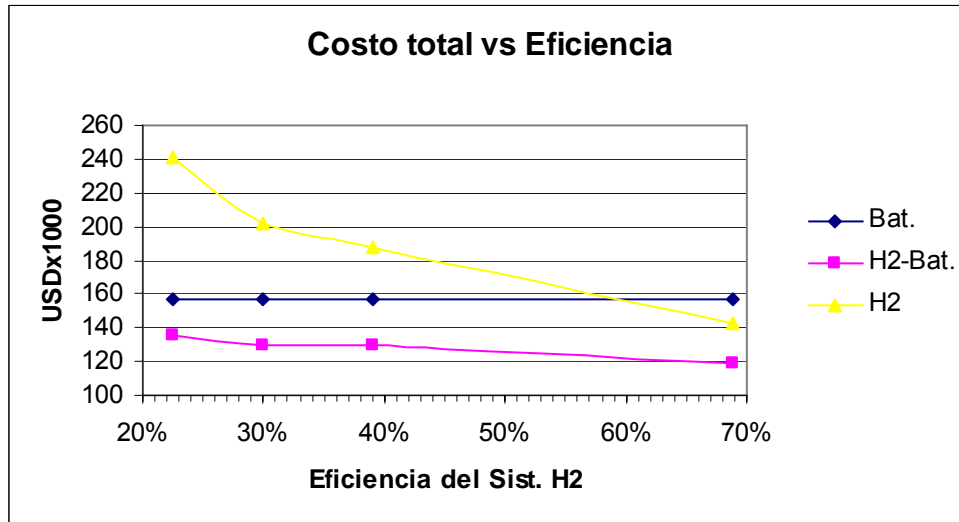


Fig. 4.32 Costo total en función de la variación de la eficiencia del sistema de hidrógeno.

En la figura 4.32 se observa una variación en el costo total del proyecto de sistema de almacenamiento de hidrógeno de 0.59 veces su valor superior. Para el caso del sistema híbrido la variación del costo total es inferior a la del sistema de hidrógeno lo cual es lógico al tener menor uso del almacenamiento del hidrógeno. El costo total del sistema de hidrógeno es muy superior al del híbrido y banco de baterías, mientras que el sistema híbrido obtiene costos totales inferiores a los del banco de baterías.

Costos de la Energía Producida

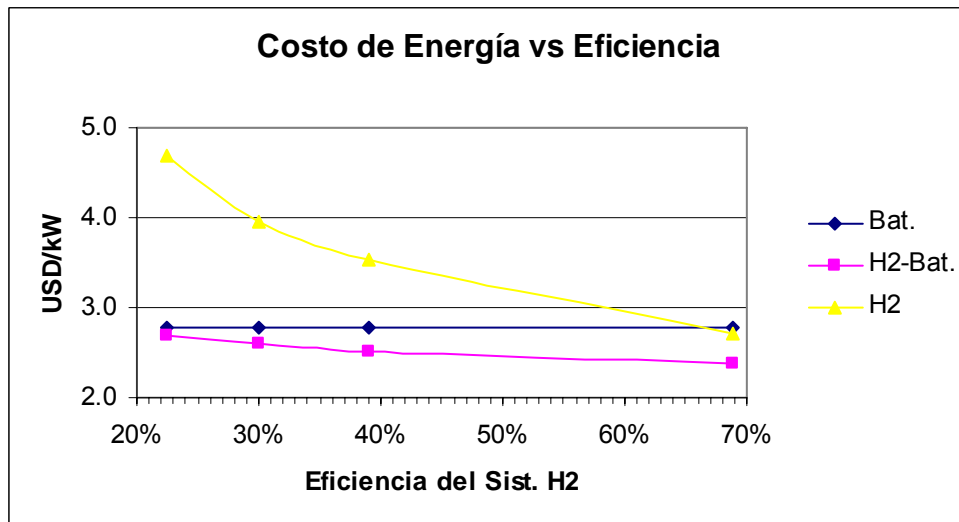


Fig. 4.33 Costos de la energía producida en función de la variación de la eficiencia del sistema de hidrógeno.

Como se observa en la figura 4.33 para el caso del sistema de almacenamiento de hidrógeno la variación máxima de los costos de la energía producida es 0.58 veces su valor máximo, también se observan variaciones de los costos de la energía producida en el sistema híbrido siendo ligeramente inferior, el costo de la energía producida en el sistema de hidrógeno es

superior a los demás, mientras que los costos de la energía producida del sistema híbrido son inferiores a los del banco de baterías.

4.5.3.3 Estudio del comportamiento energético de los componentes

El objetivo de esta sección es determinar el comportamiento energético de los componentes de un SAE eólico con almacenamiento de hidrógeno. Para una mejor comprensión el estudio se realizó mediante una comparación en cuanto a parámetros energéticos de cada componente de SAEs eólicos con diferentes sistemas de almacenamiento de energía (hidrógeno, baterías y baterías hidrógeno). Para esta simulación se utilizaron los valores típicos de costos de cada componente señalado en la tabla 4.8. Luego se realizó un estudio de optimización cuyos resultados aparecen en la tabla 4.11. El esquema utilizado es el de la figura 4.18.

