



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

**DIMENSIONADO DE SISTEMAS INTEGRADOS DE
ENERGIA EOLICA/HIDROGENO/CELDA DE
COMBUSTIBLES**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

DOCTOR EN INGENIERIA

ENERGÍA – FUENTES RENOVABLES

P R E S E N T A:

M.C. Geovanni Hernández Galvez

TUTOR:

Dr. Sebastián Pathiyamattom Joseph

Temixco, Morelos, México

Julio del 2011





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Aarón Sánchez Juárez

Secretario: Dr. Sebastián Pathiyamattom Joseph

Vocal: Dr. Oliver Probst Oleszewski

1er. Suplente: Dr. Orlando Lastres Danguillecourt

2do. Suplente: Dr. Erasmo Cadenas Calderón

LUGAR DONDE SE REALIZÓ LA TESIS:

Centro de Investigación en Energía, UNAM. Temixco. Morelos.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Sebastián Pathiyamattom Joseph

FIRMA

Dedicatorias

A mis padres: Caridad y José Ramón

Por su guía ejemplar y su excepcional apoyo durante toda mi vida;
por inculcarme humildad y espíritu de sacrificio.

A mis hijos: Lianys, Yosvanis, Nagdia y Marcos

Por ser mis más preciadas fuentes de inspiración y estímulo.
Por su amor y cariño.

A mi esposa: Damianys

Por su amor y apoyo sin igual. Por ser a la vez, madre, esposa y estudiante
de 10 puntos: sus proyectos más preciados.

A mis hermanos y sobrinos

Por acompañarme en los malos y en los buenos momentos,
apoyándose en mi superación personal.

A toda mi familia; a mis amigos en Cuba y México

Porque con su ayuda se hizo más agradable mi vida lejos de mi terruño.

Agradecimientos

Mi proyecto de doctorado se ha desarrollado gracias a la ayuda de muchas personas e instituciones, lo cual me gustaría agradecer una vez conseguido el objetivo de terminar el mismo.

Agradezco a mi tutor, Dr. Sebastián Pathiyamattom Joseph, haber sido un excelente guía y haber recibido de él todo el apoyo necesario, tanto en el orden académico como personal. Le agradezco por haberme recibido en el Laboratorio de Hidrógeno Solar, del CIE-UNAM, no solo para el desarrollo de mi proyecto doctoral, sino también para mis anteriores estancias de investigación.

Le agradezco a mis asesores de tesis: Dr. Orlando Lastres Danguillecourt, Dr. Aarón Sánchez Juárez, Dr. Oliver Probst Oleszewski y Dr. Erasmo Cadenas Calderón, por su apoyo en la elaboración y revisión de mi tesis; por haber aceptado participar como asesores en el desarrollo de este proyecto, realizando críticas y recomendaciones oportunas.

Al Dr. Rodolfo Dufo López, de la Universidad de Zaragoza, España, por sus atinadas observaciones a mi propuesta de investigación.

A mi esposa, M.C. Damianys Almenares López, por su apoyo familiar y su minuciosa revisión a esta tesis. Sus comentarios sirvieron para que esta fuera un producto mejor terminado.

Quiero resaltar, en particular, la ayuda personal y académica del Dr. Orlando Lastres Danguillecourt: compañero y amigo. Sin su apoyo, mi doctorado no hubiese sido más que un sueño. Siempre le agradeceré su incondicionalidad.

También les quiero agradecer a mis amigos Liliana y Hugo, Alina, Joel, Rafael, Elsa y Airel. En diferentes momentos he estado recibiendo de ellos apoyos importantes, sin los cuales hoy tal vez no podría estar escribiendo estos agradecimientos.

Al Dr. Sergio Gamboa, del CIE-UNAM, por su apoyo en la concesión de mi proyecto doctoral; por su apoyo en mis trámites para viajar a México.

A mi compañero y amigo Edgar Andrade Durán, a quién todos cariñosamente llamamos “Tito”, por haberme facilitado un feliz ingreso al territorio mexicano. Le agradezco infinitamente todo su apoyo en mis trámites ante la Embajada de Cuba en México y ante Relaciones Exteriores. Excelente compañero y amigo, siempre dispuesto a brindar su ayuda.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, por su apoyo económico para la realización de este proyecto. Al Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería de la UNAM, por haberme dado la oportunidad de estudiar en una Universidad de tan alto nivel; por su apoyo para mi asistencia a congresos internacionales.

A la Coordinación de Docencia del CIE-UNAM, por todas sus atenciones y su constante apoyo. Por ser personas maravillosas con un interés común: la formación de profesionales competentes.

A todos los estudiantes, académicos, administrativos y trabajadores de servicios del CIE-UNAM. Todos ellos han hecho de mi estancia en México algo agradable y maravilloso, haciéndome sentir como un mexicano más. Les agradezco los buenos momentos que tan amablemente me han permitido compartir.

No podría dejar de agradecer al Gobierno de México que, a través del Instituto Nacional de Migración, me permitió viajar a este hermoso país y realizar estudios doctorales.

Les agradezco a todos los que de alguna manera contribuyeron a la realización de este proyecto doctoral y que de manera involuntaria no los haya incluido en estas páginas.

Muchas gracias a todos

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	i
ABSTRACT	iii
ÍNDICE DE TABLAS	v
ÍNDICE DE FIGURAS	vi
LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS	ix
CONTENIDO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS	xiv
INTRODUCCIÓN	1
ANTECEDENTES Y ESTADO ACTUAL	11
Capítulo 1. MARCO TEÓRICO	17
1.1. Diseño y control de sistemas autónomos	17
1.1.1. Simulación y optimización de sistemas. Trabajos previos	17
1.1.2. Estrategias de control	23
1.1.2.1. Estrategias de control seguidas por HOMER	23
1.1.2.2. Estrategias de control seguidas por HOGA	26
1.2. Programas de optimización y simulación de sistemas híbridos	29
1.2.1. HOMER	29
1.2.2. HYBRID2	31
1.2.3. TRNSYS	31
1.2.4. HYDROGEMS	32
1.2.5. INSEL	32
1.2.6. ARES	32
1.2.7. RAPSIM	33
1.2.8. SOMES	33
1.2.9. SOLSIM	33
1.2.10. HOGA	34
Capítulo 2. TECNOLOGÍAS DE SISTEMAS EÓLICOS AUTÓNOMOS CON ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	37
2.1. Aerogeneradores	37
2.1.1. Partes y funcionamiento	37
2.1.2. Tipos de aerogeneradores	46

2.1.3.	Aplicaciones	48
2.1.4.	Energía producida por un aerogenerador	52
2.1.5.	Parámetros de los aerogeneradores utilizados en el trabajo de investigación	60
2.2.	Celdas de combustibles	60
2.2.1.	Funcionamiento	60
2.2.2.	Tipos de pilas de combustible	61
2.2.3.	Investigación, desarrollo y demostración en tecnologías PEMFC	64
2.2.4.	Características I–V de una PEMFC	66
2.2.5.	Parámetros de las pilas de combustible utilizados en el trabajo de investigación	68
2.3.	Electrolizadores	69
2.3.1.	Situación actual de la producción de hidrógeno	69
2.3.2.	Funcionamiento del electrolizador	70
2.3.3.	Características principales de los diferentes tipos de electrolizadores	71
2.3.3.1.	Alcalinos	71
2.3.3.2.	Poliméricos	72
2.3.3.3.	Óxido sólido	74
2.3.4.	Parámetros de los electrolizadores utilizados en el trabajo de investigación	74
2.4.	Almacenamiento de hidrógeno	74
2.4.1.	Formas de almacenamiento del hidrógeno	75
2.4.2.	Parámetros del almacén de hidrógeno utilizados en el trabajo de investigación	77
2.5.	Baterías secundarias	77
2.5.1.	Clasificación de las baterías secundarias	78
2.5.2.	Baterías de plomo ácido	81
2.5.3.	Baterías Plomo Ácido con Válvula Regulada (VRLA)	82
2.5.4.	Baterías Níquel–Cadmio	83
2.5.5.	Parámetros de las baterías secundarias utilizadas en el trabajo de investigación	85
Capítulo 3. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO Y DE LA DEMANDA ENERGÉTICA		86
3.1.	Caracterización del recurso eólico	86
3.1.1.	Toma de medidas	86
3.1.2.	Instrumentación	87

3.1.3.	Frecuencia y duración de las medidas	90
3.1.4.	Ubicación de los sensores. Elección de los instrumentos de medida	90
3.1.5.	Tratamiento de datos de viento	91
3.1.5.1.	Variación vertical de la velocidad	91
3.1.5.2.	Distribución de direcciones	94
3.1.5.3.	Distribuciones teóricas de velocidades	95
3.1.5.4.	Análisis de valores desviados (<i>outliers</i>). Pruebas de bondad y medidas estadísticas de la exactitud en el ajuste de los datos empíricos	104
3.2.	Caracterización de la demanda de energía	107
3.2.1.	Los perfiles de carga como datos de entrada al modelo HOMER	111
Capítulo 4. RESULTADOS		116
4.1.	Algoritmo de optimización propuesto. Descripción general y aspectos novedosos	116
4.2.	Descripción por etapas	121
4.2.1.	Metodología para la óptima selección del aerogenerador	122
4.2.2.	Optimización económica mediante método enumerativo implementado por HOMER	128
4.2.2.1.	Configuraciones de sistemas. Restricciones	129
4.2.3.	Optimización ambiental del sistema	131
4.2.3.1.	Análisis de emisiones en el ciclo de vida de tecnologías de sistemas autónomos	132
4.2.3.2.	Función objetivo: Emisiones Netas Evitadas en el Ciclo de Vida	140
4.2.4.	Construcción de matrices decisionales conteniendo grupos de soluciones isofiables	141
4.2.5.	Selección de la solución óptima o mejor solución compromiso mediante métodos de decisiones multicriterio	143
4.3.	Aplicación del algoritmo propuesto en la optimización multicriterio de un sistema aislado para una comunidad rural cubana	148
4.3.1.	Comparación de los resultados obtenidos mediante la aplicación del algoritmo propuesto con los obtenidos mediante el modelo HOGA	162
CONCLUSIONES		169
ANEXOS		171
BIBLIOGRAFÍA		175

RESUMEN

El dimensionado de sistemas autónomos para la generación de electricidad es un problema complejo debido a la diversidad de variables que en él intervienen. En los trabajos de investigaciones previos el tema ha sido abordado desde diferentes perspectivas, predominando el uso de herramientas computacionales de simulación y optimización. A pesar de la variedad de las investigaciones realizadas, son varias las limitaciones prácticas que persisten en el proceso de dimensionado de los referidos sistemas. En esta investigación, tal proceso es abordado con un nuevo punto de vista, que lo diferencia sustancialmente de aquellos que le han precedido: la optimización multicriterio, que involucra no solo la optimización económica, sino también la optimización ambiental en el ciclo de vida del sistema.

El trabajo centra su atención en los sistemas eólicos autónomos con almacenamiento de energía en hidrógeno, aunque no excluye su combinación con otras tecnologías (renovables o no) y con el almacenamiento de energía en baterías. Se ha desarrollado un algoritmo de optimización por etapas, el cual hace uso de la búsqueda enumerativa implementada por el modelo *HOMER* para generar un conjunto de soluciones factibles de un problema en particular, ordenadas por el valor del *NPC* (*Net Present Cost*). El algoritmo ha sido estructurado en 7 etapas: las primeras seis etapas involucran directamente los aspectos técnicos ligados a la optimización económica y ambiental del sistema, mientras que en la etapa 7 se introduce el análisis de decisiones multicriterios, como una herramienta para la selección por parte del centro decisor de la alternativa que más cerca se encuentre de la solución ideal.

Los aspectos novedosos de este trabajo de investigación que contribuyen al estado del arte del tema objeto de estudio son los siguientes:

1. Se incorpora el análisis de *outliers* en los datos de velocidad del viento, previo al ajuste de su histograma de frecuencias mediante funciones de densidad de probabilidad, utilizando métodos robustos.
2. Se incorpora una etapa dedicada a la optimización del aerogenerador necesario para la aplicación en cuestión del sistema autónomo, en el sentido de lograr un mejor acoplamiento

entre su curva de potencia y la distribución teórica de velocidades del viento en el sitio específico. Esto posibilita una adecuada selección del aerogenerador, maximizándose sus índices de producción de energía y contribuyendo a la optimización global del sistema.

3. Se utiliza la optimización enumerativa del modelo *HOMER* para generar un grupo de soluciones factibles (alternativas), que cumplen ciertas restricciones, para luego ser calculadas las emisiones netas evitadas en el ciclo de vida de cada alternativa. Este es un aspecto novedoso pues la optimización sería tanto económica como ambiental, siendo esta última realizada en el ciclo de vida de cada componente, y no en su vida útil como tiene lugar en los trabajos precedentes.
4. Se generan grupos de soluciones eficientes (frentes de Pareto) para diferentes porcentos de energía no servida, obteniéndose curvas de isofiabilidad cuyos puntos corresponden a determinadas combinaciones de componentes del sistema.
5. Se introduce la programación compromiso, como una herramienta eficaz en el análisis de decisiones multicriterios, con lo cual se podrá seleccionar de cada curva de isofiabilidad la alternativa más cercana a la solución ideal.

La validación del algoritmo propuesto se realiza mediante la comparación de los resultados que este genera para la optimización multicriterio de un sistema aislado para la electrificación de una comunidad rural cubana, con los generados por el modelo *HOGA*. El algoritmo propuesto genera un grupo de soluciones no dominadas, en los cuales los valores del *NPC* son menores que aquellos correspondientes a cada solución del grupo no dominado generado mediante el modelo *HOGA*, mientras que los valores de las emisiones netas evitadas son mayores. Aunque los resultados generados por ambos métodos son comparables, los del algoritmo propuesto superan a los del modelo *HOGA* por alcanzar mejores valores en las funciones objetivos optimizadas.

ABSTRACT

The dimensioning of autonomous systems for electricity generation is a complex problem due to the diversity of variables involved in it. Previous studies on the topic have approached from different perspectives, predominantly the use of computational tools for simulation and optimization. Despite the variety of research, several practical limitations still exist in the sizing process of those systems. In this study, this process is approached from a new perspective, which differs substantially from those which have used earlier: the multicriteria optimization, which involves optimization not only economic but environmental also in the system life cycle.

This work focuses on autonomous wind hydrogen systems, but does not exclude its combination with other technologies (renewable or not) and energy storage in batteries. We have developed an optimization algorithm in stages, which makes use of the enumerative search implemented by the *HOMER* model to generate a set of feasible solutions of a particular problem, ordered by the value of the *NPC (Net Present Cost)*. The algorithm is divided into 7 stages: the first six stages directly involve the technical aspects of the economic and environmental optimization of the system, while in stage 7 it is introduced the multicriteria decision analysis as a tool for selection by the central decision maker of the closest alternative in the ideal solution.

The novel aspects of this research that contribute to the state of the art of the subject under study are the following:

1. It incorporates analysis of outliers in the wind speed data and pre-adjustment of its frequency histogram using probability density functions, utilizing robust methods.
2. It incorporates a stage dedicated to the optimization of the wind turbine needed to implement the autonomous system in question, in the sense of achieving a better match between its power curve and the theoretical distribution of wind speeds at the specific site. This enables an adequate selection of the wind turbine, maximizing energy production rates and contributing to the overall system optimization.
3. It is used the enumerative optimization of *HOMER* model to generate a group of feasible solutions (alternatives) that meet certain restrictions, so that later on the avoided net emissions in the life cycle for each alternative to be calculated. This is a new aspect because the optimization

would be both economical and environmental, the latter being done in the lifecycle of each component, not in the useful life as it have been reported in previous works.

4. Groups of efficient solutions are generated (Pareto fronts) for different percentages of unmet load, obtaining curves of equal reliability whose points correspond to certain combinations of system components.
5. Compromise programming is introduced as an effective tool in multicriteria decision analysis, which can be selected from each curve of equal reliability the closest alternative to the ideal solution.

Validation of the proposed algorithm is done by comparing the results it generates for multicriteria optimization of an isolated system for electrification of a rural Cuban community, generated by *HOGA* model. The proposed algorithm generates a group of non-dominated solutions in which the *NPC* values are lower than those for each non-dominated solution group generated by the *HOGA* model, while the values of the net avoided emissions are higher. Although the results generated by both methods are comparable, the proposed algorithm outperforms the *HOGA* model to reach better values in the objective optimized functions.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Clasificación de aerogeneradores para producción eléctrica en función de su potencia [29].	49
Tabla 2.	Tipos de celdas de combustible. Tomada de [21].	62
Tabla 3.	Datos típicos para los sistemas de almacenamiento de hidrógeno. Tomada de [3].	77
Tabla 4.	Tipos de baterías y principales características. Tomada de [3]	80
Tabla 5.	Descripción de la rugosidad propuesta en el Atlas Eólico de Europa. Tomada de [44]	92
Tabla 6.	Valores óptimos de la velocidad nominal para diferentes valores de los factores k y c de Weibull (elaboración propia).	127
Tabla 7.	Emisiones equivalentes para componentes de un sistema autónomo [65]	136
Tabla 8.	Emisiones equivalentes para el electrolizador y equipos auxiliares utilizando diferentes fuentes de energía [65]	139
Tabla 9.	Emisiones equivalentes para diferentes sistemas de almacenamiento	140
Tabla 10.	Emisiones equivalentes de los componentes del sistema autónomo, utilizadas en este estudio [62]	141
Tabla 11.	Matriz decisional inicial. Ejemplo ilustrativo	146
Tabla 12.	Matriz de grados de proximidad normalizados. Ejemplo ilustrativo	147
Tabla 13.	Matriz de distancias. Ejemplo ilustrativo	147
Tabla 14.	Velocidades de operación del aerogenerador óptimo y de 5 aerogeneradores comerciales	152
Tabla 15.	Costos capitales por componentes	154
Tabla 16.	Matriz de distancia y ordenamiento de soluciones para $ENS_{máx.} = 0 \%$	159
Tabla 17.	Matriz de distancia y ordenamiento de soluciones para $ENS_{máx.} = 1 \%$	159
Tabla 18.	Matriz de distancia y ordenamiento de soluciones para $ENS_{máx.} = 2 \%$	160

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Temperaturas del planeta en relación con la era preindustrial (°C). Tomada de [1].	2
Figura 2.	Población mundial sin acceso a la electricidad, en el escenario de referencia [2].	6
Figura 3.	Sistema eólico/hidrógeno instalado en Utsira, Noruega, en julio del 2004 Recuperada en: http://www.hydro.com	14
Figura 4.	Primera Planta de producción de hidrógeno de Latinoamérica Pico Truncado Recuperada en: http://www.aah2.org.ar/galeria.htm	14
Figura 5.	Sistema eólico/hidrógeno instalado en la Isla Unst, Escocia. Tomada de [7].	15
Figura 6.	Ventana de <i>HOMER</i> para las entradas de sistemas de control.	25
Figura 7.	Costos del ciclado (Proceso de carga).	27
Figura 8.	Costos de ceder energía (Proceso de descarga).	28
Figura 9.	Relación conceptual entre simulación, optimización y análisis de sensibilidad. Tomada de [27].	30
Figura 10.	Esquema con los elementos que pueden componer el sistema a optimizar por <i>HOGA</i> .	35
Figura 11.	Partes fundamentales de un aerogenerador. Tomada de [3].	37
Figura 12.	Tipos de torre: (a) tubular, (b) celosía, (c) tensada e (d) híbrida. Tomada de [29].	43
Figura 13.	Aerogeneradores urbanos instalados en ciudades holandesas. Recuperada en: http://www.urbanwind.org/pdf/SMALL_WIND_TURBINES_GUIDE_final.pdf	52
Figura 14.	Curvas de potencia de una misma turbina, con regulación por cambio de paso y con regulación por pérdida aerodinámica.	53
Figura 15.	Métodos de estimación de la producción energética de un aerogenerador. Tomada de [29].	58
Figura 16.	Esquema conceptual de una celda de combustibles.	61
Figura 17.	Curva I-V de una <i>PEMFC</i> (de acuerdo a la ecuación 25) de 3 kW (Fundación del Hidrógeno de Aragón). Tomada de [21].	66
Figura 18.	Punto de máxima potencia de operación en una <i>PEMFC</i> típica.	68
Figura 19.	Distintas vías de producción de hidrógeno. Tomado de [36].	69
Figura 20.	Celdas monopolares y bipolares de un electrolizador. Tomado de [3].	70
Figura 21.	Ensayo para la obtención del consumo específico de un electrolizador.	73
Figura 22.	Rosa de rugosidad generada por el modelo del <i>WASP</i> a partir del mapa digital. Tomada de [44].	94
Figura 23.	Rosa de vientos medidos en La Venta, Oaxaca.	95
Figura 24.	Rosa de velocidades medias a 32 m de altura en La Venta, Oaxaca.	95