- **Optimización del sistema**

Tabla 4.11 Resultados del estudio de optimización

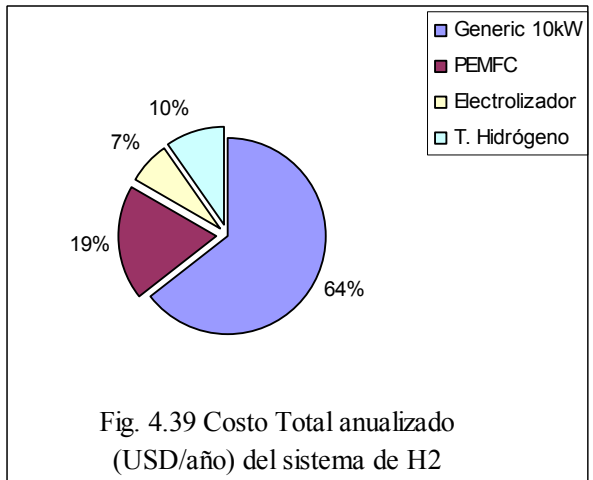
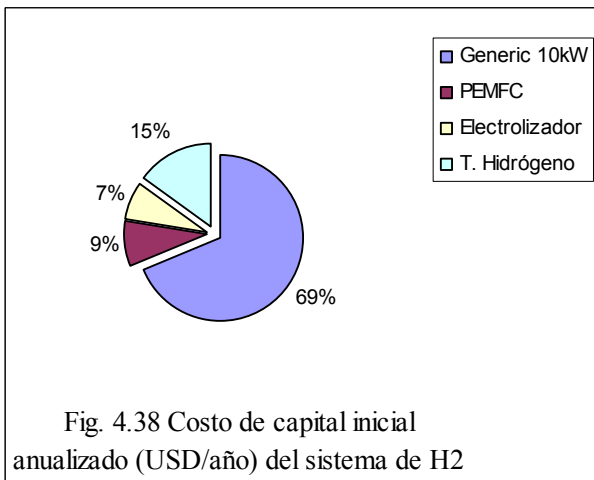
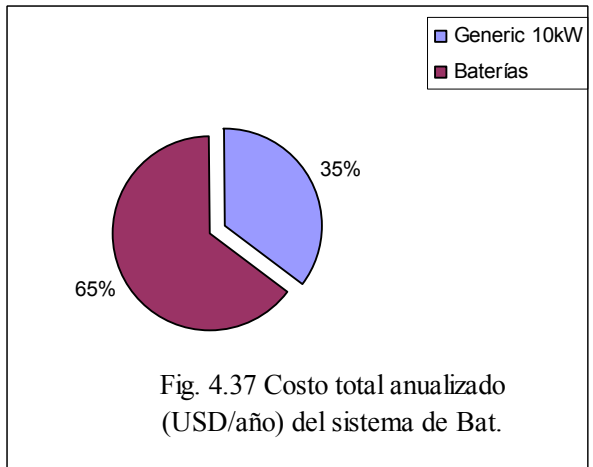
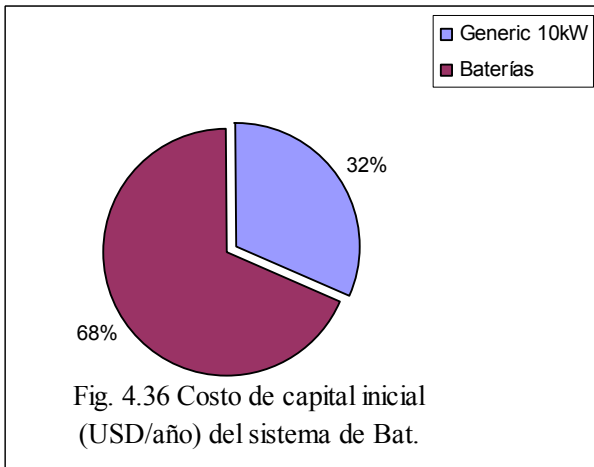
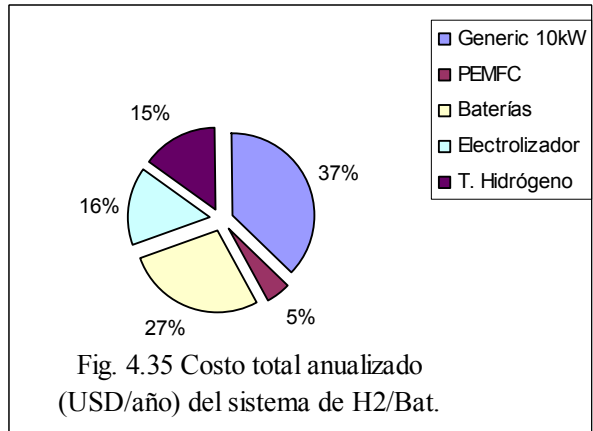
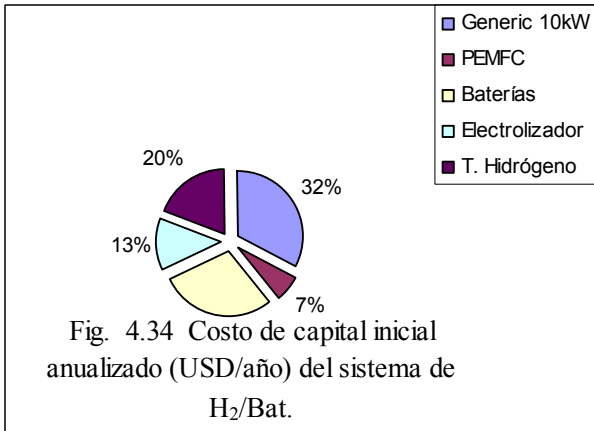
Sist.	Aerog.	FC (kW)	Bat.	Elect. (kW)	Tanq. H ₂ (kg)	Capital Inicial (USD)	Costo Total (USD)	Costo Elect. (\$/kWh)	FC (hrs)
Bat- H ₂	1	2	24	3	10	98,876	117,990	2.376	677
Bat.	1		60			100,240	125,455	2.344	
H ₂	2	3		5	10	111,300	170,494	3.366	7,39

La tabla 4.11 muestra la cantidad de componentes, los costos fundamentales y las horas de trabajo de la celda de combustible de los tres tipos de sistemas que resultaron con menor costo total del proyecto que fue el parámetro utilizado como condición de optimización. El sistema híbrido fue el sistema de menor costo total. La gran diferencia en el costo total entre el sistema de hidrógeno y el híbrido se debe al reemplazamiento de la celda de combustible al tener que trabajar 7392 horas por años; esto implica que tenga que ser reemplazada 5 veces en los 25 años de vida útil del proyecto.

Costos por componentes del sistema

Se presenta un análisis del comportamiento del costo capital y total anualizado por componente de los tres sistemas estudiados.

1. Sistema de almacenamiento híbrido (H₂/Bat.)
2. Sistema de almacenamiento de banco de baterías (Bat.)
3. Sistema de almacenamiento de hidrógeno (H₂)



Como puede observarse en las figuras 4.34 y 4.35, los componentes de mayor influencia en los costos en los sistemas eólicos con almacenamiento híbridos (H₂/Bat.) son los aerogeneradores seguidos por el banco de baterías, el electrolizador, tanque de hidrógeno y celda de combustible.

En los sistemas eólicos con almacenamiento de banco de baterías (Fig 4.36 y 4.37) la mayor influencia la tiene el banco de baterías seguido del aerogenerador.

En los sistemas eólicos con almacenamiento de hidrógeno (Fig. 4.38 y 4.39) la mayor influencia la tiene el aerogenerador seguido por la celda de combustible, el tanque de hidrógeno y el electrolizador.

Resulta interesante como el papel de la celda de combustible, electrolizador y tanque de hidrógeno varía en cuanto a costo desde un sistema de almacenamiento híbrido a uno de hidrógeno (ver figuras 4.34 hasta 4.39). Estas variaciones se deben a las diferencias sustanciales que existen entre ambos sistemas debido a que en el sistema de almacenamiento híbrido el sistema de hidrógeno constituye un sistema de almacenamiento secundario en cuanto a prioridad de entrega y carga de energía con respecto al banco de baterías que constituye el sistema de almacenamiento primario, esto justifica que el electrolizador y el tanque de hidrógeno tengan costos superiores a la celda de combustible debido a la necesidad de estos sistemas de almacenar energía sobrante que normalmente son grandes potencias en pequeños intervalos de tiempo. En el sistema de almacenamiento de hidrógeno el mayor costo lo aporta la celda de combustible seguido del tanque de hidrógeno y luego el electrolizador, esto es debido a que toda la energía que no es consumida por la carga es aportada directamente al sistema de almacenamiento de hidrógeno como único sistema disponible, esto hace que se disponga de energía por grandes intervalos de tiempo, por lo que el tamaño del electrolizador se reduce sustancialmente.

Producción de energía

La tabla 4.12 presenta los resultados de la producción de energía eléctrica por generadores de los tres sistemas estudiados. El sistema de hidrógeno debido a su baja eficiencia necesita más producción de energía para abastecer la demanda de la carga.

Tabla 4.12 Producción de Energía Eléctrica Anual.

Componente	Bat/H ₂		Bat.		H ₂	
	Producción (kWh/año)	Fracción	Producción (kWh/año)	Fracción	Producción (kWh/año)	Fracción
Aerog.	7,430	91%	7,430	100%	14,861	89%
PEMFC	697	9%			1,866	11%
Total	8,128	100%	7,430	100%	16,727	100%

Consumo de energía

En la tabla 4.12 se presenta el consumo de energía anual de la carga y el electrolizador. La diferencia entre el consumo de las cargas de los tres sistemas es debido a que no se abastece igual las cargas en cada sistema, destacándose que el sistema de Bat/H₂ es el que menos cubre la carga del sistema aunque en todos los casos se encuentran en el intervalo de diseño.

Tabla 4.13 Consumo de energía eléctrica anual

Carga	Bat/H ₂		Bat.		H ₂	
	Consumo (kWh/año)	Fracción	Consumo (kWh/año)	Fracción	Consumo (kWh/año)	Fracción
Carga DC	3,885	61%	4,187	100%	3,962	40%
Electrolizador.	2,486	39%			5,948	60%
Total	6,371	100%	4,187	100%	9,911	100%

Exceso de electricidad

Los SAEs eólicos, debido a la intermitencia del suministro de energía en cierto momento producen energía que no se consume ni se almacena. Como se observa en la tabla 4.14 el sistema de H₂ es el que más exceso de energía produce y el Bat/H₂ es el que menos exceso produce. Sin embargo el que menos carga sin cubrir presenta es el sistema de baterías.

Tabla 4.14 Exceso de electricidad

Variable	Bat/H ₂	Bat.	H ₂	Unidades
Exceso de electricidad	1,596	2,989	6,816	kWh/año
Carga sin cubrir	743	441	666	kWh/año
Escasez de Almacén	930	558	896	kWh/año

Producción del aerogenerador

La tabla 4.15 muestra los principales parámetros de salida del aerogenerador, véase que el sistema de hidrógeno necesita el doble de producción de energía que los otros dos sistemas. El factor de capacidad es bajo debido a la poca adecuación de la curva de potencia del aerogenerador empleado a las condiciones eólicas del sitio. Esto nos dice que estos sistemas pudieron tener menor costo y mejor producción de energía con una selección más adecuada del aerogenerador.

Tabla 4.15 Producción del aerogenerador Generico10kW

Variable	Bat/h ₂	Bat.	H ₂	Unidades
Capacidad total	10.0	10.0	20.0	kW
Salida media	0.848	0.848	1.70	kW
Salda máxima	8.90	8.90	17.8	kW
Penetración Eólica	161	161	321	%
Factor de capacidad	8.48	8.48	8.48	%
Horas de operación	6,151	6,151	6,151	h/año

Producción de la celda de combustible

La celda de combustible es un segundo generador de energía dentro del sistema que depende a la vez de la energía generada por el aerogenerador y el hidrógeno producido por el electrolizador. Como se observa en la tabla 4.16 los sistemas de H₂ hacen un uso grande de la celda de combustible de manera que tienen que ser reemplazadas en varias ocasiones durante la vida del proyecto, sin embargo en los sistemas Bat/H₂ la celda de combustible es solo usada

en los momentos en que las baterías no pueden asumir la demanda de energía de la carga, por lo que su tiempo de operación se reduce considerablemente y no se necesita reemplazarlas durante la vida del proyecto.

Tabla 4.16 Producción de la celda de combustible (PEMFC)

Variable	Bat/H₂	H₂	Unidades
Horas de operación:	677	7,392	hr/año
Número de arranques	149	47	arra/año
Vida operacional	59.1	5.41	año
Salida media	1.03	0.252	kW
Salida mínima	0.00439	0.00191	kW
Salida máxima	2.00	3.00	kW
Consumo de H ₂ por año	38.4	103	l/año
Consumo específico de H ₂	0.055	0.055	l/kWh
Eficiencia eléctrica media	54.5	54.5	%

Producción del banco de baterías

Como se observa en la tabla 4.16 el banco de baterías del sistema de Bat/H₂ es más pequeño (24 vasos) que el del sistema de Bat. (60 vasos), por lo que su autonomía es menor y su entrega de energía también.

Tabla 4.17 Banco de baterías

Variable	Bat/H₂	Bat.	Unidades
Energía Entregada	1,631	2,709	kWh/año
Vida útil	20.0	20.0	año
Autonomía	127	318	h

Tanque de hidrógeno

La tabla 4.18 presenta la producción de hidrógeno que es almacenada en el tanque durante un año de operación en ambos sistemas, así como la cantidad de hidrógeno que consume la celda de combustible y la autonomía del sistema de almacenamiento en dicho período de tiempo.

Tabla 4.18 Tanque de hidrógeno

Variable	Bat/H₂	H₂	Unidades
Producción de Hidrógeno	44	106	kg/año
Consumo de hidrógeno	38.4	103	kg/año
Autonomía	631	631	h

La figura 4.40 muestra el histograma de frecuencia de los tanques de hidrógeno de ambos sistemas. Se observa que el tanque del sistema Bat/H₂ tiene menor disponibilidad de hidrógeno que el de H₂, o lo que es lo mismo pasa mayor parte del tiempo cargado con muy poco hidrógeno.

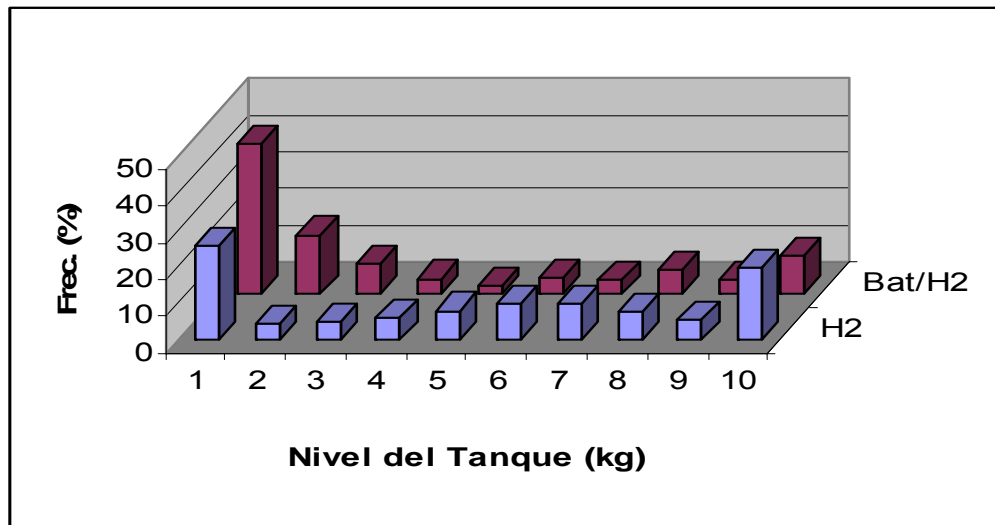


Fig. 4.40 Histograma de frecuencias del estado de carga del tanque de hidrógeno

4.5.3.4 Transitorios energéticos de los principales momentos del sistema

Para el siguiente estudio se han considerado como momentos transitorios importantes del sistema los siguientes:

Para los sistemas híbridos:

1. Momento de carga de las baterías
2. Momento de carga del sistema de hidrógeno
3. Momento de entrega de energía de las baterías
4. Momento de entrega de energía del sistema de hidrógeno
5. Transitorios de los principales componentes del sistema

Para el sistema de hidrógeno:

1. Momento de carga del sistema de hidrógeno
2. Momento de entrega de energía del sistema de hidrógeno
3. Transitorios de los principales componentes del sistema

El funcionamiento de los SAEs eólicos con almacenamiento de hidrógeno e híbrido Bat/H₂ tienen necesariamente que utilizar una estrategia de control general que garantice que la energía que se produce en los aerogeneradores sea distribuida con un orden de prioridad hacia los diferentes consumidores de energía del sistema, con el objetivo de dirigir la energía hacia la carga por el camino más eficiente y menos costoso. Las prioridades de entrega de energía por parte del aerogenerador son:

1. Carga
2. Baterías
3. Electrolizador

De igual forma la energía almacenada no podrá circular de un sistema de almacenamiento a otro.

Transitorios energéticos de los principales momentos del sistema Híbrido (Bat/H)

Conocer los procesos transitorios ocurridos en los sistemas de almacenamiento es muy importante pues estos determinan la operación del sistema.