Figura 25.	Función densidad de probabilidad de Weibull para $k = 1.6$ y diferentes valores de c .	97
Figura 26.	Distribución teórica <i>Weibull&Weibull</i> para La Venta, Oaxaca, a 32 m SNS.	102
Figura 27.	Ventana del <i>HOMER</i> para la introducción de los datos de carga primaria (<i>Primary Load Inputs</i>).	112
Figura 28.	Ventana del <i>HOMER</i> para la introducción de restricciones (<i>Constraints</i>), entre ellas las de reserva operacional.	113
Figura 29.	Ventana del <i>HOMER</i> para la entrada de cargas diferibles.	114
Figura 30.	Algoritmo de optimización desarrollado en el trabajo de investigación.	120
Figura 31.	Factor de capacidad, potencia normalizada e índice de funcionamiento para $k=1.6$.	126
Figura 32.	Velocidad nominal óptima (normalizada con respecto al factor de escala de Weibull), para diferentes rangos de variación del factor de forma k .	128
Figura 33.	Configuraciones de sistemas simuladas en <i>HOMER</i> durante la Etapa No.3 del algoritmo de optimización.	130
Figura 34.	Emisiones en el ciclo de vida de tecnologías renovables. Tomada de [63].	134
Figura 35.	Ordenación de alternativas para diferentes métricas. Ejemplo ilustrativo.	148
Figura 36.	Localización de la comunidad rural Playa Caletones, en la Isla de Cuba.	149
Figura 37.	Perfil diario de carga estimado para la Comunidad rural Playa Caletones (40 viviendas en total).	149
Figura 38.	Perfil promedio diario de velocidad del viento en la comunidad rural Playa Caletones a 10 m SNS.	150
Figura 39.	Perfil vertical de velocidad del viento en Playa Caletones.	151
Figura 40.	Distribuciones observada y teórica de frecuencia de velocidades del viento en Playa Caletones ($k= 1.09$ y $c= 5.24$ m/s).	151
Figura 41.	Curvas de potencia de las 5 turbinas eólicas seleccionadas para el estudio.	153
Figura 42.	Esquema del sistema autónomo a optimizar.	154
Figura 43.	Grupo de soluciones factibles para tres valores de $ENS_{máx}$. Tamaño de la población: 3500 combinaciones de componentes.	156
Figura 44.	Grupos de soluciones no dominadas para tres valores de $ENS_{máx}$.	158
Figura 45.	Comportamiento del NPC para las soluciones de menor costo, compromiso y de mayor costo.	161
Figura 46.	Comportamiento de las ENE_{CVS} para las soluciones de menor costo, compromiso y de mayor costo.	161
Figura 47.	Capacidades nominales por componentes para las soluciones compromiso de los tres casos de $ENS_{máx}$ evaluados.	162
Figura 48.	Grupo de soluciones no dominadas obtenidas mediante el modelo HOGA.	163

Figura 49.	Grupo de soluciones no dominadas obtenidas mediante el algoritmo propuesto.	164
Figura 50.	Relación Costo/Beneficio (NPC/ENE_{CVS}) correspondiente a cada una de las alternativas o soluciones no dominadas (en negritas la correspondiente a la solución compromiso en cada caso).	165
Figura 51.	Capacidades nominales por componentes para las soluciones compromiso generada por el algoritmo propuesto y por HOGA y el sistema FV-baterías calculado por el “Mes peor”.	165
Figura 52.	Comparación de las soluciones compromiso del algoritmo propuesto y del modelo HOGA, y el sistema FV-Baterías en cuanto al NPC.	166
Figura 53.	Comparación de las soluciones compromiso del algoritmo propuesto y del modelo HOGA, y el sistema FV-Baterías en cuanto a las ENE_{CVS} .	167

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

Símbolo	Descripción	Unidades
A	Área barrida por el rotor del aerogenerador	m^2
b	Pendiente de Tafel	mV/dec
B	Valor promedio de la razón de cambio de la temperatura con la altura para atmósfera estacionaria (gradiente de temperatura), adoptado por la ICAO (0.00650 K/m)	K/m
c	Factor de escala de la FDP de Weibull	m/s
$C_{a,total}$	Costo total anualizado	\$/año
C_{bw}	Costo de desgaste de la batería	\$/kWh
$c_{H_{hub}}$	Factor de escala de la FDP de Weibull extrapolado a la altura del hub del aerogenerador	m/s
$C_p(v)$	Coefficiente de potencia del aerogenerador como función de la velocidad del viento	-
$C_{rep,batt}$	Costo de reemplazamiento del banco de baterías	\$
c_{sp}	Parámetro de sobre-potencial debido a la limitación del transporte de masa	mV
d	Parámetro de sobre-potencial debido a la limitación del transporte de masa	cm^2/mA
d_j	Grado de proximidad existente entre el objetivo j-ésimo F_j y su valor ideal o valor ancla	Las de la función objetivo en cuestión
D_{i-j}	Distancia normalizada entre dos soluciones no dominadas adyacentes	-
$d_{j,N}$	Grado de proximidad normalizado del objetivo j-ésimo	-
E	Energía producida por un aerogenerador en un tiempo T	kWh
$E_{CV-Diesel}$	Emisiones equivalentes en el ciclo de vida para el generador diesel, asumiendo que este alimenta el 100 % de la demanda de energía	tCO ₂ eq.
E_{CVS}	Emisiones equivalentes en el ciclo de vida del sistema híbrido	tCO ₂ eq.
ENE_{CVS}	Emisiones netas evitadas en el ciclo de vida del sistema	tCO ₂ eq.
$ENE_{CV_{máx}}$	Valor máximo que toma ENE_{CVS} en el frente de Pareto	tCO ₂ eq.
E_{NS}	Energía no servida por el sistema (% de la carga total anual)	%
F^*	Vector ideal, constituido por los valores ideales $F_{i,j}$ de cada función objetivo en el frente de Pareto	-
$F_{ai,j}$	Valor anti-ideal del objetivo j	Las de la función objetivo en

		unidad
FC	Factor de capacidad del aerogenerador	-
FRC	Factor de Recuperación del Capital	-
$f(v)$	Distribución empírica de frecuencias de velocidades del viento	Fracción
$F_w(v)$	Función de distribución de Weibull	-
g	Aceleración de la gravedad	m/s^2
H_0	Altura del anemómetro	m
H_{hub}	Nueva altura del hub del aerogenerador para el sitio de instalación	m
$H_{hub-fab.}$	Altura del hub del aerogenerador dado por el fabricante	m
i	Tasa de interés	-
i_c	Densidad de corriente en la celda	mA/cm^2
IQR	Rango intercuartílico de una distribución de velocidades del viento	m/s
i_0	Densidad de corriente de intercambio	mA/cm^2
k	Factor de forma de la FDP de Weibull	-
K	Coefficiente de curtosis (cuarto momento)	-
$k_{H_{hub}}$	Factor de forma de la FDP de Weibull extrapolado a la altura del hub del aerogenerador	-
L	Función de verosimilitud	-
$\hat{L}_{prim,AC}$	Carga pico AC anual	kW
$\hat{L}_{prim,DC}$	Carga pico DC anual	kW
$L_{prim,AC}$	Carga promedio horaria AC	kW
$L_{prim,DC}$	Carga promedio horaria DC	kW
$L_{res,AC}$	Reserva operacional requerida en el bus AC	kW
$L_{res,DC}$	Reserva operacional requerida en el bus DC	kW
L_π	Función de distancia para la métrica π	-
N	Tiempo de vida del proyecto	años
N_{batt}	Número de baterías en el banco de baterías	-
NPC	Costo presente neto	\$
$NPC_{m\acute{a}x}$	Valor máximo que toma el NPC en el frente de Pareto	\$
p_0	Presión estándar (1 atm)	atm
P_n	Potencia nominal del aerogenerador	kW
P_N	Potencia media normalizada del aerogenerador	-
\bar{P}	Potencia media entregada por un aerogenerador	kW
P_{PV}	Salida promedio horaria del arreglo fotovoltaico	kW
$p(v)$	Función de densidad de probabilidades de velocidades del viento	Fracción
$P(v)$	Función que describe la potencia entregada por un aerogenerador para cada velocidad del viento	kW
$P_{v,H_{hub}}$	Potencia entregada por el aerogenerador a una velocidad v , corregida a la nueva altura del hub	kW

$P_{v,H_{hub-fab}}$	Potencia entregada por el aerogenerador a una velocidad v , a la altura del hub dada por el fabricante	kW
$P_{v,0}$	Potencia entregada por el aerogenerador a una velocidad v en condiciones estándar	kW
$P_{v,z}$	Potencia entregada por el aerogenerador a una velocidad v a la altitud z	kW
$P_{wind,AC}$	Salida promedio horaria AC del aerogenerador	kW
$P_{wind,DC}$	Salida promedio horaria DC del aerogenerador	kW
p_z	Presión en el sitio a la altitud z	atm
$Q_{lifetime}$	Vida útil de las baterías	kWh
R	Resistencia total de la celda	Ωcm^2
R_a	Constante del gas aire (287 J/kg K)	J/kg K
r_{load}	Fracción de reserva operacional como un porciento de la carga primaria	
$r_{peak\ load}$	Fracción de reserva operacional como un porciento de la carga pico anual	
r_{solar}	Fracción de reserva operacional como un porciento de la potencia de salida del generador fotovoltaico	
r_{wind}	Fracción de reserva operacional como un porciento de la potencia de salida del aerogenerador	
s	Desviación estándar de la velocidad del viento	m/s
S_k	Coefficiente de asimetría o sesgo (tercer momento)	-
T	Tiempo en horas durante el cual se calcula la energía producida por un aerogenerador	h
T_0	Temperatura estándar (288.15 K)	K
TPI	Índice de funcionamiento del aerogenerador	-
T_z	Temperatura en el sitio a la altitud z	K
v	Velocidad del viento	m/s
V	Voltaje por celda en una FC	mV
\bar{V}	Velocidad media del viento en un período determinado	m/s
$\overline{V^3}$	Velocidad cúbica media del viento	m^3/s^3
v_{H_0}	Velocidad del viento a la altura de la torre del anemómetro	m/s
$v_{H_{hub}}$	Velocidad del viento a la nueva altura del hub del aerogenerador en el sitio de instalación	m/s
$v_{H_{hub-fab}}$	Velocidad del viento a la altura del hub dado por el fabricante	m/s
V_i	Velocidad de inicio de generación del aerogenerador	m/s
$V_{Máx-E}$	Velocidad del viento con mayor contenido energético	m/s
V_{Me}	Mediana de una distribución de velocidades del viento	m/s
V_{Mo}	Moda de una distribución de velocidades del viento	m/s

V_n	Velocidad nominal de generación del aerogenerador	m/s
V_{n_0}	Velocidad nominal del aerogenerador para condiciones estándar	m/s
V_{n_z}	Velocidad nominal corregida para la nueva densidad del aire a la altitud z del sitio de instalación del aerogenerador	m/s
V_o	Voltaje de circuito abierto en una FC	mV
V_{rev}	Voltaje reversible de celda	mV
V_s	Velocidad de salida de generación del aerogenerador	m/s
W_j	Preferencias que el centro decisor asigna a un objetivo (criterio) en relación a los demás	-
z	Altitud (m) del sitio de instalación del sistema híbrido	m
z_0	Longitud de rugosidad superficial (Tabla 5)	m

Letras Griegas

α	Exponente de la ley de Hellmann	-
Γ	Función Gamma (valores tabulados, Anexo 2)	-
$\gamma(u, a)$	Función Gamma incompleta, definida por Ec. 97	-
η_e	Eficiencia eléctrica del aerogenerador	-
η_m	Eficiencia mecánica del multiplicador	-
η_n	Eficiencia total del aerogenerador a velocidad nominal	-
η_{rt}	Eficiencia del ciclo carga/descarga de la batería (<i>roundtrip efficiency</i>)	-
η_T	Eficiencia total del aerogenerador	-
ρ_0	Densidad del aire en condiciones estándar a nivel del mar (1.225 kg/m ³)	kg/m ³
ρ_z	Densidad del aire a la altitud z del sitio de instalación del aerogenerador	kg/m ³

Abreviaturas

AC:	Corriente Directa (por sus iniciales en inglés)
ACV:	Análisis en el Ciclo de Vida
DC:	Corriente Directa (por sus iniciales en inglés)
FC:	Celda de Combustibles (por sus iniciales en inglés)
FDP:	Función de Densidad de Probabilidad
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
HOGA:	Hybrid Optimization by Genetic Algorithms
HOMER:	Hybrid Optimization Model for Electric Renewables
IEA:	Agencia Internacional de Energía (por sus iniciales en inglés)
ICAO	Organización Internacional de la Aviación Civil (por sus siglas en inglés)
LPSP:	Probabilidad de Pérdida en el Suministro de Energía (por sus siglas en inglés)
NREL:	Laboratorio Nacional de Energías Renovables (por sus iniciales en inglés)
OCDE:	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
PCI:	Poder Calorífico Inferior
PCS:	Poder Calorífico Superior
PEMFC:	Celda de Combustible de membrana Intercambiadora de Protones (por sus iniciales en inglés)
SNS:	Sobre el Nivel del Suelo
UE:	Unión Europea
WT:	Turbina Eólica (por sus siglas en inglés).

CONTENIDO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS

Este documento se encuentra estructurado de la siguiente manera:

- **Introducción:** Se realiza una introducción al tema de sistemas autónomos de energía, caracterizando el marco contextual en el que tiene lugar el desarrollo actual de los mismos así como sus perspectivas de desarrollo. Se hace referencia a los retos y tendencias de los mercados energéticos mundiales y a la persistencia a largo plazo de las necesidades de suministro energético a consumidores alejados de las redes eléctricas nacionales, regionales o locales. Ante esta situación global, se analizan las oportunidades de los sistemas aislados de suministro energético con participación de tecnologías renovables. Se introduce el uso de tecnologías de hidrógeno como medio de almacenamiento de energía en tales sistemas; se le compara con el almacenamiento de energía en baterías y se hace referencia a las principales limitaciones que presentan los trabajos de investigación relacionados con la optimización de sistemas autónomos, las cuales justifican la realización de este trabajo de investigación. Por último se declaran los objetivos generales y específicos que deben ser alcanzados con el desarrollo de esta tesis.
- **Antecedentes y estado actual:** En este apartado se hace referencia a los principales antecedentes y al estado actual de desarrollo de los sistemas integrados de energía eólica con almacenamiento de hidrógeno, así como de aquellos que utilizan otras fuentes energéticas o la combinación de varias de ellas. Se describen los principales proyectos demostrativos que tienen lugar en diferentes países, abordándose las principales experiencias prácticas nacidas con el desarrollo de los mismos.
- **Capítulo 1:** Este capítulo está dedicado a caracterizar el marco teórico relacionado con el proceso de dimensionado de sistemas autónomos de energía. Se realiza un análisis crítico de los trabajos de investigación que han sido publicados en diferentes revistas especializadas durante los últimos años. La revisión se centra en los trabajos de simulación y optimización de tales sistemas, así como en las herramientas computacionales utilizadas para ello. El 72 % de las fuentes bibliográficas consultadas en este capítulo fueron publicadas durante los últimos 5 años y el 48 % durante los últimos 3 años (2007-2010).

- **Capítulo 2:** En este capítulo se realiza una caracterización de las tecnologías de sistemas eólicos autónomos con almacenamiento de hidrógeno. Se analizan las principales partes de un aerogenerador así como su funcionamiento; los principales tipos de aerogeneradores y sus aplicaciones; los métodos que son utilizados para estimar la energía producida por un aerogenerador así como sus parámetros utilizados en este trabajo de investigación. Se analiza el funcionamiento de las celdas de combustibles, los tipos que han sido desarrollados, sus principales características y áreas de aplicaciones, así como los principales trabajos de investigación, desarrollo y demostración que están teniendo lugar en la tecnología PEMFC. Se relacionan los parámetros de las FC y de los electrolizadores que son utilizados en este trabajo de investigación. Además, se analiza la situación actual de la producción de hidrógeno, enfatizando en las tecnologías de electrolizadores. Por último, se analizan las formas de almacenamiento de hidrógeno y los tipos de baterías secundarias, así como los parámetros de ambos medios de almacenamiento utilizados en el trabajo.
- **Capítulo 3:** En este capítulo se describen los elementos teóricos necesarios para realizar la caracterización del recurso eólico y de la demanda energética, como etapas importantes en el proceso de dimensionado y optimización de sistemas autónomos. Se detallan los procedimientos para la toma de medidas de velocidad y dirección del viento, así como la instrumentación a utilizar y la metodología para el análisis estadístico de datos de viento. Se introducen las técnicas de análisis de valores desviados (*outliers*), como paso previo al ajuste de histogramas de frecuencias de velocidad del viento mediante funciones de densidad de probabilidad (FDP). Se analizan las FDP más utilizadas así como las propiedades más importantes de la FDP de Weibull. Por último, se analiza someramente la caracterización de la demanda de energía y se explican detalladamente los perfiles de carga como datos de entrada al modelo *HOMER*.
- **Capítulo 4:** Este capítulo encierra la parte sustantiva del trabajo de investigación. Contiene los resultados del mismo, comenzando por la descripción general y los aspectos novedosos del algoritmo de optimización propuesto. Se describen detalladamente los procedimientos a seguir durante cada una de las 7 Etapas en que se ha estructurado el algoritmo de optimización multicriterio propuesto. En este capítulo resalta como aspecto novedoso, en relación con la mayor parte de los trabajos publicados, el desarrollo de un algoritmo de optimización multicriterio, económico y ambiental, de sistemas autónomos. La optimización ambiental se realiza en el ciclo

de vida del sistema, y finalmente se realiza la determinación de la alternativa más próxima a la óptima mediante programación compromiso. El algoritmo es aplicado a un caso de estudio real, consistente en la electrificación de una comunidad rural de la costa norte-oriental de Cuba. Los resultados son comparados con aquellos obtenidos mediante la aplicación del modelo HOGA para el mismo caso de estudio. Este modelo, utilizado para la comparación, realiza la optimización de sistemas híbridos autónomos mediante algoritmos genéticos.

- **Conclusiones:** Como su nombre lo indica, en este apartado se vierten las principales conclusiones derivadas de los resultados obtenidos en este trabajo de investigación, haciéndose énfasis en sus principales aportaciones al estado del arte del problema investigado.
- **Anexos:** Incluyen información complementaria al trabajo de investigación.
- **Bibliografía:** Se listan en orden de aparición las referencias bibliográficas consultadas durante la realización de esta tesis.

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

La reducción de la pobreza y el desarrollo sostenible siguen siendo prioridades en el plano internacional. Una cuarta parte de la población de los países en desarrollo continúa viviendo con menos de US\$1,25 al día. Unos 1000 millones de personas carecen de agua potable, 1600 millones de electricidad y 3000 millones de servicios de saneamiento adecuados. La cuarta parte de todos los niños de países en desarrollo están malnutridos. Hacer frente a estas necesidades debe seguir siendo la prioridad tanto para los países en desarrollo como para las entidades que prestan ayuda para el desarrollo, en vista de que el progreso se volverá más arduo, y no más fácil, debido al cambio climático [1].