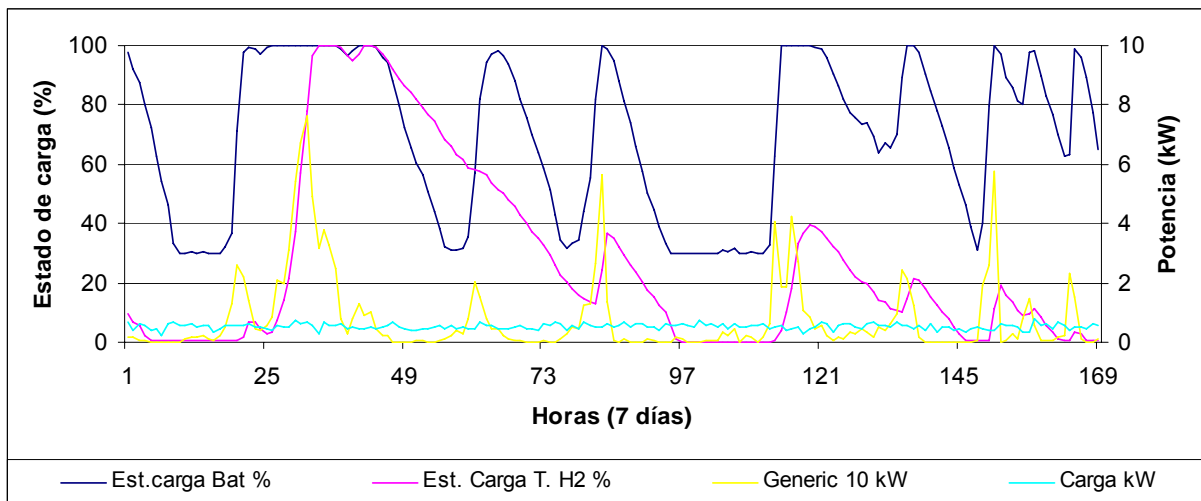


Fig. 4.41 Comportamiento del banco de baterías, el tanque de hidrógeno, la carga y la energía producida.

La figura 4.41 muestra el comportamiento de los dos sistemas de almacenamiento del sistema Bat/H₂. Como puede observarse el tanque de H₂ permanece más tiempo descargado que el banco de baterías, lo cual es lógico pues la energía entregada por el sistema de H₂ es más cara que la entregada por el banco de baterías por lo que la prioridad de carga la tiene el banco de baterías. Véase que siempre que el tanque de H₂ se encuentra a plena capacidad también lo está el banco de baterías. También es importante notar que en el momento de la carga, el banco de baterías es cargado primero que el tanque de hidrógeno y en la descarga ambos entregan energía pues la energía de ambos es más barata que la de ellos por separado.

La figura 4.42 muestra el comportamiento de ambos sistemas de almacenamiento durante un año con datos de medias mensuales, donde se observa el déficit de energía de los meses intermedios del año y que los valores medios mensuales del banco de baterías son mayores que los del sistema de almacenamiento de hidrógeno excepto en los meses de mayor potencial eólico (diciembre y febrero). Nótese que en el mes de enero el tanque de hidrógeno está afectado por ser el primer mes de simulación donde se le asignó carga inicial al tanque de hidrógeno de 10 % debido a que es un mes de mucho viento.

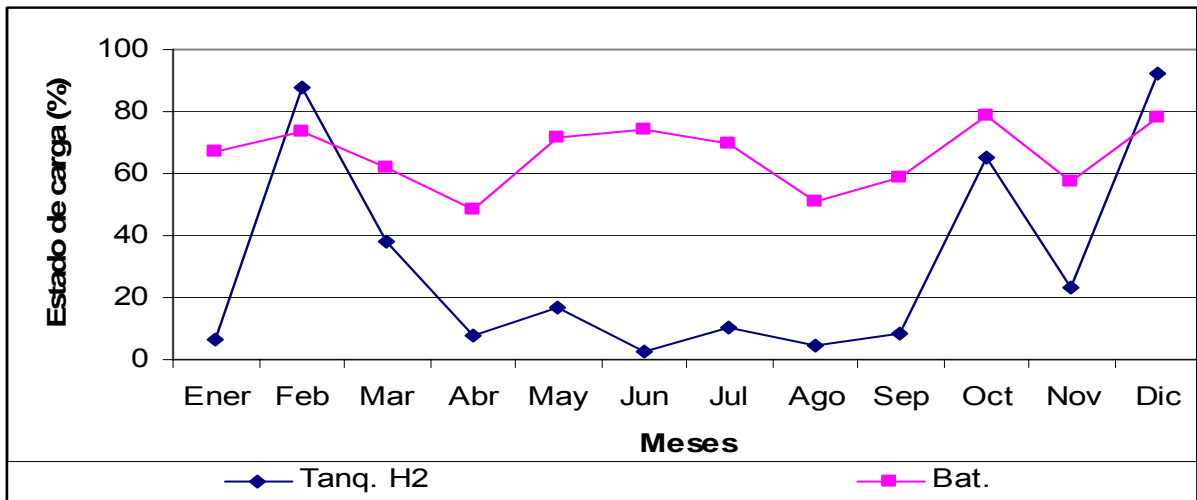


Fig. 4.42 Estado de carga del banco de baterías y el tanque de hidrógeno con media mensual.

La figura 4.43 muestra algunos de los momentos transitorios del SAE eólico con almacenamiento híbrido. Se escogió un intervalo de tiempo del año donde ocurrieran el mayor número de procesos transitorios posibles con el fin de mostrar una idea clara de su comportamiento energético. Observe que en este período de evaluación, casi toda la energía que no es consumida por la carga es absorbida por el electrolizador y transformada en hidrógeno, la celda de combustible funciona muy poco tiempo mientras que el banco de baterías está todo el tiempo interactuando con el sistema y en dos ocasiones hay déficit de electricidad en la carga. Esta gráfica da una idea de la complejidad en funcionamiento de este tipo de sistemas, el cual se complica cuando tienen más de una fuente de energía.

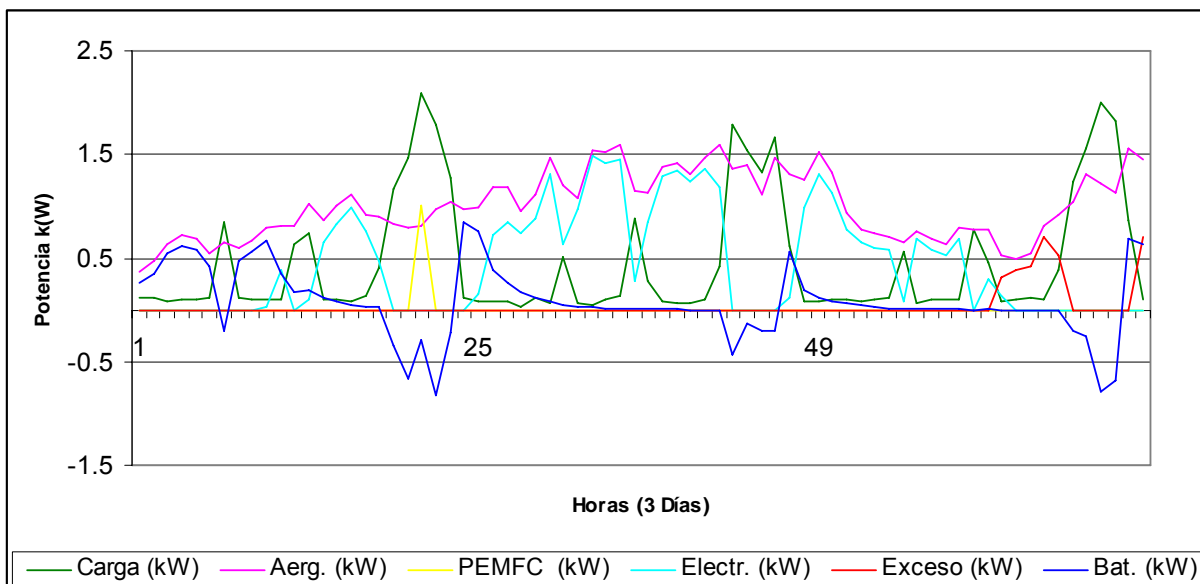


Fig. 4.43 Transitorios de los principales componentes del sistema Bat/H₂ para momento crítico

Transitorios en el sistema de H₂

La figura 4.44 muestra el proceso de carga del tanque de hidrógeno y la influencia del electrolizador y la producción de energía por parte del aerogenerador en este, nótese como en los momentos de funcionamiento de la celda de combustible descrece la carga del tanque de hidrógeno.

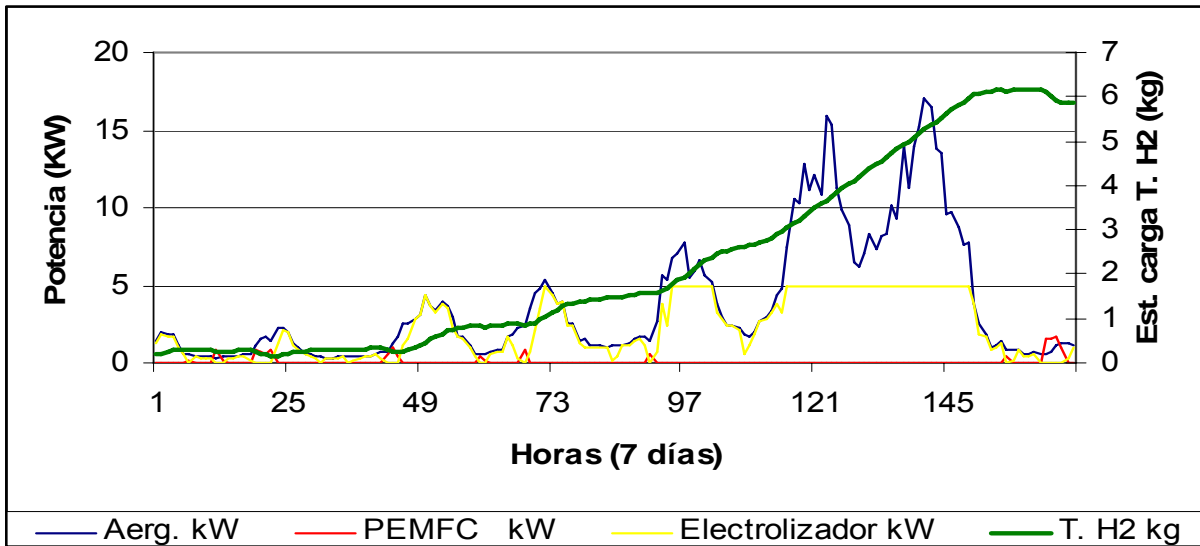


Fig. 4.44 Proceso de carga del tanque de hidrógeno.

La figura 4.45 muestra los principales procesos transitorios ocurridos en el SAE eólico de H₂, en este caso se muestra la interrelación en el tiempo del aerogenerador, la carga, el banco de baterías, el electrolizador, la celda de combustible y el exceso de energía. En este período de tiempo la celda de combustible funciona solo en una ocasión cuando la producción de energía del aerogenerador es insuficiente para abastecer la carga; es importante notar como constantemente se observan excesos de energía en el sistema que implica energía dejada de producir y por tanto ineficiencias.

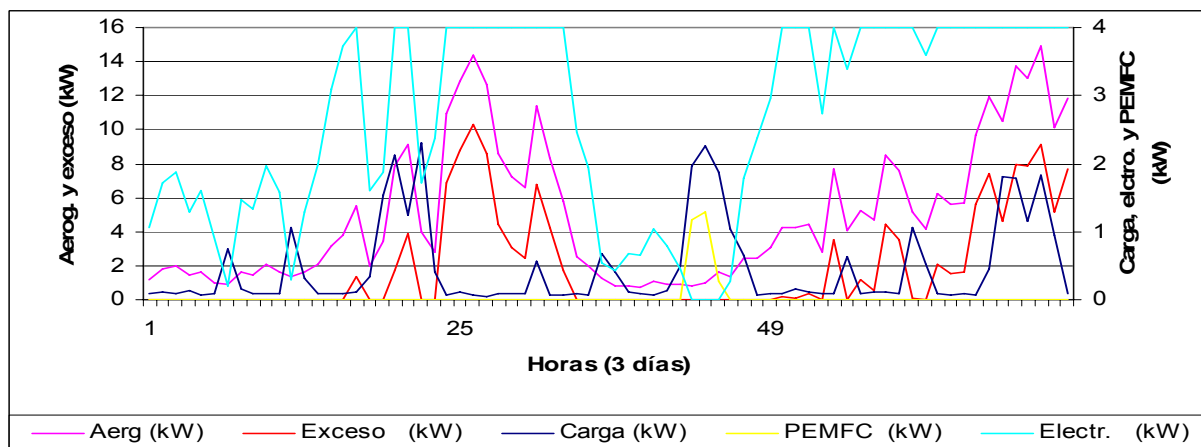


Fig. 4.45 Transitorios de los principales componentes del sistema H₂

Análisis de eficiencia

La figura 4.46 muestra el comportamiento de la eficiencia de los SAEs estudiados, definida como la relación entre la energía entregada por el sistema y la energía contenida en el viento para un área igual a la del rotor de los aerogeneradores.

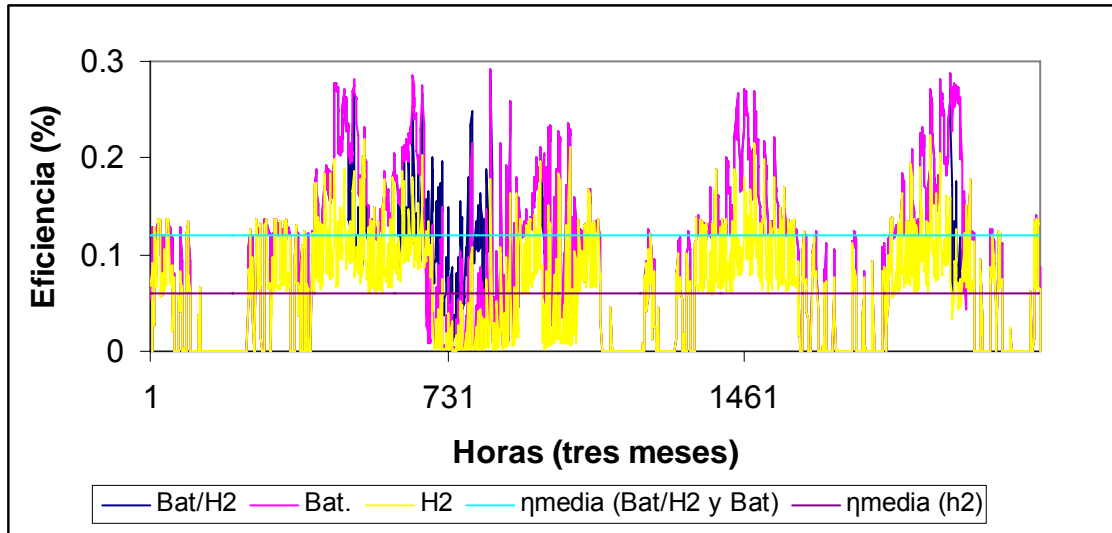


Fig. 4.46 Comportamiento de la eficiencia por sistemas

Como se observa, los SAEs eólicos se caracterizan por tener una eficiencia muy baja y variable en el tiempo, esto es debido a la inestabilidad del viento como fuente de energía, de la carga como consumidor de esta energía y la incapacidad del sistema de almacenamiento de almacenar toda la energía que es posible generar y que no es demandada por la carga. El SAE con sistema de almacenamiento híbrido tiene eficiencias comparables con el de almacenamiento de banco de baterías, siendo iguales su eficiencia media anual (12 %) lo que nos muestra que se pueden obtener eficiencias comparables entre ambos sistemas con un correcto diseño y selección de los componentes utilizados. La eficiencia del SAE de hidrógeno es del 6 %, lo cual es lógico pues necesita un aerogenerador más para abastecer la misma carga que los otros dos SAEs.