El cambio climático amenaza al mundo entero, pero los países en desarrollo son los más vulnerables. Según las estimaciones, soportarán aproximadamente entre el 75% y el 80% del costo de los daños provocados por la variación del clima. Incluso un calentamiento de 2°C por encima de las temperaturas preindustriales (Figura 1) podría generar en África y Asia meridional una reducción permanente del Producto Interno Bruto (PIB) de entre el 4% y el 5%. La mayor parte de los países en desarrollo carecen de la capacidad financiera y técnica suficiente para manejar el creciente riesgo climático. Asimismo, dependen en forma más directa de recursos naturales sensibles al clima para generar sus ingresos y su bienestar. Además, la mayoría se ubica en regiones tropicales y subtropicales ya sujetas a un clima sumamente variable. El cambio climático pone en peligro los esfuerzos por mejorar los niveles de vida de la población y alcanzar los objetivos de desarrollo del milenio. Para no apartarse de los 2°C por encima de los niveles preindustriales (probablemente el mejor resultado que se puede lograr) se necesita una verdadera revolución en el sector de la energía, esto es, la difusión inmediata de las tecnologías con bajos niveles de emisión de carbono ya disponibles y la eficiencia energética, acompañadas de cuantiosas inversiones en la próxima generación de tecnologías, sin las cuales no se puede lograr el crecimiento con bajos niveles de emisión de carbono [1].

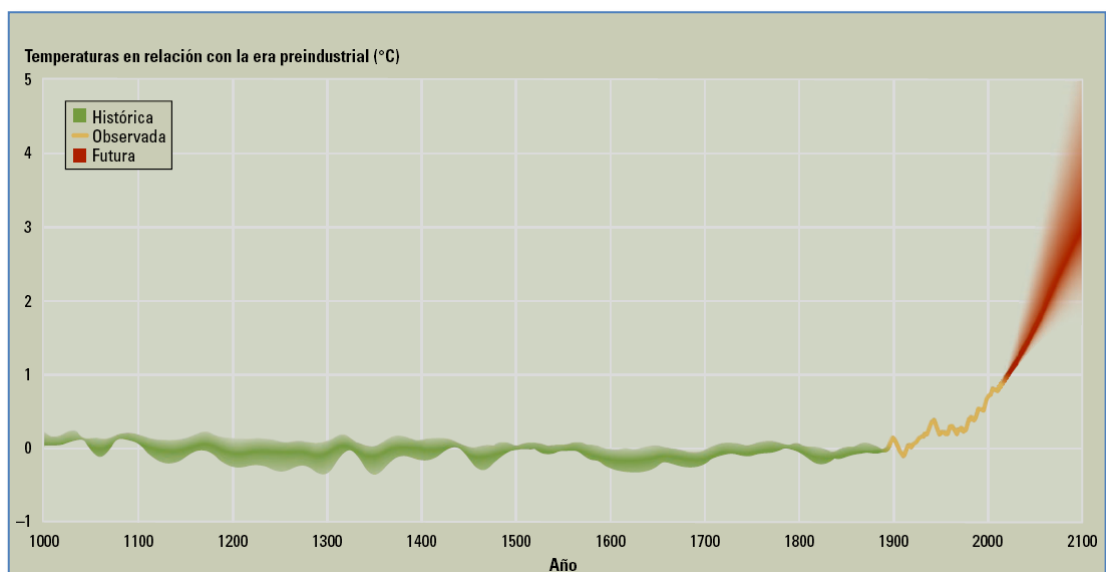


Figura 1. Temperaturas del planeta en relación con la era preindustrial (°C). Tomada de [1].

Por otro lado, la Agencia Internacional de Energía (*IEA* por sus siglas en inglés), en su informe *World Energy Outlook (WEO) 2009* [2], aborda aspectos de extraordinario interés relacionados con la situación energética mundial y la proyección de su escenario hasta el 2030, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- En los últimos doce meses, los mercados de la energía de todo el mundo han sufrido profundas conmociones, pero los retos que plantea la transformación del sistema energético mundial permanecen con la misma urgencia y envergadura. La crisis financiera mundial y la consiguiente recesión han tenido una drástica repercusión en las perspectivas de los mercados energéticos, en particular, para los próximos años. La demanda mundial de energía ha caído con la contracción económica y su rapidez en repuntar dependerá en gran medida de la celeridad con que se recupere la economía mundial.
- Ante la amenaza de un desplome económico como consecuencia de la crisis financiera, los países han reaccionado lanzando, rápida y coordinadamente, estímulos fiscales y monetarios de una magnitud sin precedentes; en muchos casos, estos paquetes de estímulo han incluido medidas para promocionar las energías limpias, con el fin de combatir una amenaza a largo plazo incluso mayor y, en cualquier caso, igualmente real: la de un catastrófico cambio climático. La forma en que se afronte este desafío tendrá

consecuencias de gran alcance para los mercados energéticos. Como principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero, la energía se halla en el centro del problema y es, por ende, parte esencial de su solución.

- Por primera vez desde 1981, se prevé que la utilización mundial de energía disminuya como resultado de la crisis financiera y económica, pero, con las políticas actuales, retomará rápidamente su tendencia al alza a largo plazo en cuanto se inicie la recuperación económica. Se prevé que la demanda mundial de energía primaria aumente un 1,5% anual y pase así de algo más de 12 000 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep) a 16 800 millones de tep, es decir, un incremento total del 40% en el período considerado. Los países asiáticos en vía de desarrollo serán los principales artífices de este aumento, seguidos por los de Oriente Medio.
- Los combustibles fósiles seguirán siendo las principales fuentes de energía primaria en el mundo y representarán más de tres cuartas partes del incremento general de la utilización de energía entre 2007 y 2030. En términos absolutos, la demanda de carbón registrará el mayor incremento durante el período de previsión, seguido por el gas y el petróleo. Con todo, en 2030, el petróleo seguirá siendo el combustible mayoritario entre los combustibles primarios, aunque su proporción disminuirá del 34% actual al 30%. Presumiblemente, la demanda de petróleo (sin considerar los biocarburantes) aumentará en promedio un 1% anual durante el período considerado y pasará de 85 millones de barriles por día (bpd) en 2008 a 105 millones de bpd en 2030. La totalidad de este aumento provendrá de países no pertenecientes a la OCDE¹, ya que la demanda de los países de la OCDE en realidad caerá. El 97% del crecimiento en la utilización de petróleo será atribuible al sector del transporte. Habida cuenta de que la producción de petróleo convencional de países no pertenecientes a la Organización de Países Exportadores de Petróleo alcanzará su máximo en 2010, la mayor parte de la producción adicional provendrá de los países de la OPEP, que cuentan con el grueso de los recursos recuperables restantes de petróleo convencional.

¹ Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

- El principal motor de la demanda de carbón y gas será el inexorable crecimiento de las necesidades energéticas para la generación de electricidad. Se prevé que la demanda mundial de electricidad crezca un 2,5% anual hasta 2030. Más del 80% de este crecimiento se registrará en países no pertenecientes a la OCDE. En términos generales, la capacidad de generación de electricidad adicional ascenderá a 4 800 GW en 2030, casi el quíntuplo de la capacidad existente en Estados Unidos, y el mayor esfuerzo (aproximadamente el 28% del total) se producirá en China. El carbón seguirá constituyendo el combustible esencial para la producción eléctrica, y su participación en el “mix” de generación mundial aumentará a razón de tres puntos porcentuales hasta representar el 44% en 2030.
- La producción de energía nuclear aumentará en las principales regiones del mundo, salvo en Europa, pero su cuota en la generación total disminuirá. La utilización de las modernas tecnologías de energías renovables no hidráulicas (la energía eólica, solar, geotérmica, maremotriz y undimotriz y bioenergía), registrará la mayor tasa de crecimiento en el Escenario de Referencia. La mayor parte de este crecimiento se producirá en la generación de electricidad, donde la proporción de las energías renovables no hidráulicas pasará del 2,5% en 2007 al 8,6% en 2030. La energía eólica experimentará el mayor incremento en términos absolutos, mientras el consumo de biocarburantes para el transporte crece asimismo de forma sustancial. Por el contrario, la cuota de la energía hidroeléctrica desciende del 16% al 14%.
- Las políticas actuales nos dirigen a una alarmante senda de energía fósil. Continuar por la senda energética actual, sin cambios en las políticas públicas, implicaría incrementar rápidamente la dependencia de los combustibles fósiles, con alarmantes consecuencias para el cambio climático y la seguridad energética. El Escenario de Referencia muestra un aumento rápido y continuo de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía hasta 2030 como resultado del incremento general de la demanda de energía fósil. Después de pasar de 20,9 gigatoneladas (Gt) en 1990 a 28,8 Gt en 2007, se calcula que las emisiones de CO₂ alcanzarán 34,5 Gt en 2020 y 40,2 Gt en 2030, lo que implica un aumento medio del 1,5% anual durante todo el período de previsión. En 2020, las emisiones mundiales serán 1,9 Gt o un 5% menores que en el *Escenario de Referencia de WEO-2008*. Tres cuartas partes de esta mejora se atribuye a la crisis económica y a la consiguiente reducción de la tasa de crecimiento de la demanda de energías fósiles; el cuarto restante se debe al gasto público de estímulo para

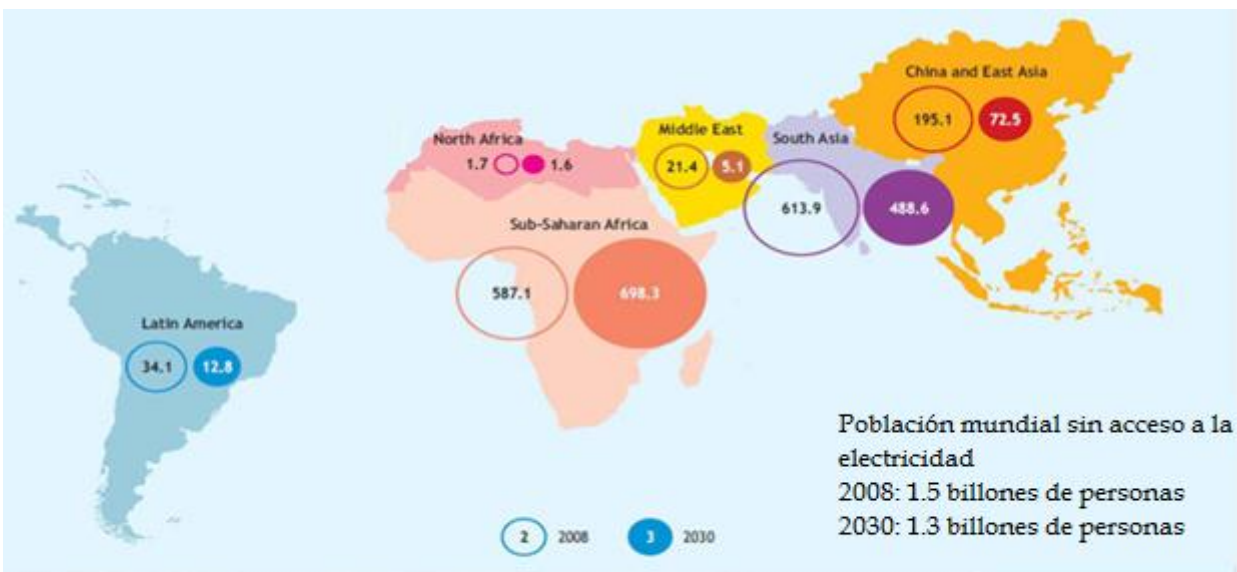
promover la inversión en energía de baja emisión de carbono y otras medidas de fomento de nuevas formas de energía y de lucha contra el cambio climático. Los datos iniciales indican que las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía podrían reducirse en 2009 (posiblemente cerca de un 3%) aunque se prevé que retomem una trayectoria al alza a partir de 2010.

- La totalidad del incremento previsto en las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía hasta 2030 provendrá de los países no pertenecientes a la OCDE. Tres cuartas partes del incremento de 11 Gt previsto procederán de China (donde el aumento de las emisiones rozará las 6 Gt), de la India (2 Gt) y de Oriente Medio (1 Gt). Se prevé que las emisiones de la zona de la OCDE disminuyan ligeramente, debido a una caída en la demanda de energía (derivada de la crisis, a corto plazo, y de sustanciales mejoras en la eficiencia energética, a largo plazo) y a una creciente dependencia en la energía nuclear y las energías renovables (como consecuencia, en gran medida, de las políticas ya instauradas para mitigar el cambio climático y aumentar la seguridad energética). En contraste, en los principales países no pertenecientes a la OCDE, las emisiones aumentarán. Aunque los países no pertenecientes a la OCDE generan en la actualidad el 52% de las emisiones mundiales anuales de CO₂ relacionadas con la energía, sólo son responsables del 42% de las emisiones mundiales acumuladas desde 1890.

Más adelante, en el mismo informe de la IEA se plantea:

“Extender el acceso a la energía moderna a la población pobre del mundo sigue siendo una cuestión prioritaria. Se calcula que 1500 millones de personas –más de la quinta parte de la población mundial– carecen todavía de acceso a la electricidad. Aproximadamente el 85% de esas personas vive en zonas rurales, principalmente en el África subsahariana y en Sudasia. En el Escenario de Referencia, el número total disminuye tan sólo 200 millones para 2030, aunque aumenta en África. Extender el acceso a la energía moderna es una condición necesaria para el desarrollo humano. Con las debidas políticas, el acceso universal a la electricidad podría alcanzarse con una inversión mundial adicional de 35000 millones anuales de USD (en USD de 2008) hasta 2030, lo que equivale al 6% de la inversión prevista en el sector eléctrico en el

Escenario de Referencia. El consiguiente incremento de la demanda de energía primaria y de emisiones de CO₂ sería muy modesto” (Figura 2).



1.3 billones de personas - 16 % de la población mundial - carecerán aún de acceso a la electricidad en el 2030

Figura 2. Población mundial sin acceso a la electricidad, en el escenario de referencia [2].

Como se refiere en los informes anteriormente citados, el sector energético continuará siendo objeto de profundos cambios y enfrentará nuevos retos en los años siguientes. Como hasta ahora, la necesidad de suministro energético en zonas aisladas, de difícil acceso a las redes de distribución de las compañías de electricidad, o donde estas no sean económicamente viables, permanecerá durante varios años, siendo un reto de los diferentes gobiernos para garantizar el desarrollo de las poblaciones rurales (en lo adelante consumidores aislados).

Muchas han sido las alternativas que se han venido utilizando en diferentes países para proveer de electricidad a los consumidores aislados. Tradicionalmente se han usado grupos electrógenos diesel, con su correspondiente costo ambiental. Luego, con el desarrollo de las tecnologías renovables, aparecieron los sistemas hidroeléctricos, los fotovoltaicos y los pequeños aerogeneradores como alternativas para la electrificación. Dependiendo de los recursos energéticos disponibles, estas tecnologías se han estado utilizando como sistemas independientes (solo una fuente de energía) o

como sistemas híbridos² (donde interviene más de una fuente de energía), garantizando la autonomía del suministro de electricidad.

Una de las características intrínsecas de estos recursos energéticos renovables, que los diferencia de los combustibles fósiles de manera sustancial, es su variabilidad. La intermitencia de estos recursos hace que su explotación, mediante sistemas autónomos, exija la existencia de medios de almacenamiento de energía. Los tradicionales bancos de baterías que han sido ampliamente utilizados, tienen limitaciones técnicas y ambientales demostradas. Este tipo de almacenamiento requiere un alto costo; adicionalmente, son muy sensibles a condiciones de operación inesperadas. Por otro lado, la mayoría de los usuarios no pueden reemplazarlas por carecer de recursos financieros, lo cual significa una pérdida total del funcionamiento del sistema. El uso de metales pesados y electrolitos más o menos agresivos en las baterías, pueden constituir desventajas desde el punto de vista ecológico, si no existe un proceso de reciclado muy cuidadoso.

Una alternativa para solventar los problemas ligados al almacenamiento de energía y que ha sido identificada como una de las opciones estratégicas para el desarrollo del mercado eólico mundial, lo constituye la integración de tecnologías eólicas con tecnologías de hidrógeno (electrolizadores, tanques de almacenamiento y celdas de combustibles). El almacenamiento de energía en hidrógeno tiene varias ventajas respecto al almacenamiento de energía en bancos de baterías, entre las que podemos citar las siguientes:

- Mayor capacidad de almacenamiento.
- Vida útil elevada (20 a 25 años el electrolizador y la celda de combustible).
- Posibilidad de ser abastecido desde lugares cercanos producto de su fácil manipulación y transportación.
- No necesita gran cantidad de tiempo para almacenar la energía.

² Se denominan sistemas híbridos de generación de energía eléctrica, basados en fuentes renovables, a los sistemas que disponen de una o más fuentes renovables (solar fotovoltaica, eólica, minihidráulica, biogás y/o biomasa) y que también pueden disponer de fuentes no renovables (como por ejemplo generador diesel).

En los trabajos de investigación que han sido realizados, el almacenamiento de energía en hidrógeno en sistemas eólicos autónomos (denominados como sistemas integrados, no híbridos, pues el hidrógeno es un vector energético) ha sido abordado desde varias perspectivas. El uso de herramientas de simulación y de optimización predomina en la mayoría de los estudios, sin embargo, todos ellos presentan limitaciones prácticas que deben ser superadas, entre las cuales encontramos las siguientes:

- Solamente utilizan la FDP de Weibull para ajustar la distribución de frecuencias de velocidades del viento observadas, la cual no siempre representa el mejor ajuste. Este hecho introduce errores en la estimación de diversos parámetros, como la potencia eólica disponible, la energía producida por las turbinas eólicas, y otros.
- Carecen de un análisis de adecuación de la turbina eólica al recurso eólico disponible, de tal manera que se pueda elegir entre diferentes modelos el de mejor desempeño energético esperado en el sitio específico. Esto permitiría un mejor acercamiento a la optimización global del sistema.
- Los cálculos de emisiones de GEI, en el mejor de los casos, se estiman para el período de operación del sistema y no para el ciclo de vida de cada uno de sus componentes, lo cual le daría una dimensión ambiental más acertada.
- Las restricciones impuestas al sistema no incluyen algunas relacionadas con la celda de combustible y el electrolizador para aumentar su vida útil, particularmente la que limite la máxima densidad de corriente de celda.
- Los métodos de solución utilizados para el problema de optimización de sistemas integrados, demandan en muchas ocasiones un tiempo excesivo de cálculo en ordenador, generalmente por la diversidad de variables y posibles combinaciones de componentes utilizadas. Para el caso específico de sistemas eólicos autónomos, la solución óptima (o más bien, el grupo de soluciones óptimas) se podría encontrar disminuyendo la cantidad de funciones objetivos (sin que deje de ser una optimización multiobjetivo). Alguna función objetivo, como la energía no servida, podría ser tratada como restricción, sin que ello afecte los resultados de optimización.

Atendiendo a lo anterior, este trabajo de investigación se centra en la optimización multiobjetivo de sistemas integrados eólico/hidrógeno, apuntando a la consecución de los objetivos que a continuación se señalan.

Objetivos

Objetivo general:

Potenciar el desarrollo de sistemas autónomos de energía eólica/hidrógeno/celdas combustibles mediante una metodología que permita realizar su dimensionado óptimo.