CONCLUSIONES

Se realizó una caracterización desde el punto de vista económico y energético de los sistemas eólicos autónomos con almacenamiento de hidrógeno. Se definieron y describieron los diferentes tipos de sistemas autónomos de energía y sus componentes. Se expuso una panorámica general sobre los principales recursos energéticos naturales, que permite ubicarnos en qué parte de las energías renovables nos encontramos trabajando. Se hizo una introducción de los principales componentes que intervienen en el proceso de producción, almacenamiento y uso del hidrógeno, por ser la parte más novedosa de los sistemas actuales, y finalmente se brindó una panorámica general de los principales principios y procesos que ocurren en cada componente de los SAEs Eólicos con Almacenamiento de Hidrógeno.

Se describieron detalladamente los modelos de los componentes más empleados en la simulación de los SAEs eólicos con almacenamiento de hidrógeno encontrados en la literatura. Los modelos se basan principalmente en principios eléctricos, electroquímicos, termodinámicos y de transferencia de calor. También se utilizan relaciones empíricas, particularmente para las características corriente-voltaje. El aerogenerador, el electrolizador, las celdas de la batería de plomo ácido y la celda de combustible son los más detallados entre los modelos principales. También se presentan los modelos para el adaptador de potencia, el banco de baterías, el tanque de hidrógeno, el hidruro metálico y el generador diesel, así como modelos de tipo económico.

Se compararon desde el punto de vista económico los SAEs eólicos con almacenamiento de hidrógeno con otros similares, demostrándose que la variante de sistema híbrido eólico-fotovoltaico con sistema de almacenamiento Bat./H₂ es la más económica para velocidades medias de viento superiores a 3.8 m/s, aún cuando no se cuenta con el comportamiento más favorable de los patrones de radiación solar y energía eólica en el sitio de estudio, ya que los meses de menor radiación solar coinciden con los de menor potencial eólico. El costo de la celda de combustible no influyó significativamente en el resultado del estudio de sensibilidad.

Se determinó que los sistemas de almacenamiento de hidrógeno no son la mejor opción cuando se utilizan sistemas diesel, debido a que encarecen la energía producida por sus altos costos capitales. Es posible mejorar los costos de la energía producida en los actuales sistemas híbridos eólicos-fotovoltaicos mediante la utilización de sistemas de almacenamiento combinado hidrógeno-baterías. En todos los casos de sistemas eólicos-fotovoltaicos fueron más rentables la combinación de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno y baterías que cualquiera de las dos opciones por separado, demostrándose que se pueden obtener sistemas más óptimos a partir de las combinaciones de fuentes energéticas disponibles y de los sistemas de almacenamiento. Se determinó la influencia de la velocidad media anual del viento del sitio y del costo capital de la celda de combustible en el costo de la energía producida, demostrándose que existen influencias importantes de estas variables en el costo de la energía producida, que debe tenerse en cuenta a la hora de elegir la tecnología a emplear en el diseño de un SAE.

Se determinó que el uso de baterías de plomo ácido como sistema de almacenamiento para el caso de estudio, está limitado por el tamaño en potencia del SAEs, por lo que es necesario el desarrollo de otros sistemas de almacenamiento si se quiere prescindir del uso de generadores diesel en sistemas grandes, lo cual demuestra que en estos casos las tecnologías de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno pueden ser factibles, tanto por la limitación en capacidad de los actuales bancos de baterías como por las ventajas ecológicas del hidrógeno.

Los costos de los componentes fundamentales de los SAEs eólicos tienen una influencia importante en los costos principales del sistema, demostrándose que en los sistemas eólicos autónomos medios y pequeños, los sistemas de almacenamiento de hidrógeno pueden ser viables desde el punto de vista económico haciendo una correcta selección de los componentes del sistema, aún con los costos capitales actuales.

Los sistemas de almacenamiento híbridos Bat/H₂ pueden ser una solución temporal, que ayude a la reducción del uso de las baterías mientras las celdas de combustibles alcancen costos capitales competitivos, ya que en cualquiera de los casos es más económico utilizar un sistema híbrido de almacenamiento que un banco de baterías solamente.

El capital inicial de los sistemas de hidrógeno puede ser inferior al de los bancos de baterías con una correcta selección de los componentes del sistema. Los aerogeneradores son los componentes que tienen el mayor aporte al costo del sistema, seguidos de los componentes del sistema de almacenamiento de hidrógeno (celda de combustible, electrolizador y tanque de hidrógeno), por lo que constituyen los elementos de mayor cuidado a la hora del diseño y selección de los componentes del SAE.

La eficiencia del sistema de almacenamiento de hidrógeno tiene una influencia apreciable en los costos principales de los SAEs eólicos, de aquí la necesidad de aumentar la misma y reducir al máximo los costos de fabricación.

Mediante la comparación de los diferentes sistemas de almacenamiento (baterías e híbridos Bat/H₂) con el sistema de hidrógeno en cuanto a comportamiento energético, se determinó que el sistema híbrido Bat/H₂ es el sistema más económico, seguido por el de baterías y luego el de hidrógeno. El sistema más eficiente resultó el de banco de baterías seguido del sistema híbrido y luego el de hidrógeno. El sistema que más exceso de electricidad produjo fue el de hidrógeno seguido del de baterías y luego el híbrido. El sistema de mayor autonomía fue el híbrido seguido del de hidrógeno y luego el banco de baterías. El sistema híbrido y el de banco de baterías resultaron los de menor cantidad de reemplazos de componentes, seguidos por el de hidrógeno. Este análisis demuestra las ventajas que proporciona el uso de los sistemas híbridos aún con los costos actuales de los componentes de hidrógeno.

Mediante un estudio de los principales procesos transitorios ocurridos en los tres tipos de SAEs eólicos, se pudo comprobar que los procesos transitorios estudiados obedecen a la estrategia de control seleccionada y están acorde con la lógica de funcionamiento de los sistemas estudiados, por lo que se puede afirmar la funcionalidad de los modelos y las simulaciones realizadas en este trabajo.

Con una correcta selección de los componentes la eficiencia de los SAEs eólicos con almacenamiento híbrido Bat/H₂ puede ser comparable con la de los SAEs que utilizan bancos de baterías.

RECOMENDACIONES

El estudio realizado pudo haber sido mucho más abarcador y fue limitado por el tiempo disponible para la ejecución del trabajo. Sería de mucho interés continuar este estudio en las siguientes direcciones:

- 1** Determinar la influencia de los siguientes parámetros en los costos y configuración de los SAEs:
 - Forma de la carga.
 - Características del recurso energético.
 - Variación de los costos capitales de todos los componentes del SAE.
- 2** Determinar la influencia de las características energéticas de los componentes en los resultados energéticos y costos de los SAEs.
- 3** Realizar estudios con componentes novedosos como son:
 - Baterías avanzadas.
 - Almacenamiento con hidruros metálicos.
- 4** Realizar estudios comparativos y de factibilidad con otros tipos de sistemas como son:
 - Micro y mini hidroeléctrica
 - Sistemas de biomasas
 - Otros

REFERENCIAS

A. Bilodeau and K. Agbossou. (2006). Control analysis of renewable energy system with hydrogen storage for residential applications. *Journal of Power Sources*, Volume 162, Issue 2, 22 November 2006, Pages 757-764.

Anand N. K., Appleby A. J., Dhar H. P., Ferreira A. C., Kim J., Mukerjee S., Nandi A., Parthasarathy A., Rho Y. W., Somasandaran S., Srinivasan S., Velev O. A., and Wakizoe M. (1994) Recent progress in proton exchange membrane fuel cells at Texas A&M University. In *Proceedings of the 10th World Hydrogen Energy Conference*, Block D. L. and Veziroglu T. N.(Eds), pp. 1669–1679, June 20–24, Cocoa Beach, Florida.