Objetivos específicos:

1. Caracterizar los marcos teórico y contextual de los sistemas eólicos autónomos con almacenamiento de hidrógeno, realizando para ello una extensa y continua revisión bibliográfica.
2. Implementar el uso de diferentes FDP y métodos de valores desviados para el estudio del recurso eólico (unimodales y bimodales) y desarrollar un método para el acoplamiento óptimo entre la turbina eólica y las características del viento medido.
3. Desarrollar un modelo de dimensionado para los sistemas objeto de estudio mediante la optimización de funciones objetivos de tipo económico y medioambiental. Implementar el análisis del sistema en su ciclo de vida y el uso de herramientas de análisis multicriterial.
4. Validar la metodología desarrollada mediante comparación con el modelo de optimización HOGA, basado en algoritmos genéticos.

ANTECEDENTES Y ESTADO ACTUAL

ANTECEDENTES Y ESTADO ACTUAL

Los sistemas autónomos³ de energías renovables y su 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 dado 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 [3].

Además del sector doméstico, hay un número de usos comerciales y públicos que requieren energía fuera de la red. Algunas áreas típicas y aplicaciones potenciales son las siguientes [3]:

- ✓ Telecomunicaciones (estaciones satelitales, 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).

Varios proyectos demostrativos de sistemas de energías renovables con almacenamiento de hidrógeno tienen escenario en diferentes partes del mundo. Los estudios experimentales en sistemas solar/hidrógeno han recibido en el pasado más atención que en los eólico/hidrógeno. La experiencia

³ 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).

ganada en el diseño y operación de sistemas solar/hidrógeno son en muchos aspectos valiosas para los sistemas eólico/hidrógeno, debido a que la energía solar también es una fuente intermitente de energía.

Uno de los proyectos demostrativos de pequeña escala más exitosos fue llevado a cabo en la Universidad de Helsinki, donde fue probado un sistema experimental de 1 kW consistente en una celda de combustible PEM y un electrolizador PEM [4]. En un primer proyecto el grupo de investigación había probado un sistema consistente en un electrolizador alcalino, un tanque para el almacenamiento de hidrógeno presurizado y una celda de combustible de ácido fosfórico [4]. Este sistema tuvo la peor eficiencia de operación, debido fundamentalmente a problemas con la celda de combustible. El estudio concluyó que la viabilidad técnica es buena en el almacenamiento estacional a pequeña escala, y que se pueden lograr eficiencias globales próximas a un 40 % utilizando tecnologías actuales.

Alemania ha sido uno de los países más activos en el campo de investigación del hidrógeno renovable. Durante los años 90 fueron iniciados varios proyectos, de los cuales tres de los más importantes son el Programa Alemán-Saudí *HYSOLAR*, el Solar/Hidrógeno en *Neunburg vorm Wald* y el de Planta Demostrativa *Phoebus-Jülich* [4]. El principal objetivo de este último fue probar un sistema solar/hidrógeno para el suministro de energía eléctrica a un edificio, a fin de obtener una alta fiabilidad y eficiencia operacional. Se concluyó que la economía y fiabilidad del sistema deben ser mejoradas significativamente, a pesar de que el electrolizador y la celda de combustible mostraron un funcionamiento relativamente bueno. Por su parte, el *Neunburg vorm Wald Project* consistió de un sistema fotovoltaico de 135 kW, tres electrolizadores diferentes, dos celdas de combustible, calderas de calefacción y una estación de servicio de hidrógeno para vehículos de prueba. Los resultados demostraron que la integración de los componentes en un sistema globalmente útil, es más difícil y complejo que lo comúnmente imaginado [4].

La producción de hidrógeno en sistemas eólicos es más desafiante que en sistemas solares, debido a que las fluctuaciones del viento son más rápidas e irregulares. Un prototipo de sistema eólico/hidrógeno fue instalado en el *ENEA⁴ Casaccia Research Centre* de Italia, como parte de un

⁴ Agencia Nacional Italiana para las Nuevas Tecnologías, Energía y Desarrollo Económico Sostenible.

proyecto financiado por la UE. Consistió de una turbina eólica de 5.2 kW, 330 Ah de baterías, un electrolizador de 2.25 kW y equipos auxiliares para conexión a red. La operación intermitente no causó mayores problemas de estabilidad o problemas generales operacionales para el electrolizador. Las calidades del hidrógeno y del oxígeno fueron reportadas como satisfactorias, sin embargo el electrolizador sufrió de menores eficiencias al operar a bajos niveles de potencia [4].

Un sistema similar fue instalado en la *University of Applied Sciences*, en Stralsund, Alemania. Estaba constituido por una turbina eólica de 100 kW, un electrolizador alcalino de 20 kW y un tanque de 200 Nm³ para hidrógeno presurizado. Las investigaciones hechas en el electrolizador también dieron buenos resultados con respecto a las fluctuaciones irregulares de potencia.

En Canadá, en la Universidad de Quebec, fue instalado un pequeño sistema constituido por un aerogenerador de 10 kW, un panel solar de 1 kW, un electrolizador *Stuart* de 5 kW y una celda de combustible *Ballard* de 5 kW. El hidrógeno era almacenado a 10 bars. El sistema mostró un funcionamiento seguro y fiable, sin embargo, las pérdidas de energía en la producción y compresión del hidrógeno fueron reportadas en un 40 %, mientras que en la celda de combustible fueron de un 55 %. En el *Folkecenter of Renewable Energy* de Dinamarca, fue desarrollado un proyecto piloto incluyendo un aerogenerador de 75 kW, un electrolizador de 20 kW, un tanque de hidrógeno y una estación de servicio de hidrógeno para un auto *Ford Focus*. Mediante un control electrónico de avanzada fue posible operar el electrolizador en todo el rango de 0-100 % de su potencia nominal, pudiendo obtener una óptima utilización de la energía eólica fluctuante [4].

En julio del 2004 se inauguró en Noruega la primera planta de producción de hidrógeno a partir de la energía producida por aerogeneradores, para la electrificación de una pequeña isla (Utsira) con unos 200 habitantes (Figura 3). El sistema está compuesto por dos turbinas eólicas de 600 kW conectadas a una celda combustible de 10 kW y una máquina de combustión de hidrógeno de 55 kW, que producen energía a partir del hidrógeno almacenado cuando el viento es insuficiente [5], [6].



Figura 3. Sistema eólico/hidrógeno instalado en Utsira, Noruega, en julio del 2004.
Descargada de: <http://www.hydro.com>

En el 2005 se puso en marcha en Pico Truncado, Santa Cruz, Argentina, una planta experimental para la producción de hidrógeno a partir de la energía eólica (Figura 4).



Figura 4. Primera Planta de producción de hidrógeno de Latinoamérica Pico Truncado. Descargada de: <http://www.aah2.org.ar/galeria.htm>

Es la primera en Argentina y en Latinoamérica, y funciona como una escuela-fábrica destinada al desarrollo de tecnologías, investigaciones y capacitación en la producción, manejo y usos del hidrógeno.

Otro ejemplo de este tipo de proyectos demostrativos es el sistema eólico/hidrógeno instalado en la isla Unst, en Escocia (Figura 5). En esa isla, dos turbinas eólicas de 15 kW proveen energía eléctrica para calentamiento a 5 edificios de oficinas. Durante las horas de baja demanda de electricidad, las turbinas envían el exceso de energía producida a un electrolizador para producir hidrógeno. Este equipo consume entre 2 y 7 kW, produciendo un promedio diario de 2 kg de hidrógeno. El hidrógeno, almacenado en un contenedor a alta presión, es usado para alimentar un coche eléctrico híbrido *REVA*, con una celda combustible de 1.2 kW.



Figura 5. Sistema eólico/hidrógeno instalado en la Isla Unst, Escocia. Tomada de [7].

El sistema también incluye un *backup* de energía que utiliza otra celda combustible y un inversor, que usa el hidrógeno para energizar el edificio de oficinas durante las pocas horas en que las turbinas eólicas no están operando [7].

En Dinamarca, la Isla Lolland es el escenario del proyecto *Lolland Hydrogen Community*, iniciado en mayo del 2007. La baja temperatura del aire en la isla, crea densidades del aire elevadas y por lo tanto más potencia en el viento, sin embargo esto tiende a suceder en las horas en que la demanda de energía en la isla es más baja. Para explotar este exceso de energía, se propuso crear un sistema híbrido eólico/hidrógeno que desplazara el uso intensivo del carbón como combustible para el

calentamiento y para el sector del transporte. La fase I del proyecto comenzó a inicios del 2007, con la instalación en diez casas de unidades combinadas de calor y energía (CHP, por sus iniciales en inglés) en base a celdas de combustible e hidrógeno. En la fase II del proyecto se planeó realizar la instalación de otras 35 unidades CHP en la villa de Vestenskov [5].

Otros proyectos demostrativos que incluyen sistemas enlazados a la red eléctrica, se han estado desarrollando en países europeos fundamentalmente. En Islas Canarias y en Grecia se encuentra en desarrollo uno de los más importantes, con fondos de la UE.

Existe una gran diversidad de trabajos de investigación que abordan actualmente el tema de los sistemas integrados de energía eólica/hidrógeno/celdas combustibles. Esto denota la importancia que muchas instituciones científicas le han conferido al tema, convirtiéndolo en un objeto de investigación de mucha actualidad.

En la revisión bibliográfica que se presenta a continuación, se realiza un análisis de los trabajos más importantes que han sido publicados, y que con sus resultados han contribuido al estado del arte de tales sistemas energéticos.

1

MARCO TEÓRICO

Capítulo 1 MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presenta una revisión bibliográfica sobre las investigaciones realizadas en relación a los sistemas eólicos autónomos con almacenamiento de hidrógeno. La revisión se centra en los trabajos de simulación y optimización de tales sistemas, así como en las herramientas computacionales utilizadas para ello.

Los aspectos teóricos relativos a los estudios del recurso eólico y la demanda energética y a las tecnologías de hidrógeno, son abordados en sus capítulos correspondientes.

1.1. Diseño y control de sistemas autónomos.

1.1.1. Simulación y optimización de sistemas. Trabajos previos.

La mayor parte de los trabajos publicados refieren el uso de herramientas de simulación como el *HOMER*, el *HYBRID2* y el *TRNSYS*, u otras menos difundidas, para simular el funcionamiento de diferentes configuraciones para una determinada aplicación, y con ello seleccionar el de mejor comportamiento económico. Glöckner *et al.* [8], realizan el dimensionado de un sistema eólico/hidrógeno/celdas de combustible para una isla en Noruega. El proceso se aborda desde la perspectiva de la simulación con *TRNSYS*, introduciéndose como datos de entrada los valores de velocidad del viento medidos durante un año en la isla y los perfiles diarios de carga. El trabajo sirvió de base al proyecto actualmente en explotación en la Isla Utsira. T. Nakken *et al.* [6] señalan en un estudio sobre las experiencias adquiridas durante la operación de este sistema, que la turbina eólica fue sobredimensionada a causa de una desestimación del potencial eólico en la isla.

Grimsmo L. N. *et al.* [9] desarrollan un método para el dimensionado de un sistema aislado eólico/hidrógeno. La idea básica que se presenta es que el tamaño óptimo de los diferentes componentes del sistema puede ser determinado a partir de la velocidad media del viento, su desviación estándar y los parámetros de forma y de escala de la función biparamétrica de Weibull. La metodología fue aplicada a un caso de estudio y luego el sistema calculado fue simulado con la herramienta *TRNSYS*. Los resultados de la simulación demostraron que la metodología desarrollada

(la cual fue programada en *MATLAB*) arrojaba tamaños para el electrolizador y el tanque de almacenamiento de hidrógeno más grandes que los necesarios. Los autores concluyeron que se hacía necesario el análisis de funciones de distribución de velocidad del viento más generales, que permitieran optimizar el método de cálculo.

D. B. Nelson *et al.* [10] realizan el dimensionado y análisis económico de un sistema híbrido eólico/fotovoltaico/celda combustible para una casa típica en el Pacífico Noroeste, alejada de la red eléctrica, y los resultados son comparados con un sistema híbrido tradicional con almacenamiento en baterías. Desarrollan una interfase gráfica para el usuario en *MATLAB* para el dimensionado de los componentes del sistema. Los autores usan el número de turbinas eólicas como un parámetro libre de entrada al programa y el número de paneles fotovoltaicos es calculado usando la técnica *LPSP* (*Loss of Power Supply Probability*). Fueron seleccionados para el estudio una turbina eólica *Bergey BWC XL.1* de 1 kW y módulos solares *BP SX-120S* (120 W). Las potencias nominales de la turbina eólica y del panel fotovoltaico constituyeron datos de entrada al programa y podían ser cambiados. Los autores concluyeron que para el caso analizado el sistema tradicional eólico/fotovoltaico/batería mostraba claras ventajas respecto al sistema eólico/fotovoltaico/celda combustible, indicando la necesidad de investigar y de lograr avances tecnológicos en el área de celdas combustibles y electrolizadores.

El uso de la técnica *LPSP* y la metodología utilizada para el análisis económico del sistema le imprimen atractividad al trabajo realizado por los autores. Sin embargo, el considerar la potencia de la turbina eólica y el número de ellas, así como la potencia de los módulos fotovoltaicos como datos de entrada al programa y no como datos de salida de este, no optimiza el proceso de dimensionado del sistema y por ende va en detrimento del futuro desempeño del mismo y de su competitividad frente a otros sistemas alternativos.

La selección de modelos comerciales de turbinas eólicas y su inclusión en el sistema tal y como han sido diseñadas no asegura una correcta adecuación con las características del viento en el sitio de estudio. Debe tenerse en cuenta que varios modelos de turbinas eólicas con igual potencia nominal, pero operando a diferentes velocidades de diseño, producirían diferentes cantidades de energía aún funcionando en iguales condiciones de viento (es decir, en un mismo sitio). Por su importancia este aspecto será retomado en este análisis en lo adelante.

Emmanuel Kasseris *et al.* [11] presentan la optimización de un sistema híbrido eólico/celda combustible en una red eléctrica autónoma de una isla del Archipiélago Egeo. Este sistema ya había sido diseñado por otros autores [12] con el propósito de aumentar la penetración eólica en la isla. Sin embargo, no incluyeron en su estudio las restricciones de red, tanto “estrictas” como “no estrictas”. Resultados de simulación demostraron que cuando son tomadas en cuenta las restricciones de red, en el caso de ser relativamente “estrictas”, el esquema de hibridación presentado incrementa la energía de salida de la turbina eólica, mientras que cuando las restricciones de red son “no estrictas” el esquema de hibridación presentado disminuiría la energía de salida de la turbina eólica. Además, la configuración del sistema presentado no alcanzaría su viabilidad financiera a los precios actuales de la electricidad debido a los altos costos capitales.

En [11] se presentan dos principios de operación para el sistema, los cuales mejoran significativamente su rendimiento energético aún bajo restricciones de red “no estrictas”. En algunos casos, estos principios de operación logran que el sistema híbrido sea viable financieramente con los actuales precios de la electricidad.

La selección del tamaño de los equipos individuales se realizó de la siguiente manera: para un tamaño dado de la turbina eólica y una logística de control del sistema híbrido, las variables de diseño a seleccionar son esencialmente el tamaño del electrolizador y la capacidad de almacenamiento de hidrógeno. Una vez que estas dos variables fueron seleccionadas, se determinó el mínimo tamaño de la celda combustible. Como se puede apreciar, los autores no se detienen a determinar cuáles serían los parámetros óptimos de diseño de la turbina eólica que se debe utilizar en el caso específico de las islas del Archipiélago Egeo objeto de su estudio, pero sí realizan un análisis importante de las restricciones de red y evalúan diferentes lógicas de control que deben ser tenidas en cuenta en estudios similares.

Jesús Samaniego *et al.* [13] presentan la simulación de un sistema híbrido que combina una turbina eólica, un electrolizador y una celda combustible, trabajando unidos para proveer de forma constante electricidad durante el año. El sistema es simulado de acuerdo a dos estrategias de operación del electrolizador: primero funcionando a potencia nominal constante y luego operando dentro de un rango del 20 % de su potencia nominal. El sistema fue simulado utilizando el *TRNSYS 15*. De la

misma manera que en otros trabajos similares, el proceso de dimensionado es abordado a partir del uso de herramientas de simulación.

Trabajos con propósitos similares han sido desarrollados para el dimensionado de sistemas que en vez de turbinas eólicas utilizan sistemas fotovoltaicos. Algunos de ellos emplean técnicas que pueden ser utilizadas para el caso de sistemas eólico/hidrógeno/celdas combustibles. En uno de los más recientes, Posadillo y Luque [14] presentan un método para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos con demanda mensual variable. Como otros anteriores usa la técnica de probabilidad de pérdida de carga, pero incluye dos nuevos factores: el número de fallas anual del sistema y la desviación estándar del número anual de fallas. La posibilidad de analizar demanda variable mensual, lo cual es típico en la realidad, puede ser aplicable para el caso de sistemas eólicos, donde el correcto acoplamiento entre la generación y la carga también constituye un aspecto clave.

Han sido publicados diversos trabajos donde se investiga la viabilidad técnica y económica del almacenamiento de hidrógeno en sistemas autónomos. Khan e Iqbal [15] realizan la modelación, simulación y análisis de un sistema eólico aislado con almacenamiento de hidrógeno. Utilizan *MATLAB-Simulink* para la modelación dinámica del sistema. Los resultados de la simulación demostraron el buen funcionamiento de cada uno de los componentes del sistema así como sus interacciones mutuas.

Abdullah *et al.* [16], realizan un estudio de comparación entre diferentes esquemas energéticos para la electrificación de un centro rural de informaciones y telecomunicaciones, ubicado en un área remota de Sarawak, al este de Malasya. Demuestran con este caso de estudio que los sistemas combinados de energía fotovoltaica e hidrógeno son más fiables, aunque actualmente más costosos, que los sistemas fotovoltaicos autónomos.

Sopian *et al.* [17], describen el comportamiento de un sistema integrado eólico/fotovoltaico/hidrógeno/baterías. Se desarrollan los modelos matemáticos para cada componente del sistema y se comparan con los resultados experimentales. Se pudo concluir que no hay dificultades técnicas insuperables asociadas con la producción de hidrógeno mediante sistemas híbridos. Las observaciones de campo mostraron que tales sistemas son viables y lo suficientemente confiables, y requieren menos mantenimiento. Además, los efectos electroquímicos causados por la

naturaleza intermitente del recurso eólico y el solar, pueden ser disminuidos mediante el uso de baterías como sistemas de almacenamiento a corto plazo.

Dufo y Bernal [18] realizan el diseño multi-objetivo triple de un sistema híbrido aislado, minimizando simultáneamente el costo total en la vida útil del sistema, las emisiones contaminantes y la carga no servida. Utilizaron un algoritmo evolutivo multi-objetivo y un algoritmo genético para encontrar la mejor combinación de componentes del sistema y sus estrategias de control. De los trabajos de investigación que han sido publicados sobre el tema, este es uno de los más novedosos, dada las ventajas que ofrece la optimización multi-objetivo en relación a la mono-objetivo.

Kashefi *et al.* [19], diseñan un sistema híbrido eólico/fotovoltaico/celda de combustible, bajo el criterio de minimización del costo anualizado en 20 años de operación. El problema de optimización está sujeto a un suministro fiable de la demanda, incluyendo en el análisis las fallas de las turbinas eólicas, de los arreglos fotovoltaicos y del convertidor DC/AC. Es utilizado un algoritmo de optimización basado en nubes de partículas *PSO (Particle Swarm Optimization)*. Los resultados demuestran la influencia de las fallas de los componentes en la fiabilidad y costo del sistema.

La optimización por nubes de partículas también es empleada por Hakimi y Moghaddas-Tafreshi [20] en el diseño de un sistema autónomo para un área residencial del sureste de Irán. El sistema está compuesto por celdas de combustibles, turbinas eólicas, electrolizadores, un reformador, un reactor anaerobio y algunos tanques de hidrógeno. La biomasa es utilizada como fuente de energía disponible. En el sistema, el hidrógeno producido en el reformador es entregado directamente a una celda de combustibles. Cuando la energía producida por esta más la turbina eólica es superior a la demanda, el exceso es entregado al electrolizador. En caso contrario, se emplea una celda de combustibles adicional que es alimentada por el hidrógeno almacenado. La función objetivo optimizada es el costo total del sistema.

En Dufo [21] se realiza un análisis de algunos trabajos previos que utilizan algoritmos genéticos para la optimización de sistemas híbridos. Entre ellos se encuentran los siguientes:

Seeling-Hochmuth [22]: Se realiza la optimización económica de un sistema híbrido PV-Eólico-Diesel mediante la técnica de los algoritmos genéticos. La optimización se realiza mediante dos

algoritmos: un algoritmo principal que optimiza la combinación de los distintos elementos del sistema y un sub-algoritmo que optimiza la estrategia de control de cada combinación de componentes del algoritmo principal. El control del sistema se codifica mediante un vector cuyos componentes son 5 variables de decisión para cada hora del año (8760 horas).

Seeling-Hochmuth [23]: Se realiza la optimización económica, utilizando algoritmos genéticos, de sistemas híbridos PV-eólico-diesel con almacenamiento en baterías. La descripción de los componentes y el estudio económico se realizan con gran detalle, sin embargo no se puede decir lo mismo sobre los Algoritmos Genéticos utilizados. La estrategia de control es muy simple, considerando como únicos parámetros la consigna (Setpoint) del SOC (estado de carga, por sus iniciales en inglés) de las baterías (por debajo del cual el generador diesel se pone en funcionamiento) y un valor de energía no servida por las fuentes renovables (por encima del cual el Diesel también se pone en funcionamiento). Los resultados son comparados con los del programa de simulación *HYBRID2*.

Koutroulis *et al.* [24]: Se realiza la optimización económica mediante Algoritmos Genéticos de sistemas PV-Eólico con almacenamiento de energía en baterías. El usuario de la herramienta de optimización fija un tipo de panel fotovoltaico, de aerogenerador, de batería y de cargador de baterías. Se realiza la optimización de la combinación del número de paneles fotovoltaicos en paralelo, de aerogeneradores, de baterías, de cargadores de baterías, de alturas de los aerogeneradores y de la inclinación de los paneles fotovoltaicos. El inversor se selecciona según la máxima potencia de las cargas, que son únicamente AC. La utilidad de este trabajo es más que discutible dado que el número de posibles soluciones no es elevado (no existe estrategia de control), siendo un típico caso en el que la optimización podría realizarse sin dificultad mediante un método enumerativo, no estando justificada la aplicación de los Algoritmos Genéticos. Además de la poca utilidad del método, la simulación del sistema presenta simplificaciones demasiado groseras: las baterías se modelan con una duración fija en años y no mediante un modelo de envejecimiento. Así, se observa que el inversor presenta una eficiencia fija, cuando realmente debería depender de la potencia de salida. El cálculo económico se reduce a la suma de los costos de adquisición de los componentes más los de mantenimiento (fijos para todos los componentes e iguales al 1% anual del costo de adquisición del componente). Es decir, no se actualizan los costos (no se calcula el *NPC*), por lo que las comparaciones entre inversiones no son correctas.

Bernal, Dufo y Rivas [25]: Se presenta, por primera vez, la optimización Multi-Objetivo (costo frente a emisiones de CO₂) de sistemas híbridos basados en fuentes renovables de generación de energía eléctrica mediante Algoritmos Evolutivos. El Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo se basa en el *SPEA (Strength Pareto Evolutionary Algorithm)*. El sistema híbrido está compuesto por generador fotovoltaico, aerogeneradores, generador Diesel y baterías.

1.1.2. Estrategias de control

Si los sistemas híbridos se diseñan y controlan de forma óptima, en muchos casos el costo de producción de cada kWh se reduce respecto a las instalaciones generadoras que sólo hacen uso de una única fuente de energía. A continuación se detallan las estrategias de control seguidas por *HOMER* y *HOGA*.

1.1.2.1. Estrategias de control seguidas por *HOMER*

HOMER sigue dos estrategias de control [26], [27]: *cycle charging* and *load following*. La óptima de ellas depende de muchos factores, incluyendo los tamaños de los generadores y del banco de baterías, el precio del combustible, los costos de operación y mantenimiento, la cantidad de fuentes renovables en el sistema y el carácter de los recursos renovables. El modelador puede seleccionar ambas estrategias, ante lo cual *HOMER* simula cada sistema usando cada una de ellas y luego se puede ver cuál es la óptima.

Bajo la estrategia *load following*, las baterías sólo son cargadas por los recursos renovables y nunca por el generador diesel. Si las baterías pueden suministrar la demanda neta (la demanda de potencia menos la producida por las fuentes renovables), el generador diesel está apagado. Cuando las baterías no pueden suministrar toda la demanda neta, es el generador el que la suministra. Tiende a ser la estrategia óptima en sistemas con alta participación renovable.

Las fuentes “controlables” de energía del sistema (generadores, red, banco de batería) son “despachadas” de tal manera que sirvan las cargas primaria y térmica al menor costo total cada hora, a la vez que satisfagan los requerimientos de reserva operacional. El costo total incluye el costo del

combustible, los de operación y mantenimiento, y los de reemplazamiento. Para lograr esto, *HOMER* calcula los costos fijos y marginales de cada una de las fuentes de energía despachable:

- ✓ El costo fijo de un generador es igual a la suma de su costo de operación y mantenimiento horario, su costo de reemplazamiento horario, y el costo de su consumo de combustible sin carga. El costo marginal es igual a la pendiente de su curva de consumo de combustible multiplicada por el precio del combustible. Si el calor desechado puede ser recuperado desde el generador y se usa en servir la carga térmica, entonces el costo marginal del generador es reducido por el valor de la energía térmica que este produce (la cual es igual al costo marginal de la energía térmica proveniente de la caldera). Si se le asigna un costo a las emisiones de carbón, entonces el costo marginal del generador aumenta correspondientemente.
- ✓ El costo fijo del banco de baterías es cero y su costo marginal es igual al “costo de desgaste de la batería” (*Battery Wear Cost*). Este último representa el costo de ciclar energía a través del banco de baterías. *HOMER* asume que hay una cantidad fija de energía que puede ser ciclada a través de una batería antes de que necesite ser reemplazada. Bajo esta consideración, el costo de desgaste de la batería es calculado mediante la siguiente ecuación:

$$C_{bw} = \frac{C_{rep,batt}}{N_{batt} Q_{lifetime} \sqrt{\eta_{rt}}} \quad (1)$$

HOMER asume que tanto las eficiencias de carga y descarga de las baterías son iguales a la raíz cuadrada de la eficiencia *roundtrip*.

- ✓ El costo fijo de la red es cero y su costo marginal es igual al precio de la energía de la red. Este costo se ve incrementado si se les asignan costos a las emisiones de carbono.

Una vez que es caracterizada cada fuente “despachable” de energía, *HOMER* busca la combinación de fuentes de generación que satisfacen la carga primaria, la reserva operacional requerida y la carga térmica al menor costo.

Bajo la estrategia *cycle charging*, mientras las baterías puedan suministrar la demanda neta, el generador diesel está apagado. Cuando las baterías no pueden suministrar toda la demanda neta, el generador diesel funciona a la potencia nominal, suministrando la demanda y cargando las baterías con el resto de energía. Los excesos de energía son dirigidos hacia los objetivos de menor prioridad,

en el siguiente orden de prioridad decreciente: carga diferible, carga del banco de baterías, electrolizador.

Cuando se usa esta estrategia de control, *HOMER* despacha las fuentes controlables en cada hora de la simulación mediante un proceso de dos etapas. Primero, selecciona la combinación óptima de fuentes de energía para servir las cargas primaria y térmica de acuerdo a la estrategia *load following*. Luego, eleva la salida de cada generador en la combinación óptima hasta su capacidad nominal, o tan cerca como sea posible de no producir excesos de electricidad.

Para esta estrategia, se puede establecer un *Setpoint* (entre 0 y 100%), de tal forma que si las baterías están por debajo de dicho *Setpoint SOC* y el generador ha estado funcionando la hora anterior, éste cargará las baterías hasta que lleguen a un *SOC* igual al *Setpoint*. En la Figura 6 se muestra la ventana utilizada en *HOMER* para la entrada de estrategias de control.

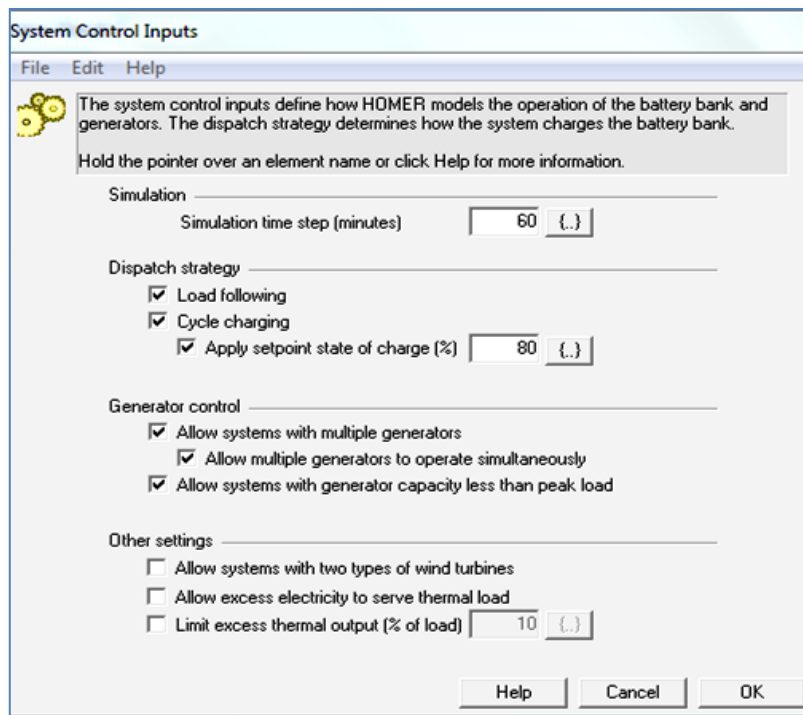


Figura 6. Ventana de *HOMER* para las entradas estrategias de control

1.1.2.2. Estrategias de control seguidas por *HOGA*.

HOGA [28] utiliza un total de 12 variables de control. Una vez estimados los valores de todas las variables para cada hora, el control del sistema sigue unos condicionantes intentando minimizar el costo total del sistema (en el caso de optimización mono-objetivo) o intentando minimizar tanto costos como emisiones de CO₂ o energía no servida (optimización multi-objetivo).

Como premisa fundamental de control, la energía producida por las fuentes renovables (fotovoltaica, eólica y/o hidráulica), por ser gratuita (una vez adquiridos los componentes), se utilizará prioritariamente para alimentar a las cargas. Además, cada fuente, renovable o no, tendrá prioridad en alimentar las cargas de su lado de tensión (*DC* o *AC*). El consumo externo de H₂ será suministrado en primera instancia por el depósito de H₂. Si éste no es capaz de suministrar todo el necesitado, se recurrirá a generarlo en el electrolizador.

Si las fuentes renovables producen más energía que la que necesita el consumo, la energía restante (P_{carga}) se invertirá o bien en cargar las baterías o bien en generar H₂ en el electrolizador. Este proceso es denominado como **CARGA** (Figura 7). La elección de dónde se invertirá la energía sobrante depende de los costos de “ciclado” de la energía en las baterías y en el electrolizador.

El costo del ciclado en un elemento acumulador de energía (baterías o electrolizador) es el costo total de almacenar energía en el elemento, para posteriormente cederla al sistema cuando se necesite. Incluye los costos de operación y mantenimiento y los costos proporcionales de desgaste y posterior reposición del elemento. En las baterías el costo de ciclado es aproximadamente proporcional a la potencia, mientras que en el caso del electrolizador es aproximadamente constante, tal y como se observa en la figura siguiente. El punto de corte de ambas rectas ($P_{límite_carga}$) será la referencia para comparar con la potencia que sobra en el sistema en un determinado momento. Si la potencia sobrante es inferior, será más barato utilizarla en cargar las baterías, mientras que si es superior será más económico generar H₂ en el electrolizador.

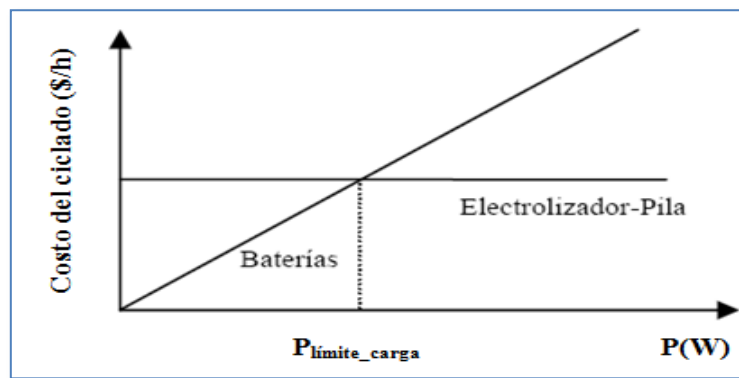


Figura 7. Costos del ciclado (Proceso de carga)

La **Estrategia de Carga** será, por tanto:

- ✓ Para $P_{carga} \leq P_{límite_Carga}$ cargamos las baterías lo máximo posible, y si sobra energía se dedica a generar H_2 en el electrolizador.
- ✓ Para $P_{carga} > P_{límite_Carga}$ generamos el máximo posible de hidrógeno en el electrolizador, y si todavía sobra energía se dedica a cargar las baterías.

Si, por el contrario, las fuentes renovables no son capaces de proporcionar toda la energía que se necesita en el consumo, la energía que falta por cubrir ($P_{descarga}$) la deberán suministrar las baterías, el generador AC, o la celda de combustibles. Este proceso es denominado **DESCARGA**.

HOGA calcula para cada uno de los elementos (baterías, generador AC y celda de combustibles) el costo de suministrar energía, que depende de los costos de operación y mantenimiento, de los costos de reposición del elemento, de su vida útil, del precio del combustible (caso del generador AC), etc. En la figura 8 se muestra un ejemplo de los costos asociados al suministro de energía de los distintos elementos, en función de la potencia. Los puntos de corte de la recta de costos de las baterías con las de los otros dos elementos corresponden a unas potencias PI_{pila} y $PI_{gen.}$. Al menor de ellos lo llamaremos P1. El corte de la recta de costos del generador AC con la de la celda de combustibles corresponde a una potencia P2.

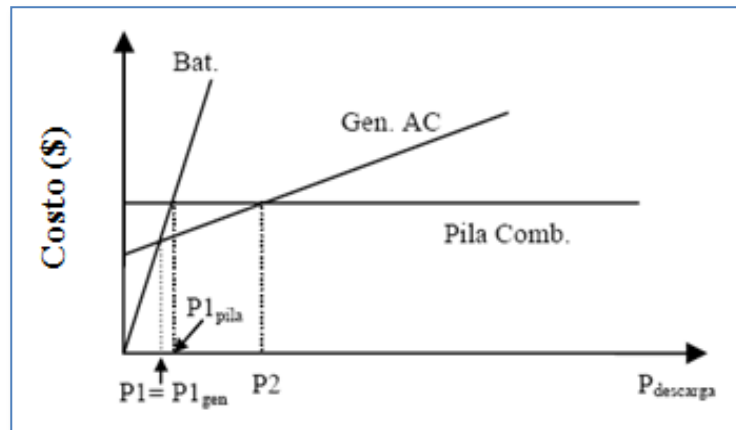


Figura 8. Costos de ceder energía (Proceso de descarga)

En el ejemplo de la figura anterior, la estrategia óptima para la descarga será:

- ✓ Para $P_{descarga} < P1$ interesa suministrar la energía con las baterías. Si éstas no son capaces de suministrar toda la $P_{descarga}$, el resto $P_{falta} = P_{descarga} - P_{bat}$ lo proporcionará el generador AC si $P_{falta} < P2$, y en caso contrario lo proporcionará la celda de combustibles.
- ✓ Para $P2 > P_{descarga} > P1$ interesa suministrar la energía con el generador. Si éste no es capaz de suministrar toda la $P_{descarga}$, el resto $P_{falta} = P_{descarga} - P_{gen}$ lo proporcionarán las baterías AC si $P_{falta} < P1_{pila}$, y en caso contrario lo proporcionará la pila de combustible.
- ✓ Para $P_{descarga} > P2$ interesa suministrar la energía con la pila de combustible. Si ésta no es capaz de suministrar toda la $P_{descarga}$, el resto $P_{falta} = P_{descarga} - P_{pila}$ lo proporcionarán las baterías AC si $P_{falta} < P1_{gen}$, y en caso contrario lo proporcionará el generador AC.

Generalizando, la **Estrategia de Descarga** será, por tanto:

- ✓ Para potencias $P_{descarga} < P1$ la energía la suministrarán las baterías.
- ✓ Para potencias $P1 \leq P_{descarga} \leq P2$ la energía la proporcionará el elemento de menor $P1$ (generador AC o celda de combustibles).
- ✓ Para potencias $P_{descarga} > P2$ la energía la suministrará el elemento de mayor $P1$ (generador AC o celda de combustibles).
- ✓ Una vez que se ha determinado el elemento que en primera instancia debe proporcionar la potencia necesaria $P_{descarga}$, habrá que tener en cuenta que si dicho elemento es incapaz de

suministrar toda la $P_{descarga}$, el resto de potencia, que llamaremos P_{falta} , la proporcionará el elemento tal que al suministrar esa potencia P_{falta} presente un coste menor.

- ✓ Si el 2º elemento que debe proporcionar la potencia no es capaz de hacerlo, le seguirá el otro para dar el resto.

Una descripción más detallada sobre las diferentes variables de control y la estrategia en general utilizada por *HOGA* puede ser encontrada en [28].

1.2. Programas de optimización y simulación de sistemas híbridos

Existen muchos programas, algunos comerciales y otros de libre distribución, que poseen una mayor o menor precisión en la simulación de sistemas híbridos de generación de energía eléctrica mediante energías renovables. El que destaca de entre todos ellos, y que además realiza la optimización económica del sistema, es *HOMER*, aunque posee algunas limitaciones que se comentan a continuación.

1.2.1. *HOMER*

HOMER (<http://www.nrel.gov/homer/>), desarrollado desde 1994 por *NREL* (*National Renewable Energy Laboratory*, EE.UU.), es un programa de optimización de sistemas híbridos de generación de energía eléctrica basados en fuentes renovables. El programa puede optimizar sistemas híbridos compuestos por generador fotovoltaico, baterías, aerogeneradores, turbina hidráulica, generador AC, pila de combustible, electrolizador, tanque de combustible y convertidor bidireccional AC-DC. Las cargas pueden ser AC, DC y/o cargas de hidrógeno, así como cargas de calor.

HOMER realiza tres actividades fundamentales: **simulación**, **optimización** y **análisis de sensibilidad**. En el proceso de simulación, modela el funcionamiento de una configuración de sistema en particular cada hora del año, para determinar su viabilidad técnica y su costo en la vida útil. En el de optimización, simula muchas configuraciones diferentes en la búsqueda de aquella que satisfaga las restricciones técnicas al menor costo. En el análisis de sensibilidad, realiza múltiples optimizaciones bajo un rango de supuestos cambios en variables de entrada (costos, demanda promedio, velocidad media del viento, *setpoint SOC*, tasas de interés, tiempo de vida del proyecto o

de componentes, altura del *hub* del aerogenerador, entre otras), para medir los efectos que dichos cambios provocan en el funcionamiento del sistema. La optimización determina los valores óptimos de las variables sobre las cuales el diseñador del sistema tiene control, tales como la combinación de componentes que conforman el sistema y el tamaño o la cantidad de cada uno. En cambio, el análisis de sensibilidad ayuda a evaluar los efectos de las incertidumbres o cambios en las variables sobre las que el diseñador no tiene control, como las mencionadas anteriormente [27].