Andreas Poullikkas. (2006). Implementation of distributed generation technologies in isolated power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Received 16 January 2006; accepted 18 January 2006. Available online 9 March 2006. Volume 11, Issue 1 , January 2007, Pages 30-56.

Asbjørnsen O. A. (1992) *Systems Engineering Principle and Practices*. SKARPODD Co., Arnold, Maryland.

BCC. (1997) *Large and Advanced Battery Technology Markets*. Report GB–197. Business Communications Company, Inc., Norwalk, Connecticut.

Berndt D. (1997) *Maintenance-Free Batteries: Lead-acid, Nickel/Cadmium, Nickel/Metal Hydride—A Handbook of Battery Technology*. 2nd edn. Research Studies Press Ltd., Somerset, UK.

Brocke W. A., Ritzenhoff P., and Barthels H. (1996) Systematic design of the PHOEBUS Jülich energy management system. In *Proceedings of the 11th World Hydrogen Energy Conference*, Veziroglu T. N., Winter C.-J., Baselt J. P., and Kreysa G (Eds), pp.1191–1196 (Vol. 2), June 23–28, Stuttgart, Germany.

Butler P. (1997) Battery storage for supplementing renewable energy systems. In *Renewable Energy Technology Characterizations*, Galdo J. F. and DeMeo E. A. (Project managers), Electrical Power Research Institute, Inc., Palo Alto, California.

C.-C. Lin, W.-B. Lin, and K.-K. Chen. (2006). A Study on Integration Hybrid Wind/PV/Battery Renewable Energy Generation System, (Taiwan). (526) *Energy and Power Systems - 2006*

California Energy Commission (2006) (<http://www.energy.ca.gov/distgen/>)

Carpentis C. (1988) Storage, transport and distribution of hydrogen. In *Hydrogen as an energy carrier—Technologies, Systems, Economy*, Winter C.-J. and Nitsch J. (Eds), pp. 249–289. Springer-Verlag, London.

Chamberlin C. E., Kim J., Lee S.-M., and Srinivasan S. (1995) Modeling of proton exchange membrane fuel cell performance with an empirical equation. *J. Electrochem. Soc.*, 142 (8), 2670–2674.

Chaurey A. and Deambi S. (1992) Battery storage for PV power systems: an overview. *Renewable Energy*. 2 (3), 227–235.

Contreras A. and Posso F.(2005). Modelling and simulation of the production of hydrogen from hydroelectricity in Venezuela. International Hydrogen Energy Congress, Istanbul, Turkey, July 2005.

D.B. Nelson, M.H. Nehrir, C. Wang. (2005). Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems. Electrical & Computer Engineering Department, Montana State University, Bozeman, MT 59717, USA. Received 8 January 2005; accepted 8 August 2005. Available online 20 October 2005.

Del Toro V. (1986) *Electrical Engineering Fundamentals*, 2nd edn. Prentice Hall International (UK) Limited, London.

Divisek J. (1990) Water electrolysis in low- and medium temperature regime. In *Electrochemical Hydrogen Technologies—Electrochemical Production and Combustion of Hydrogen*, Wendt H. (Ed), pp. 137–212, Elsevier Science Publishing Co., Inc., Oxford.

E.I. Zoulias, N. Lymberopoulos. (2006). Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems. Centre for Renewable Energy Sources (CRES), 19th km Marathon Avenue, GR 19009 Pikermi, Greece. Received 7 March 2005; accepted 9 February 2006. Available online 29 March 2006. *Renewable Energy* 32 (2007) 680–696.

Emmanuel Kasseris, Zissis Samaras and Dimitrios Zafeiris. (2006). Optimization of a wind power fuel-cell hybrid system in an autonomous electrical network environment. *Renewable Energy*, Volume 32, Issue 1, January 2007, Pages 57-79.

Fuel Cell Handbook (2000) (Fifth Edition) - EG&G Services; Parsons, Inc.; and Science Applications International Corporation (SAIC); developed for the National Energy Technology Laboratory, Office of Fossil Energy, U.S. Department of Energy, October 2000.

Fukai Y. (1993) *The Metal-Hydrogen Systems: Basic Bulk Properties*. Springer-Verlag, Berlin.

Ginn J. W., Bonn R. H., and Sittler G. (1997) Inverter testing at Sandia National Laboratories. In *Proceedings of the 14th NREL/SNL Photovoltaic Program Review Meeting*, 394 (1), pp. 335–345, November 18-22, 1996, Lakewood, Colorado, AIP Press, New York.

Green M. A., Emery K, Bücher K, King D. L., and Igari S (Eds) (1997) Solar cell efficiency tables (version 9). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 5, 51–54.

Hagström M. T., Lund P. D., and Vanhanen J. P. (1995) Metal hydride hydrogen storage for near-ambient temperature and atmospheric applications, a PDSC study. *Int. J. Hydrogen Energy* 20 (11), 897–909.

Harvey A. (1995) Renewable energy technologies in developing countries. In *The World directory of Renewable Energy Suppliers and Services 1995*, Cross B. (Ed), pp. 23–25. James & James Science Publishers Ltd., London.

Havre K., Gaudernack B., Alm L. K., Nygaard T. A. (1993) Stand-Alone Power Systems based on renewable energy sources. Report no. IFE/KR/F-93/141, Institute for Energy Technology, Kjeller, Norway.

Henrik Lund, Neven Duić, Goran Krajacić and Maria da Graça Carvalho. (2006). Two energy system analysis models: A comparison of methodologies and results • *Energy*, In Press, Corrected Proof, Available online 14 December 2006.

Hug W., Divisek J., Mergel J., Seeger W., and Steeb H. (1992) Highly efficient advanced alkaline electrolyzer for solar operation. *Int. J. Hydrogen Energy*, **17** (9), 699–705.

Hund T. (1997) Battery testing for photovoltaic applications. In *Proceedings of the 14th NREL/SNL Photovoltaic Program Review Meeting*, 394 (1), pp. 379–393, November 18-22, 1996, Lakewood, Colorado, AIP Press, New York.

Hyman E., Spindler W. C., and Fatula J. F. (1986) Phenomenological discharge voltage model for lead-acid batteries. In *Proceedings of AIChE Meeting—Mathematical Modeling of Batteries*. November 1986.

Incropera F. P. and DeWitt D. P. (1990) *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*. 3rd edn. John Wiley & Sons, New York.

IPCC (1995) *Climate Change 1995: The Science of Climate Change Contribution of Working Group I to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, New York.

Jaramillo O, Borja M (2004) Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico: a bimodal probability distribution case. *Renewable Energy* 29 (2004) 1613–1630.

Jaramillo O, Saldaña R, Miranda U (2004) Wind power potential of Baja California Sur, Mexico. *Renewable Energy* 29(2004) 2087–2100.

Johanna Ivy Levene, Margaret K. Mann, Robert M. Margolis and Anelia Milbrandt. (2006). An analysis of hydrogen production from renewable electricity sources. *Solar Energy*, In Press, Corrected Proof, Available online 13 November 2006.

Raquel S. Garcia and Daniel Weisser. (2006). A wind–diesel system with hydrogen storage: Joint optimisation of design and dispatch. *Renewable Energy*, Volume 31, Issue 14, November 2006, Pages 2296-2320.

Kordesch K. and Simader G. (1996) Fuel Cells and their Applications. VCH Publishers, Inc., Cambridge.

Kordesch K. and Simader G. (1996) Fuel Cells and their Applications. VCH Publishers, Inc., Cambridge.

Lambert, T., Gilman, P. and Lilienthal, P. (2006): Micropower System Modeling With HOMER, Charter 15, Mistaya Engineering Inc and National Renewable Energy Laboratory.