La figura 9 ilustra las relaciones entre cada uno de los procesos. El ovalo de optimización encierra el ovalo de simulación, para representar el hecho de que una optimización consiste de múltiples simulaciones. Similarmente, el ovalo de análisis de sensibilidad encierra el ovalo de optimización porque la primera consiste de múltiples optimizaciones.

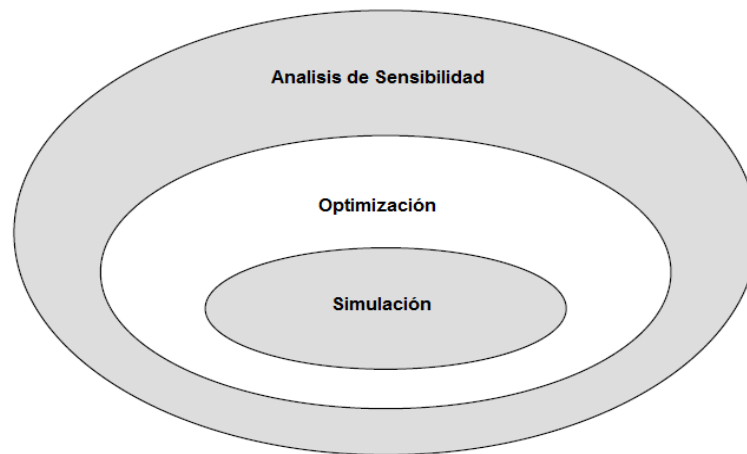


Figura 9. Relación conceptual entre simulación, optimización y análisis de sensibilidad.
Tomada de [27]

En el epígrafe 1.1.2.1 se expusieron las estrategias de control seguidas por *HOMER*, mientras que en el 3.2.1 se explica la forma en que este programa modela los perfiles de carga. Información más detallada sobre el funcionamiento del *HOMER* puede ser encontrada en [26], [27].

Finalmente, algunas debilidades señaladas al *HOMER* en [21]:

- ✓ La optimización se realiza mediante el método enumerativo. Por lo tanto se evalúan todas las posibles combinaciones de componentes y de estrategias. Debido a esta característica el número de posibles combinaciones no puede ser muy elevado ya que en otro caso los tiempos de cálculo serían excesivamente elevados (meses o años).

- ✓ Las estrategias de control son muy limitadas, tienen poca precisión y poca capacidad de adaptarse a cada sistema concreto.
- ✓ No define la forma de priorizar la energía sobrante en el caso de que existan baterías y electrolizador, ni la forma de priorizar qué elemento cederá la energía que falta cuando existen generador AC, baterías y pila de combustible.
- ✓ La vida de las baterías se modela según el número de ciclos completos equivalentes, aproximación que puede dar lugar a errores importantes.
- ✓ El inversor se modela con eficiencia constante y no dependiente de la potencia de salida, aproximación que en muchos casos puede influir en los resultados que se alcancen.
- ✓ El electrolizador se define con eficiencia fija e independiente del caudal de hidrógeno generado, siendo muy distinta esta aproximación a la realidad.
- ✓ El consumo de la pila de combustible se aproxima de forma lineal frente a la potencia de salida (no teniendo en cuenta que para potencias cercanas a la nominal la eficiencia disminuye).

1.2.2. *HYBRID2*

HYBRID2, desarrollado desde 1994 por *NREL* y la Universidad de Massachussets (http://www.ceere.org/rerl/rerl_hybridpower.html), es un programa de simulación del funcionamiento de sistemas híbridos definidos por el usuario (el programa no optimiza el sistema). Algunos componentes, como por ejemplo las pilas de combustible o electrolizadores, pueden modelarse pero con bastante dificultad, ya que el programa no fue desarrollado inicialmente para incluirlos. La simulación es más precisa que la que realiza *HOMER*. Por ejemplo, la vida útil de las baterías se modela según el conteo de ciclos “*Rainflow*”. El programa tiene más de 200 parámetros de entrada, y los intervalos de tiempo de cálculo son configurables entre 10 minutos y 1 hora. Las posibilidades en cuanto a las estrategias de control son mucho mayores que en el caso del *HOMER*. *NREL* recomienda optimizar el sistema con *HOMER* y posteriormente, una vez obtenido el sistema óptimo, mejorar el diseño mediante el uso de *HYBRID2*.

1.2.3. *TRNSYS*

TRNSYS (*Transient Energy System Simulation Program*) es un programa de simulación de sistemas energéticos, desarrollado en Fortran desde 1975 por las Universidades de Wisconsin y Colorado

(<http://sel.me.wisc.edu/trnsys/>). En principio fue desarrollado para simular sistemas térmicos, pero con el tiempo se ha convertido también en un simulador de sistemas híbridos, incluyendo sistemas fotovoltaicos, solares térmicos y otros. La simulación se realiza con gran precisión y además permite visualizar gráficos con gran detalle. Sin embargo, no permite llevar a cabo optimizaciones.

1.2.4. *HYDROGEMS*

HYDROGEMS (<http://www.hydrogems.no/>) no es un programa sino que es un conjunto de librerías desarrolladas en el *Institute for Energy Technology* (IFE, Noruega). Las librerías son utilizadas por el programa *TRNSYS* y por el programa Engineering Equation Solver (EES, programa de termodinámica, para simular el comportamiento térmico de las pilas de combustible). Las librerías desarrolladas por *HYDROGEMS* modelan los siguientes componentes: generador fotovoltaico, aerogenerador, generador Diesel, pilas de combustible poliméricas y alcalinas, electrolizador, tanque de hidrógeno, baterías plomo-ácido y convertidores DC/AC. Es posible llevar a cabo una rudimentaria optimización económica si se utiliza junto con el programa *GenOpt* (<http://simulationresearch.lbl.gov/GO/>), utilizando para ello el método de optimización lineal simplex.

1.2.5. *INSEL*

El software *INSEL* (<http://www.insel.eu/>) fue desarrollado en la Universidad de Oldenburg, y permite simular sistemas de energías renovables. El usuario selecciona bloques de la biblioteca y los interconecta para definir la disposición del sistema. El análisis de la operación del sistema se puede realizar con un paso de tiempo especificado por el usuario. La flexibilidad para crear los modelos y las configuraciones del sistema es una característica muy interesante. Es un programa de simulación pero no de optimización. Además, componentes tales como el generador diesel o los inversores no poseen ningún modelo por defecto y el usuario debe crearlos.

1.2.6. *ARES*

ARES es un programa desarrollado en la universidad de Cardiff, mejorado en su versión II, que simula de forma bastante precisa sistemas PV-Eólicos con almacenamiento en baterías. Las baterías son

modeladas según el estado de la tensión (*SOV*) en lugar de utilizar el estado de carga (*SOC*), añadiéndose el efecto de la temperatura. También se han modelado de forma precisa los controladores de tensión de las baterías y se han incluido ecualizaciones periódicas en las mismas. El tamaño de las baterías se determina por la tasa de la descarga requerida durante la operación de sistema. La técnica de la simulación ha sido validada comparando los resultados con datos experimentales. Sin embargo el envejecimiento de las baterías y su efecto sobre el funcionamiento del sistema no se han tenido en cuenta.

1.2.7. *RAPSIM*

RAPSIM (<http://wwwcomm.murdoch.edu.au/synergy/9803/rapsim.html>) (*Remote Area Power Supply Simulator*) fue creado en la universidad de Murdoch en Perth, Australia. Este software sirve para seleccionar sistemas híbridos PV-Eólico-Diesel. El usuario selecciona un sistema PV y/o Eólico y/o Diesel y el programa simula dicho sistema, calculando los costos totales a lo largo de la vida útil. El usuario puede ir modificando los componentes para ver el efecto en el costo total. Es un programa básicamente de simulación (aunque obtiene el costo del sistema a lo largo de la vida útil). No utiliza ningún método que tenga en cuenta el envejecimiento de las baterías.

1.2.8. *SOMES*

SOMES (<http://www.chem.uu.nl/nws/www/research/e&e/somes/somesinf.htm>) es un software desarrollado en Turbo Pascal para el análisis de funcionamiento de sistemas híbridos PV-Eólico-Diesel. Ha sido desarrollado en la universidad de Utrecht en Holanda. Los intervalos de tiempo de la simulación son de una hora y el funcionamiento del sistema se evalúa técnica y económicamente, determinando el sistema de costo más bajo y optimizando los componentes entre varias opciones. Los criterios para arrancar y parar del generador Diesel son proporcionados por el usuario y el software no proporciona estrategias de funcionamiento óptimas.

1.2.9. *SOLSIM*

SOLSIM (<http://www.fh-konstanz.de>) se ha desarrollado en Fachhochschule Konstanz (Alemania). Tiene modelos para los paneles fotovoltaicos, el aerogenerador, los generadores Diesel y las baterías.

Existe la posibilidad de incluir generadores que funcionen con biogás y con biomasa para generar electricidad y calor. Simula el funcionamiento del sistema y realiza un análisis económico. Las opciones de control son muy limitadas, optimizando únicamente los ángulos de inclinación de los paneles.

1.2.10. *HOGA*

HOGA (*Hybrid Optimization by Genetic Algorithms*; <http://www.unizar.es/rdufo/hoga.htm>.) es un programa desarrollado en C++ para optimización de Sistemas Híbridos de Energías Renovables para la generación de energía eléctrica (DC y/o AC) y/o Hidrógeno. El programa tiene la opción de realizar tanto la optimización mono-objetivo como la multiobjetivo, donde no sólo se busca la minimización de costos, sino también la minimización de otra variable (las emisiones de CO₂ o la Energía No Servida, lo cual es decidido por el usuario). Dado que ambos objetivos (el costo y las emisiones o la energía no servida) son en muchos casos contradictorios, cuando el sistema realiza la optimización multi-objetivo no llega a una única solución, sino que da un amplio abanico de soluciones, unas con mejor comportamiento en cuanto a emisiones o energía no servida, otras con mejor comportamiento en cuanto a costos [28].

Los elementos que pueden componer el sistema híbrido son (Figura 10): paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, turbina hidráulica, pila de combustible, tanque de H₂ y electrolizador, además de baterías, regulador de carga de las baterías, inversor (convertor DC/AC), rectificador (convertor AC/DC) y generador AC (que en general será una fuente no renovable si el combustible no lo es). Aunque sea posible la combinación de todos ellos, en muchos casos interesará que el sistema híbrido sólo conste de algunos de ellos.

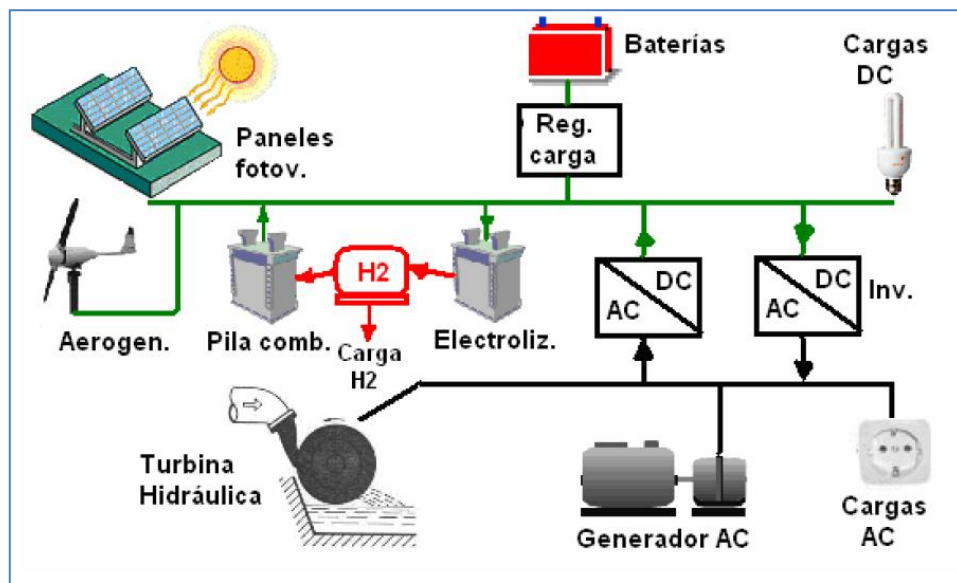


Figura 10. Esquema con los elementos que pueden componer el sistema a optimizar por HOGA. Tomada de [28]

HOGA utiliza algoritmos genéticos (GA) para realizar la optimización, tanto de los componentes del sistema (algoritmo genético principal), como la de la estrategia de control (algoritmo genético secundario). Tiene la posibilidad de evaluar todas las posibles combinaciones, tanto de componentes como de variables de control de la estrategia, es decir, optimización según el método enumerativo o “fuerza bruta”, sin algoritmos genéticos.

En resumen, HOGA es una herramienta informática para el dimensionado óptimo de instalaciones híbridas, contemplando la posibilidad de la inclusión de energías renovables tanto solar como eólica e hidráulica, junto con sistemas de apoyo basados en acumuladores (baterías), en grupo electrógeno (generador AC), y en celdas de combustible. Para ello emplea algoritmos genéticos, los cuales hacen un estudio del costo y de las emisiones de contaminantes hasta llegar a una óptima relación del número y tipo de paneles, aerogeneradores, turbina hidráulica, baterías, generador AC, electrolizador, pila de combustible, tanque de H₂, inversor; de la potencia del rectificador, la corriente del regulador de carga de las baterías y la estrategia de operación de la instalación. Esto sería para el caso más general, donde todos los elementos están presentes. No obstante, el usuario puede seleccionar que algunos componentes no aparezcan [28].

Los puntos débiles del *HOGA* son los siguientes:

1. No incluye la optimización del acoplamiento entre el recurso eólico del lugar de la instalación y la curva de potencia del aerogenerador a instalar.
2. No visualiza los índices de producción estimados de energía del aerogenerador antes de realizar la optimización global del sistema, lo que permitiría al modelador seleccionar moldeos de turbinas eólicas más adecuadas.
3. El cálculo de emisiones contaminantes es realizado para la vida útil de los componentes del sistema, careciendo de un análisis de ciclo de vida, que podría dar una mejor evaluación de la dimensión ambiental del sistema.

2

TECNOLOGÍAS DE SISTEMAS AUTÓNOMOS CON ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

Capítulo 2. TECNOLOGÍAS DE SISTEMAS EÓLICOS AUTÓNOMOS CON ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

2.1. Aerogeneradores

2.1.1. Partes y funcionamiento.

Un aerogenerador está compuesto por varios elementos mecánicos y eléctricos (Figura 11). Al conjunto buje-palas se le denomina rotor, y es el elemento que capta la energía del viento transmitiéndola al generador eléctrico a través de los ejes (es posible que además exista un multiplicador de velocidad). Al conjunto rotor, multiplicador y generador eléctrico se le suele denominar tren de potencia.

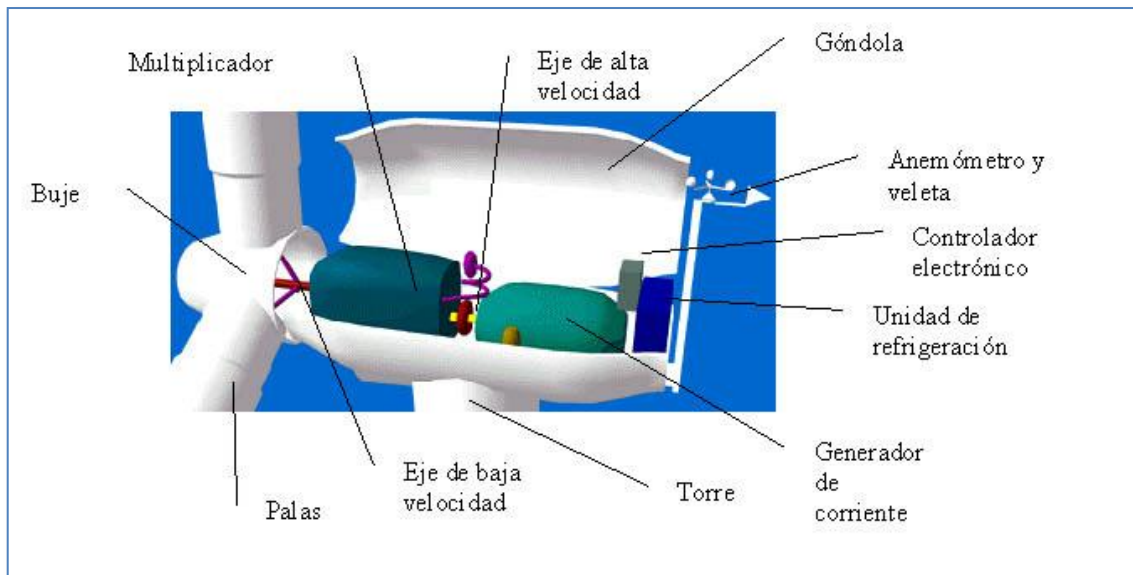


Figura 11. Partes fundamentales de un aerogenerador. Tomada de [3]

Rotor

La función del rotor es transformar la energía cinética del viento en energía mecánica. Cuanto mayor sea el área barrida por el rotor mayor será la producción de energía. Por ejemplo un aerogenerador de

10 kW de potencia tiene un diámetro, aproximadamente, de siete metros, mientras que una turbina eólica de 750 kW posee un diámetro de 24 metros.

Según la disposición del rotor se distinguen básicamente dos tipos de aerogeneradores [29]:

- ✓ Rotor a barlovento: el viento incide primero sobre el plano del rotor y posteriormente sobre la torre de sustentación, con lo cual se minimiza la influencia de su sombra sobre el rotor. En este tipo se requiere un sistema de orientación que mantenga siempre el plano de giro del rotor perpendicular a la dirección del viento.

- ✓ Rotor a sotavento: en este caso no se requiere ningún dispositivo de orientación. Su desventaja radica, además de los efectos de sombra que producen la góndola y la torre sobre las palas del rotor, con la consiguiente pérdida de potencia y aumento de tensiones de fatiga, en la disposición del sistema de cables conductores que deben transportar la energía eléctrica producida por el generador situado en el interior de la góndola, al ser ésta giratoria.

En la mayoría de los casos el rotor se encuentra situado a barlovento, con el objeto de reducir las cargas cíclicas sobre las aspas.

El rotor está formado por dos partes bien diferenciadas.

- ✓ Las palas: El número de palas en una turbina eólica es muy variable: una, dos, tres o varias palas (multipalas). A la hora de diseñar un aerogenerador hay que considerar que el rotor girará a mayor velocidad cuanto menor sea el número de palas que posee y que para la generación de electricidad es aconsejable que el rotor gire al mayor número de revoluciones posibles. Por lo tanto, el número de palas debe de ser bajo: una, dos o tres palas. En general, los aerogeneradores constan de tres palas ya que es el menor número de palas que permite ahorrar más material y peso sin complicar el sistema. Algunos modelos utilizan rotores bipalas o monopalas, que logran un ahorro todavía mayor pero tienen el inconveniente de que son menos eficientes y deben de introducir sistemas de control más complicados para mejorar su estabilidad. Además, en el caso de los aerogeneradores tripalas cabe destacar que producen menor ruido aerodinámico que los monopalas y bipalas, propiedad que es muy importante, sobre todo, cuando este tipo de turbinas

son utilizadas para el abastecimiento eléctrico en puntos aislados, o lugares urbanos donde generalmente la máquina se debe emplazar en las cercanías de la población y se debe minimizar la perturbación introducida en el hábitat natural. Los materiales tradicionales, madera, aluminio, etc., que se utilizaban, inicialmente, para la fabricación de las palas se han visto desplazados por la utilización de plásticos y resinas. La mayoría de las pequeñas turbinas eólicas usan materiales compuestos, tal como fibra de vidrio y actualmente existe una tendencia clara al uso de epoxy (generalmente resina de poliéster) reforzado de fibra de vidrio o de carbono, solo algún fabricante usa madera. El aluminio, actualmente, no se utiliza ya que es un metal propenso a la fatiga [29].

- ✓ El buje: Es el elemento al que se encuentran unidas las palas y a través del cual la potencia eólica captada por el rotor se transmite a la caja multiplicadora o variador de velocidad.

Góndola

La góndola es el compartimiento en cuyo interior se encuentra el generador eléctrico, la caja multiplicadora y los sistemas de control, regulación, orientación y frenado. Generalmente está formado por una estructura metálica, construida con placa y perfiles de acero, que se sitúa en el extremo superior de la torre.

Multiplicador

El acoplamiento entre el rotor eólico y el generador, en la mayoría de los casos, se realiza a través de una caja multiplicadora y su función es multiplicar la velocidad de giro que llega del rotor para adaptarla a las necesidades del generador. Su empleo es necesario a medida que crece el diámetro del rotor, pues se deben limitar las r.p.m del rotor para evitar que las puntas de las palas trabajen a velocidades que comprometan la resistencia de los materiales empleados o induzcan vibraciones perjudiciales. Pero en el caso de las turbinas con una potencia inferior a 10 kW, generalmente, no se usa el multiplicador ya que el rotor está conectado directamente al generador.

Sistema de control

Toda turbina eólica necesita un sistema de control que permita por un lado detener la máquina y limitar su velocidad por razones de seguridad y por el otro optimizar el funcionamiento. Además, en el caso de generación eléctrica a frecuencia constante es necesario mantener la velocidad de giro del rotor dentro de ciertos límites para obtener un alto rendimiento. El sistema de control es diferente en función del tamaño del aerogenerador [29].

- ✓ Sistemas con ángulo de paso fijo y variación del área de captación “*Furling*”. Su principio fundamental es reducir el área de captación o área del rotor en posición perpendicular a la corriente de aire incidente cuando la velocidad de éste supera cierto valor crítico. El sistema de detección de la energía en exceso y el de actuación lo forman el mismo rotor y su vinculación a la torre a través de la góndola. El rotor oscila lateralmente fuera del viento (alrededor de un eje vertical) para disminuir la potencia. En la práctica, esta técnica sólo se usa en aerogeneradores muy pequeños (< 5 kW), pues somete al rotor a fuerzas que varían cíclicamente y que a la larga pueden dañar toda la estructura, y en lugares que se encuentren alejados de la población debido a la gran emisión de ruido acústico que producen.

- ✓ Sistema de ángulo de paso fijo por pérdida aerodinámica “*stall regulation*”. Este es un sistema de control pasivo que reacciona con la velocidad del viento. En este tipo de sistema de control, las palas están unidas al buje en un ángulo fijo. El perfil de la pala es aerodinámicamente diseñado para asegurar que a medida que aumente la velocidad real del viento en la zona, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumente hasta llegar al punto donde empieza a perder sustentación. La pala está ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierda la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico. La principal ventaja de este sistema es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Sin embargo, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño muy complejo y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Alrededor de las dos terceras partes de los aerogeneradores que actualmente se están instalando en todo el mundo son máquinas de regulación por pérdida aerodinámica.

✓ Sistema con ángulo de paso variable o “*pitch regulation*”. Este método de control consiste en que las palas varían su ángulo de incidencia con respecto al viento. En este tipo de sistema, un ordenador 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. El diseño de aerogeneradores controlados por este tipo de sistema requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. En ellos 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 a todas las velocidades de viento. El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica. Este tipo de sistema es más frecuente en eólicas de gran potencia, con diámetros superiores a 20 m, así como en aerogeneradores que trabajan en paralelo con grupos electrógenos (sistemas mixtos eólico-diesel).

En estos sistemas activos de paso variable, se encuentran a su vez dos posibles configuraciones:

- a. Sistemas en los que gira toda la pala alrededor de su eje longitudinal, cambiando el ángulo de paso de la misma para situarse siempre en condiciones de máximo rendimiento o para quitar la pala de la acción del viento y parar el rotor.
 - b. Sistemas en los que el giro se realiza sólo en el tramo final de la pala correspondiente al extremo o punta de la misma, de forma similar al funcionamiento del alerón en un avión.
- ✓ Sistema de 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.

Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva, con el fin de evitar que al principio de una ráfaga de viento la potencia nominal sea sobrepasada. Otra de las ventajas es que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades de viento. Un aerogenerador normal de regulación pasiva por pérdida aerodinámica tendrá generalmente una caída en la producción de potencia eléctrica a altas velocidades de viento, dado que las palas alcanzan una mayor pérdida de sustentación. El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso.

Sistema de orientación

A fin de optimizar el aprovechamiento energético del viento, el plano de rotación del rotor debe mantenerse perpendicular a la dirección del viento. En el caso de que el rotor esté situado a sotavento, no es necesario un sistema de orientación ya que mediante una conicidad adecuada de las palas el sistema es auto-orientable. En cambio en los rotores situados a barlovento, delante de la torre, si se debe incorporar algún sistema de orientación. Entre estos sistemas cabe distinguir los siguientes:

- ✓ Eólicas auxiliares: en particular molinos de cola, usados sólo en algunas eólicas pequeñas. Es un sistema poco fiable.
- ✓ Veletas de cola: se usan en pequeñas turbinas, formando parte del conjunto timón-veleta. La orientación del rotor se realiza de forma mecánica, al incidir el viento sobre el timón-veleta y ejerciendo sobre éste un par de fuerzas que hace que el rotor se coloque perpendicularmente a la dirección del viento.

- ✓ Rotor a barlovento con orientación asistida: es el sistema más utilizado en grandes aerogeneradores. Incorpora un sensor con un ordenador y, en función de la dirección y la velocidad del viento, envía las correspondientes órdenes de control a un servomotor para la orientación del plano de giro del rotor. El servomotor (eléctrico o hidráulico, acciona, a través de un sistema de piñones, una corona dentada que a su vez hace girar el plano del rotor para colocarlo perpendicularmente a la dirección del viento.

Debido a sus dimensiones, las pequeñas turbinas eólicas no pueden acomodar los mecanismos de transmisión y los motores de orientación que se emplean en las turbinas más grandes. Casi todas las pequeñas turbinas utilizan veletas de cola, aunque una de las pocas excepciones es la turbina de espalda al viento de la *Proven Engineering*.

Torre

Los aerogeneradores deben estar situados sobre una estructura de soporte capaz de aguantar el empuje del viento. Existen varios tipos de torres como los que se describen a continuación (Figura 12).

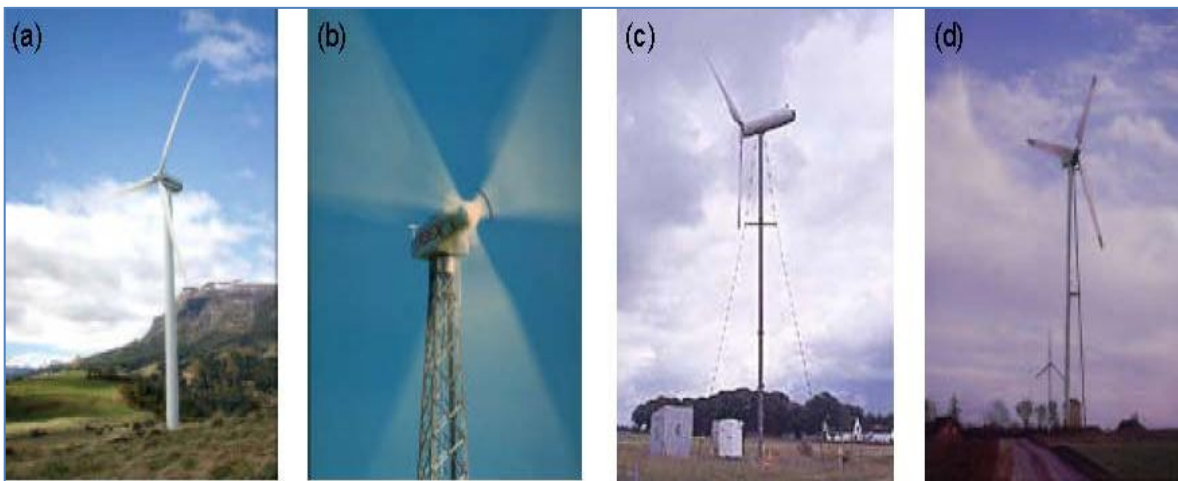


Figura 12. Tipos de torre: (a) tubular, (b) celosía, (c) tensada y (d) híbrida.

Tomada de [29]

- ✓ Torres tubulares de acero. En el caso de los grandes aerogeneradores generalmente se utilizan torres tubulares de acero (Figura 12a), fabricadas en secciones de 20-30 metros con bridas en cada uno de los extremos, y son unidas con pernos "in situ". Las torres son tronco-cónicas, es

decir con un diámetro creciente hacia la base, con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material.

- ✓ Torres de celosía. Son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados (Figura 12b). La ventaja básica de este tipo de torres es su costo, puesto que para su fabricación se requiere sólo la mitad de material que en una torre tubular. La principal desventaja es su apariencia visual; en cualquier caso, por razones estéticas, estas torres han desaparecido prácticamente en los grandes aerogeneradores modernos. Son muy comunes en la India, aunque se encuentran en otros países como Alemania y EE.UU.
- ✓ Torres de mástil tensado. Muchos de los aerogeneradores pequeños están construidos con delgadas torres de mástil sostenidas por cables tensores (Figura 12c). La ventaja es el ahorro de peso y, por lo tanto, de costo. Su principal desventaja es el difícil acceso a las zonas alrededor de la torre, lo que las hace menos apropiadas para zonas agrícolas. Las torres tubulares son las que ofrecen una vista más agradable, pero son las más costosas y, a menos que estén articuladas para arriarlas, son también las que ofrecen más dificultades a la hora de efectuar el mantenimiento de la turbina.
- ✓ Torres híbridas. Algunas torres están hechas con diferentes combinaciones de las ya mencionadas. Un ejemplo es la torre de tres patas Bonus 95 kW, de la que podría decirse que es un híbrido entre una torre de celosía y una torre tensada con vientos (Figura 12d).

Generadores asíncronos.

Los generadores eléctricos utilizados pueden ser asíncronos o síncronos [29].

Los generadores asíncronos son los más utilizados en conexión a red, y también se utilizan en sistemas híbridos donde la onda de tensión es fijada por otro elemento, como por ejemplo el generador diesel o bien el inversor. Funcionan como generador cuando la velocidad del rotor es superior a la de sincronismo, aunque no se recomienda desviarse más del 2 % de la velocidad de sincronismo para evitar corrientes elevadas y asegurar un funcionamiento estable.

Los generadores asíncronos de jaula de ardilla normales (un único bobinado estatórico) se denominan de velocidad constante y sólo se utilizan en máquinas pequeñas. El rotor debe funcionar a una velocidad prácticamente constante, disminuyendo por este motivo la energía extraída del viento.

Los generadores asíncronos de jaula de ardilla a velocidad variable disponen de un convertidor electrónico *AC-DC-AC* (rectificador-inversor) en la conexión a la red, por lo que pueden funcionar a cualquier velocidad, aprovechando al máximo la energía del viento.

Los generadores asíncronos de rotor bobinado permiten insertar resistencias en serie con el rotor para así poder aumentar el deslizamiento hasta valores del 10 %, siendo así posible extraer más energía del viento, aunque las pérdidas por efecto Joule en dichas resistencias hacen que el rendimiento disminuya. Si en lugar de utilizar resistencias se utiliza la cascada hipersíncrona (convertor *AC-DC-AC* desde el rotor hasta la red eléctrica) se tiene la ventaja de que la energía, en lugar de disiparse en las resistencias, se envía a la red eléctrica aumentando el rendimiento.

Los generadores asíncronos requieren una fuente externa de potencia reactiva, por lo que cuando se colocan en sistemas híbridos aislados necesitan funcionar simultáneamente con un generador convencional diesel síncrono o estar conectados a la red eléctrica, o estar acoplados a baterías de condensadores. En sistemas aislados, además de una fuente externa de energía reactiva, necesitan una fuente que fije la frecuencia del sistema (que puede ser el propio generador Diesel síncrono o el inversor). También existe la posibilidad de que incorporen un convertidor electrónico *AC-DC-AC* (rectificador-inversor), denominándose entonces aerogeneradores a velocidad variable, siendo capaces de adecuar la tensión y la frecuencia, evitar transitorios de picos de potencia (la energía de las ráfagas de viento se pueden almacenar en forma de energía rotacional), evitar fluctuaciones de tensión, reducir el par torsor y las cargas de fatiga en la torre y las palas (aunque pueden generar problemas de inyección de armónicos).

Generadores síncronos.

Los generadores síncronos presentan la ventaja de que pueden operar independientemente de una fuente externa y pueden generar energía reactiva. El inconveniente que tienen es que la frecuencia de la tensión generada depende de la velocidad, por lo que es necesario llevar a cabo un control muy

preciso de la velocidad para que la frecuencia no fluctúe. Como esto es muy complicado, suelen utilizar convertidores *AC-DC-AC* para generar la tensión de salida a la frecuencia deseada y además evitar así transitorios y fluctuaciones. Los generadores síncronos son más complejos y más caros que los asíncronos. Suelen utilizarse para funcionamiento en isla, aunque también se utilizan en algunos casos en conexión a red. En aerogeneradores de baja potencia el rotor del alternador suele ser de imanes permanentes.

Generadores doblemente alimentados

Son generadores asíncronos con rotor bobinado que funcionan como generadores síncronos. El funcionamiento como generador síncrono se consigue conectando el estator a través de un rectificador-inversor al rotor. Si se aplica al rotor una tensión trifásica tal que cree un campo giratorio que gire a la misma velocidad que el del estator, se conseguirá el funcionamiento como generador síncrono. Tiene las ventajas del generador síncrono así como la robustez, sencillez y precio del generador asíncrono.

2.1.2. Tipos de aerogeneradores

Dependiendo de la posición del eje de giro de los aerogeneradores respecto a la dirección del viento, los aerogeneradores se pueden clasificar en dos grandes grupos [29], [30]:

- a) Aerogeneradores de eje horizontal o *HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine)*. En estos modelos el eje de rotación es paralelo a la dirección del viento, de forma similar a la de los clásicos molinos de viento. Estos aerogeneradores también se pueden clasificar atendiendo a su velocidad de giro en:
- ✓ Aerogeneradores lentos: En general, están constituidos por un número alto de palas, multipalas, que cubren casi toda la superficie del rotor. Poseen un elevado par de arranque, gracias al cual pueden ponerse en marcha incluso con velocidades de viento muy bajas. Su baja velocidad de rotación hace que sean poco útiles para la producción de electricidad, siendo su uso más frecuente para el bombeo de agua.

- ✓ Aerogeneradores rápidos: Presentan un par de arranque pequeño y requieren velocidades de viento del orden de 4 a 5 m/s para su puesta en marcha. La mayoría de ellos poseen tres palas y se utilizan para la producción de electricidad, a través de su acoplamiento con un alternador. Su gama de potencias es muy amplia, va desde modelos de 1 kW, usados en instalaciones autónomas, a modelos de gran potencia.
- ✓ Aerogeneradores de velocidad intermedia: Tienen entre 3 y 6 palas y sus prestaciones están comprendidas entre las correspondientes a los dos casos anteriores. Se utilizan cuando las condiciones de viento no son muy favorables y en general son de pequeña potencia. Su aplicación principal es en equipos autónomos para producción de electricidad.

b) Aerogeneradores de eje vertical o *VAWT (Vertical Axis Wind Turbine)*. En éstos el eje de rotación es perpendicular a la dirección del viento y existen dos diseños básicos:

- ✓ Tipo Savonius: En 1924, el ingeniero Savonius diseñó un rotor cuya principal ventaja consiste en trabajar con velocidades de viento muy bajas. Se compone de dos semicilindros de igual diámetro situados paralelamente al eje vertical de giro; en el diseño original estaban separados una pequeña distancia el uno del otro. La fuerza que el viento ejerce en las caras de los cilindros (cara cóncava y cara convexa) es distinta, por lo que las hace girar alrededor del eje. Este sistema presenta buenas características aerodinámicas para el autoarranque y la autorregulación. Su campo de aplicación está en la producción autónoma de electricidad o el bombeo de agua.
- ✓ Tipo Darrieus: Este tipo de aerogeneradores fue patentado por el académico francés G.J.M. Darrieus. Están formados por dos o tres palas de forma ovalada de perfil aerodinámico y tienen características parecidas a las de eje horizontal, presentando un par de arranque muy pequeño. En los laboratorios Sandia se construyó en 1974 un primer prototipo de 5 m de diámetro. Su potencia es pequeña y aunque su aplicación es similar a los aerogeneradores rápidos de eje horizontal, están poco implantados.

Los aerogeneradores de eje vertical presentan ciertas ventajas sobre las de eje horizontal: debido a su simetría vertical, no necesitan sistemas de orientación para alinear el eje de la turbina con la dirección del viento; su mantenimiento es más sencillo; dada su poca altura con respecto al suelo y en el caso de

que se trabaje a velocidad constante, no es necesario incorporar ningún mecanismo de cambio de paso; menor costo de instalación. Sus desventajas radican en la necesidad de un motor de arranque, en su menor velocidad de giro y su menor rendimiento en relación al de las máquinas de eje horizontal a igual potencia. Las mejoras tecnológicas que se han aplicado sobre los aerogeneradores de eje horizontal y las consecuentes mejorías en las prestaciones técnicas y económicas han dejado en segundo plano el desarrollo de los aerogeneradores de eje vertical. Sin embargo, a pequeña escala, los aerogeneradores de eje vertical vuelven a ser competitivos respecto a los de eje horizontal si se consideran las ventajas anteriormente citadas.

2.1.3. Aplicaciones

La producción de energía eléctrica a través del viento normalmente se asocia con la imagen de numerosos y grandes aerogeneradores que se encuentran formando los denominados parques eólicos. Sin embargo, también se pueden utilizar instalaciones eólicas de pequeño tamaño para dicho fin. La potencia de estas máquinas oscila desde apenas unos kilovatios hasta el centenar, y resultan tremendamente útiles en casas aisladas, granjas, campings, sistemas de comunicación y otras aplicaciones para el autoconsumo. Estas instalaciones consisten en pequeños aerogeneradores, también llamados aerogeneradores de baja potencia y aunque en su mayoría y a nivel doméstico son instalaciones de no más de 10 kW, su capacidad de producción se considera como máximo de 100 kW (Tabla 1). Aunque hay que indicar que no existe ninguna legislación que considere tecnología eólica de baja potencia a aquellos aerogeneradores cuya potencia nominal esté por debajo de 100 kW. Solamente existe una normativa, que no es de obligado cumplimiento, del Comité Eléctrico Internacional (CEI) (Norma IEC-61400-2 Ed. 2), la cual define un aerogenerador de pequeña potencia como aquel cuya área barrida por su rotor es menor de 200 m². La potencia que corresponde a dicha área dependerá de la calidad del diseño del aerogenerador, existiendo de hasta 65 kW como máximo.

Tabla 1. Clasificación de aerogeneradores para producción eléctrica en función de su potencia [29].

Denominación	kW	Utilización
Muy baja ⁵	< 1	Embarcaciones, sistemas de comunicación, refugios de montaña, iluminación, etc.
	1-10	Granjas, viviendas aisladas (sistemas EO-FV), bombeo, etc.
Baja	10-100	Comunidades de vecinos, PYME's (sistemas mixtos EO-Diesel), drenaje, tratamientos de aguas, etc.
Media	100-1 000	Parques eólicos (terreno complejo)
Alta	1 000-10 000	Parques eólicos (terreno llano, mar adentro)
Muy alta	> 10 000	En fase de investigación y desarrollo, requieren nuevos diseños y materiales no convencionales. No antes del año 2010

Existen dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir de aerogeneradores de baja potencia: mediante instalaciones aisladas y mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica.