Laukamp H. (1988) Inverter for Photovoltaic systems (in German). User-written TRNSYS source code. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg im Breisgau, Germany.

Ledjeff K., Heinzel A., Peinecke V., and Mahlendorf F. (1994) Development of pressure electrolyzer and fuel cell with polymer electrolyte. *Int. J. Hydrogen Energy*, **19** (5), 453–455.

Lee Jay Fingersh. (2004). Optimization of Utility-Scale Wind-Hydrogen-Battery Systems July 2004 • NREL/CP-500-36117. To be presented at the World Renewable Energy Congress VIII Denver, Colorado August 29–September 3, 2004.

Linden D. (Ed.) (1995) Handbook of Batteries. 2nd edn. McGraw-Hill, Inc., London.

M.J. Khan and M.T. Iqbal. (2004). Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland, *Renewable Energy*. Volume 30, Issue 6, May 2005, Pages 835-854.

Manwell J. F, McGowan J. G., Baring-Gould I., and Stein W. (1995) Recent progress in battery models for hybrid wind power systems. In Proceedings of 1995 AWEA Annual Conference, Palm Springs, California.

Manwell J. F, McGowan JG, Rogers AL (2002) Wind Energy Explained. Theory, Design and Application. Wiley, New York, NY

Manwell J. F. and McGowan J. G. (1993) Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. *Solar Energy*, 50 (5), 399–405.

Manwell J. F. et al. (1996) Hybrid2 : Theory Manual. Renewable Energy Research Laboratory, University of Massachusetts, Amherst, U.S.A.

Mørner S. O. (1995) Seasonal Storage of Solar Energy for Self-Sufficient Buildings with Focus on Hydrogen Systems. Ph.D. thesis. Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.

Nitsch J. and Voigt C. (1988) Design of a future hydrogen energy economy. In Hydrogen as an energy carrier—Technologies, Systems, Economy, Winter C.-J. and Nitsch J. (Eds), pp. 291–267. Springer-Verlag, London.

Ohta T. (1994) *Energy Technology—Sources, Systems, and Frontier Conversion*. Elsevier Science Ltd., Oxford.

Ohta T. (Ed) (1979) *Solar-Hydrogen Energy Systems—An Authoritative Review of Water-Splitting Systems by Solar Beam and Solar Heat, Hydrogen Production, Storage and Utilisation*, Pergamon, Oxford.

Pallabazzer R. (2003), "A method for the prevision of the energy output of windgenerators". Atti del convegno: "CIEMA 03", Santiago de Cuba, 13-17 Novembre 2003

Peschka W. (1988) Hydrogen energy applications engineering. In *Hydrogen as an energy carrier—Technologies, Systems, Economy*, Winter C.-J. and Nitsch J. (Eds), pp. 30–55. Springer-Verlag, London.

Protogeropoulos C., Marshall R. H., and Brinkworth B. J. (1994) Battery state of voltage modelling and an algorithm describing dynamic conditions for long-term storage simulation in a renewable system. *Solar Energy*, 53 (6), 517–527.

Quinlan P.J.(2000) A time-serie wind turbine array simulator. In proceedings of ASES Conference SOLAR 2000, june, Madison, Wisconsin.

Rodolfo Dufo-López, José L. Bernal-Agustín and Javier Contreras. (2006). Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage. *Renewable Energy*. Volume 32, Issue 7 , June 2007, Pages 1102-1126

Rodriguez N. M., Terry R., and Baker K. (1997) Storage of Hydrogen in Layered Nanostructures. United States Patent No. 5,653,951 (August 5, 1997).

Sandstede G. (1989) Moderne elektrolyseverfahren für die wasserstoff-technologie. *Chem. Ing. Tech.* 61, 349–361.

Saupe G. (1993) *Photovoltaic Power Supply System with Lead-Acid Battery Storage: Analysis of the Main Problem, System Improvements, Development of a Simulation Model for a Battery* (in German). Ph.D. Thesis, University of Stuttgart, Germany.

Schöner H. P. (1988) Evaluation of the Electrical Behavior of Lead-Batteries during Discharging and Charging (in German). Ph.D. thesis, Technical University of Aachen, Germany.

Scott D. S. and Häfele W. (1990) The coming hydrogen age: preventing world climatic disruption. *Int. J. Hydrogen Energy* 15, 727–737.

Shepherd C. M. (1965) Design of primary and secondary cells—An equation describing battery discharge. *J. Electroch. Society* **112** (7), 657–664.

Snyman D. B. and Enslin J. H. R. (1993) An experimental evaluation of MPPT converter topologies for PV installations. *Renewable Energy* **3** (8), 841–848.

Snyman D. B. and Enslin J. H. R. (1993) An experimental evaluation of MPPT converter topologies for PV installations. *Renewable Energy* 3 (8), 841–848.

Streeter V. L. and Wylie E. B. (1985) *Fluid Mechanics*. 8th edn. McGraw-Hill Book Co., London.

T. Houstein and V. Karri (2005). Analysis of Component Sizing for a Wind-Hydrogen-Diesel Stand-Alone Power System, (Australia). (465) Energy and Power Systems - 2005

Tilak B. V., Yeo R. S., and Srinivasan S. (1981) Electrochemical energy conversion principles. In *Comprehensive Treatise of Electrochemistry*. Volume 3: Electrochemical Energy Conversion and Storage, Bockris J. O'M., Conway B. E., Yeager E., and White R. E. (Eds), pp. 39–122. Plenum Press, New York.

U.S. Energy Department (2000) *Fuel Cell Handbook* (5th Ed.)

Ulleberg Ø, Pryor T.L. (2002) Optimization of integrated renewable energy hydrogen systems in diesel engine mini-grids. WHEC 2002 - 14th World Hydrogen Energy Conference, Montreal, 9-14 June 2002.

Ulleberg Ø. (1998) Stand- Alone Power Systems for the Future: Operation & Control of Solar-Hydrogen Energy Systems, Norwegian Konttinen P. and Lund P. D. (Eds), Vol. 1, pp. 242–249, June 9–11, Espoo-Otaniemi, Finland.

Ulleberg Ø. and Mørner S. O. (1997) TRNSYS simulation models for solar-hydrogen systems. *Solar Energy* 59 (4–6), 271–279.

Vanhanen J. (1996) On the Performance Improvements of Small-Scale Photovoltaic Hydrogen Energy Systems. Ph.D. thesis. Helsinki University of Technology, Espoo, Finland.

WCED (1987) *Our Common Future*. Oxford University Press, Oxford.

Wendt H. and Plzak H. (1991) Hydrogen production by water electrolysis. *Kerntechnik* 56 (1), 22–28.

Wendt H. and Rohland B. (1991) Electricity generation by fuel cells. *Kerntechnik* 56 (3), 161–166.

WEO (2002). *Energy and Poverty*, Chapter 13 - IEA

Wilk H. and Panhuber C. (1995) Power conditioners for grid interactive PV systems. What is the optimal size: 50 W or 500 kW? In *Proceedings of the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 23–27 October, Nice, France.

Wilson R. E. (1994) Aerodynamic behavior of wind turbines. In *Wind Turbine Technology—Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*, Spera D. A. (Ed), pp. 215–282. ASME Press, New York.

Winter C. J. and Nitsch J. (1989) Hydrogen energy—a ‘sustainable development’ towards a world energy supply system for future decades. *Int. J. Hydrogen Energy* 14, 785–796.

www.hoppecke.com

Zimmerman H. G. and Peterson R. G. (1978) An electrochemical cell equivalent circuit for storage battery/power systems calculations by digital computer. In *Proceedings of the 13th Intersociety Energy Conversion*, pp. 33–38.

Zweibel K. (1990) *Harnessing Solar Power—The Photovoltaic Challenge*. Plenum Press, New York.