Instalaciones aisladas de la red eléctrica

Las pequeñas turbinas eólicas pueden ser fuente económica de electricidad para sitios aislados. La aplicación más común de sistemas aislados es la electrificación de viviendas rurales, para la cual existen diferentes configuraciones.

a) **Sistemas individuales:** Generalmente, cuentan con un pequeño aerogenerador, una o más baterías para almacenar la energía generada y un regulador que controla la carga y descarga de las baterías.

Dependiendo de la aplicación, pueden incluir un inversor para transformar la electricidad de corriente continua en alterna. Los aerogeneradores de baja potencia se pueden utilizar sin conectar a la red eléctrica en diferentes aplicaciones. Generalmente se utilizan para cargar baterías, suministrando tanto corriente alterna como continua; con los modernos sistemas de control electrónicos, pueden ser usados para mover bombas eléctricas directamente, sin emplear baterías. Los pequeños aerogeneradores también se pueden emplear para la calefacción de viviendas, etc. Por ejemplo, la Universidad de Massachussttes propuso un calentador eólico a mediados de los años setenta, y varias compañías trataron de sacar este proyecto al mercado. El concepto nunca

⁵ Esta clase se divide según la potencia en microaerogeneradores (< 1 kW) y miniaerogeneradores (1-10 kW).

tuvo acogida en Norteamérica porque no daba beneficios económicos, pero sí en Dinamarca, donde los precios de la calefacción eran considerablemente altos. El Folkecenter for Renewable Energy de Dinamarca demostró que una turbina eólica que cubre las demandas de la calefacción en el invierno puede fácilmente cubrir las necesidades de agua caliente en verano.

Además de los usos tradicionales, miles de microturbinas son utilizadas en barcos. Una de las primeras aplicaciones fue la alimentación de instalaciones remotas de telecomunicaciones. Éstas eran habitualmente instaladas en las cimas de inaccesibles montañas, donde el suministro de combustible era difícil y caro.

- b) **Sistemas centralizados:** Si las viviendas a electrificar se encuentran relativamente próximas entre sí, la opción más apropiada puede ser un sistema eólico centralizado, el cual ofrece ventajas desde los puntos de vista técnico y económico. La energía producida en el sistema es distribuida a las viviendas y otros puntos de consumo mediante líneas eléctricas. Generalmente cuentan con más de una fuente de generación para lograr mayor confiabilidad del sistema.
- c) **Sistemas híbridos:** Las pequeñas turbinas eólicas brindan una solución muy atractiva para la electrificación rural en muchos lugares, pero muchas veces la fluctuación del viento hace que no se pueda obtener una producción de electricidad de manera constante. Por esta razón, frecuentemente, se usa una turbina eólica en combinación con otra fuente de generación: por ejemplo, paneles fotovoltaicos o un generador eléctrico a base de diesel. Este tipo de sistemas se denominan “sistemas híbridos”, y una de sus mayores ventajas respecto a un sistema individual, es que dan una mayor seguridad para la generación de energía eléctrica.

Instalaciones híbridas eólico-fotovoltaicas: La energía eólica y la fotovoltaica son complementarias. Juntas, no sólo mejoran la fiabilidad de los sistemas aislados sino que también los hacen más rentables que cuando operan separadamente. Estas instalaciones suelen estar constituidas por un aerogenerador de pequeñas dimensiones que, a través de un rectificador/regulador de carga, suministra la energía producida a las baterías. En paralelo se encuentra un sistema de paneles fotovoltaico que mediante su regulador de carga se conecta también a la batería. Las dimensiones de cada uno de los equipos (aerogenerador y paneles) dependerán de las características climatológicas así como de las características de la carga.

Sistema eólico-diesel: En este tipo de instalación el grupo diesel, interconectado a través de su sistema de control, permite una gran flexibilidad en su régimen de funcionamiento. El mismo trabaja a plena carga cuando el viento está en calma o en régimen variable apoyando la producción del aerogenerador, por existir variación de la velocidad del viento. Cuando el viento mantiene un régimen de velocidad suficientemente alto, el generador está parado y la producción eléctrica es suministrada solamente por el aerogenerador, o mantiene su funcionamiento en condiciones de regulación mientras dura el viento fuerte.

En la actualidad, dentro del mercado mundial se están produciendo importantes desarrollos en las máquinas eólicas de pequeña potencia, lo que supone una continuación en la mejora de su fiabilidad y eficiencia. También se ha producido un aumento de escala ya que hasta ahora la mayor oferta del mercado estaba en el entorno de aerogeneradores de potencia nominal de 1 kW y solo para aplicaciones conectadas a baterías, mientras que se está evolucionando hacia aerogeneradores en el entorno de 5 kW con capacidad de operar tanto aislados como conectados a red. Existe una demanda razonable en la potencia comprendida entre 10 y 100 kW especialmente para conexión a red, pero que requiere disponer de herramientas de diseño similares a las de la tecnología de gran potencia. Para esto, las empresas basadas en actividad artesanal con desarrollos de tipo empírico deben evolucionar hacia las nuevas tecnologías, garantizando la fiabilidad necesaria y disminuyendo el tiempo de desarrollo y el costo final.

Instalaciones conectadas a la red eléctrica

En los últimos años, la conexión de la energía eólica de baja potencia a la red se ve como una gran posibilidad de mercado a nivel mundial, principalmente en el mundo desarrollado donde la red convencional tiene una implantación mayoritaria. Sin embargo, en algunos países el usuario se puede encontrar con el inconveniente de que no reciba un incentivo económico lo suficientemente atractivo para compensar el largo y complicado proceso de tramitar los permisos con la empresa eléctrica local. En Dinamarca, la retribución al kilovatio-hora inyectado por la pequeña eólica es exactamente el doble que el de la gran eólica. Esta tarifa se aplica a sistemas de hasta 25 kW de potencia instalada. EE.UU., presenta el sistema de retribución denominado “*net metering*”, que ofrece a particulares que disponen de sistemas de generación de energías renovables en sus hogares la posibilidad de descontar

en sus facturas el exceso de energía cuando generan más de la que utilizan o abastecerse del sistema convencional en períodos de insuficiencia.

Uno de los mercados más prometedores para estas instalaciones son los emplazamientos urbanos (Figura 13). Recientemente, se ha introducido un nuevo tipo de turbina eólica, especialmente desarrollada para este entorno. Esas turbinas se caracterizan por ser seguras, su nivel de ruido es muy bajo, tienen forma estética y son fáciles de instalar en los edificios. Alemania, Finlandia y Dinamarca han comenzado a utilizar pequeños aerogeneradores de este tipo. Sin embargo, Holanda es la verdadera pionera de esta tecnología, principalmente debido a falta de espacio geográfico para otras instalaciones de energía.



Figura 13. Aerogeneradores urbanos instalados en ciudades holandesas.

Descargada de: http://www.urban-wind.org/pdf/SMALL_WIND_TURBINES_GUIDE_final.pdf

2.1.4. Energía producida por un aerogenerador

La curva característica de un aerogenerador se conoce como “curva de potencia”. Define la potencia eléctrica de salida como función de la velocidad del viento, y es dada por los fabricantes para condiciones estándar de presión y temperatura. Su forma depende del mecanismo de control de potencia del cual esté dotado el aerogenerador. La figura 14 muestra las curvas de potencia de una misma turbina de eje horizontal, dotada de regulación por cambio de paso y por pérdida aerodinámica.

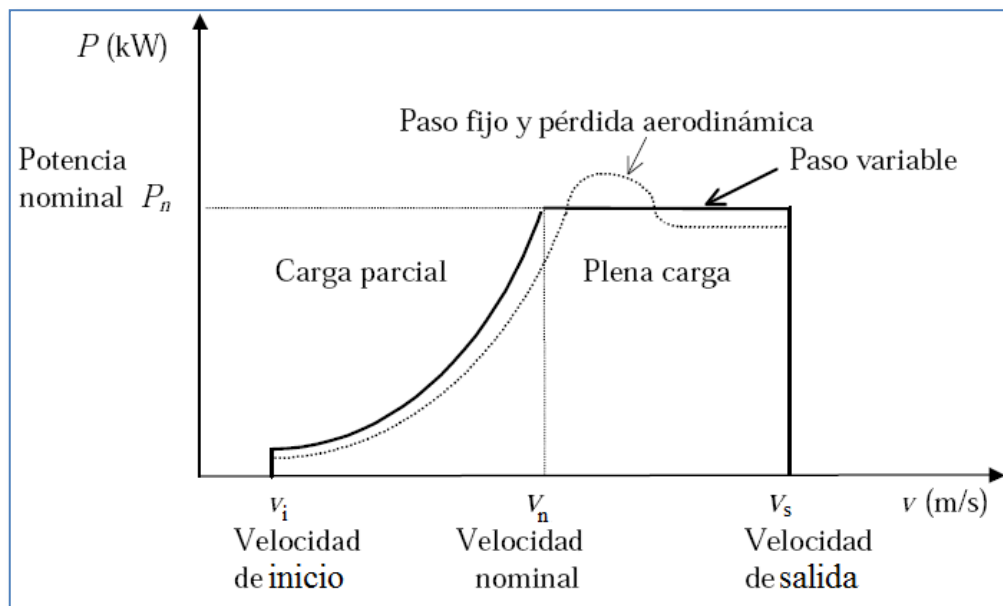


Figura 14. Curvas de potencia de una misma turbina, con regulación por cambio de paso y con regulación por pérdida aerodinámica.

La potencia de salida es nula hasta una velocidad mínima o de arranque V_i y a partir de ella crece rápidamente (aproximadamente con el cubo de la velocidad) creciendo asimismo el régimen de giro del rotor. Al llegar el viento a una velocidad V_n , comienzan a actuar los mecanismos de limitación y la potencia de salida y régimen del rotor se mantienen aproximadamente constantes. Esta potencia se denomina potencia nominal P_n , y se mantiene hasta los 20 a 25 m/s. Cuando se alcanza el valor V_s , la potencia de salida cae rápidamente o se anula el funcionamiento, pues comienzan a actuar los mecanismos de protección, frenando el rotor para evitar riesgos. La velocidad de viento de supervivencia puede estar en torno a los 50 ó 60 m/s.

En la práctica las condiciones del lugar de instalación del aerogenerador no coinciden con las condiciones estándar de presión y temperatura, o la góndola es colocada en una torre de altura diferente a la utilizada por el fabricante en la medición de su curva de potencia. Por esto se hace necesario que, previo a la estimación de la energía producida por el aerogenerador, se realicen los ajustes correspondientes a dicha curva. Los procedimientos a seguir se detallan a continuación.

Corrección de la curva de potencia por cambio en la altura del hub

La velocidad del viento se puede extrapolar verticalmente desde una altura determinada, en particular desde la altura del hub del aerogenerador dado por el fabricante $H_{hub-fab.}$, a la cual es conocido su valor $v_{H_{hub-fab.}}$, hasta otra altura H_{hub} a la cual se desea colocar el hub en el sitio de instalación usando diferentes relaciones empíricas. Entre ellas una de las más ampliamente usadas es la siguiente, conocida como ley exponencial de Hellmann [31]:

$$v_{H_{hub}} = v_{H_{hub-fab.}} \left(\frac{H_{hub}}{H_{hub-fab.}} \right)^\alpha \quad (2)$$

Por otro lado la siguiente ecuación da la potencia del aerogenerador a la altura del hub para un cierto valor de velocidad v , donde η_T es su eficiencia total:

$$P_{v,H_{hub}} = \frac{1}{2} \rho A v_{H_{hub}}^3 \eta_T \quad (3)$$

Si la Ec.2 se sustituye en la Ec.3 y agrupamos términos obtenemos:

$$P_{v,H_{hub}} = P_{v,H_{hub-fab.}} \left(\frac{H_{hub}}{H_{hub-fab.}} \right)^{3\alpha} \quad (4)$$

Esta ecuación nos permite calcular los valores de potencia producida por la turbina eólica $P_{v,H_{hub}}$ a la nueva altura del hub a partir de los valores de potencia dados por el fabricante $P_{v,H_{hub-fab.}}$ para cada velocidad v .

El exponente α puede determinarse a partir de mediciones realizadas con un anemómetro a la altura H_0 mediante la siguiente relación [32]:

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln v_{H_0}}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{H_0}{10} \right)} \quad (5)$$

También se puede obtener a partir de mediciones realizadas en una misma torre anemométrica en dos niveles de medición (uno de esos niveles puede coincidir con la altura del hub del aerogenerador en el sitio de instalación), para lo cual se toman logaritmos a ambos lados de la Ec. 2 para $H_{hub-fab.} = H_0$, quedando:

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{v_{H_{hub}}}{v_{H_0}}\right)}{\ln\left(\frac{H_{hub}}{H_0}\right)} \quad (6)$$

Corrección de la curva de potencia con el cambio de la densidad del aire

Como la densidad del aire en el sitio de instalación del aerogenerador es diferente a la densidad del aire estándar al nivel del mar ($\rho_0=1.225 \text{ kg/m}^3$), valor para el cual los fabricantes reportan las curvas de potencia de sus aerogeneradores, entonces se hace necesario hacer la corrección correspondiente antes de estimar la producción de energía en el sitio de instalación.

La velocidad nominal del aerogenerador dada por el fabricante aumentará o disminuirá con el aumento o disminución de la densidad del aire.

Si escribimos la Ec.3 para la velocidad nominal del aerogenerador corregida a la altitud z y la dada por el fabricante para condiciones estándar (V_{n_z} y V_{n_0} respectivamente), obtenemos las siguientes relaciones:

$$P_n = \frac{1}{2} \rho_0 A V_{n_0}^3 \eta_T \quad (7)$$

$$P_n = \frac{1}{2} \rho_z A V_{n_z}^3 \eta_T \quad (8)$$

Dividiendo la Ec. 8 por la Ec. 7 obtenemos:

$$V_{n_z} = V_{n_0} \left(\frac{\rho_0}{\rho_z}\right)^{\frac{1}{3}} \quad (9)$$

Para corregir los valores de potencia generada se escriben las ecuaciones 7 y 8 para la potencia dada por el fabricante y para la corregida a la altitud z , para un mismo valor de velocidad del viento, esto es:

$$P_{v,0} = \frac{1}{2} \rho_0 A v^3 \eta_T \quad (10)$$

$$P_{v,z} = \frac{1}{2} \rho_z A v^3 \eta_T \quad (11)$$

Dividiendo la Ec. 11 por la Ec. 10 se obtiene:

$$P_{v,z} = P_{v,0} \frac{\rho_z}{\rho_0} \quad (12)$$

La ecuación anterior es válida para *WT* con regulación por desprendimiento del flujo (*stall regulated*). Para turbinas con regulación por cambio de paso (*pitch regulated*) la ecuación anterior solo es válida por debajo del 70 % de la potencia nominal; por encima de este valor se corrige el valor de velocidad mediante la ecuación 9, en vez de la potencia. Este procedimiento ha sido establecido en la norma de la *International Electro-Technical Commission (IEC) "IEC 61400-12: Wind-turbine Generator Systems, Part 12: Wind-Turbine Power Performance Testing (1998)"*. Según esta norma, la corrección por cambio en la densidad del aire se hace necesaria cuando este cambio es superior o inferior a la densidad estándar en 0.05 kg/m³ [30].

La densidad del aire en el sitio puede calcularse asumiendo que este tiene un comportamiento ideal, con lo cual podemos decir que:

$$\rho_z = \frac{p_z}{R_a T_z} \quad (13)$$

Si escribimos la ecuación anterior para las condiciones estándar tendríamos:

$$\rho_0 = \frac{p_0}{R_a T_0} \quad (14)$$

dividiendo la Ec. 13 por la Ec. 14 obtenemos la siguiente relación entre densidades:

$$\frac{\rho_z}{\rho_0} = \frac{p_z T_0}{p_0 T_z} \quad (15)$$

Tanto la presión como la temperatura varían con la altitud, ambas disminuyen, siendo su efecto combinado una disminución en la densidad del aire.

La ecuación 15 se puede usar para calcular el valor de la densidad a partir de mediciones de presión y temperatura, pero si no se dispone de estas mediciones se puede usar el procedimiento siguiente para determinarla conociendo la altitud del sitio de instalación.

Según la *U.S Estandar Atmosphere*, la temperatura varía linealmente con la altitud hasta unos 11 km según la siguiente relación [3], [26]:

$$T_z = T_0 - Bz \quad (16)$$

$B=0.00650$ K/m es el valor promedio de la razón de cambio de la temperatura con la altura para atmósfera estacionaria (gradiente de temperatura), adoptado por la Organización Internacional de la Aviación Civil (*ICAO* por sus iniciales en inglés) [3], [26].

El cambio de presión con la altitud, bajo la consideración de dependencia lineal de la temperatura con la altura, se puede obtener mediante la ecuación siguiente [3], [26]:

$$p_z = p_0 \left(1 - \frac{Bz}{T_0}\right)^{\frac{g}{R_a B}} \quad (17)$$

Sustituyendo en la Ec. 15 las Ecs 16 y 17 obtenemos:

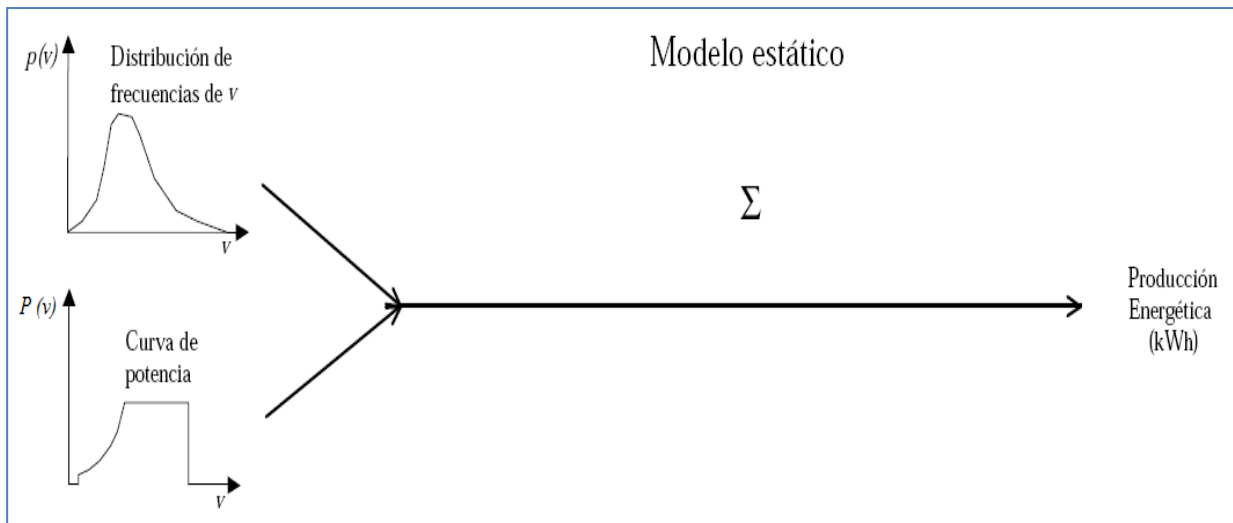
$$\frac{\rho_z}{\rho_0} = \left(1 - \frac{Bz}{T_0}\right)^{\frac{g}{R_a B}} \left(\frac{T_0}{T_0 - Bz}\right) \quad (18)$$

Finalmente sustituyendo la Ec. 18 en la Ec. 12 obtenemos la expresión que permite determinar los nuevos valores de la curva de potencia a la altitud del sitio de instalación de la WT:

$$P_{v,z} = P_{v,0} \left(1 - \frac{Bz}{T_0}\right)^{\frac{g}{R_a B}} \left(\frac{T_0}{T_0 - Bz}\right) \quad (19)$$

Una vez corregida la curva de potencia, pueden ser aplicados diferentes métodos para estimar la energía que se espera obtener con el aerogenerador, cada uno de ellos con una precisión determinada.

La figura 15 esquematiza los modelos estático y dinámico, cuyos detalles se explican seguidamente.



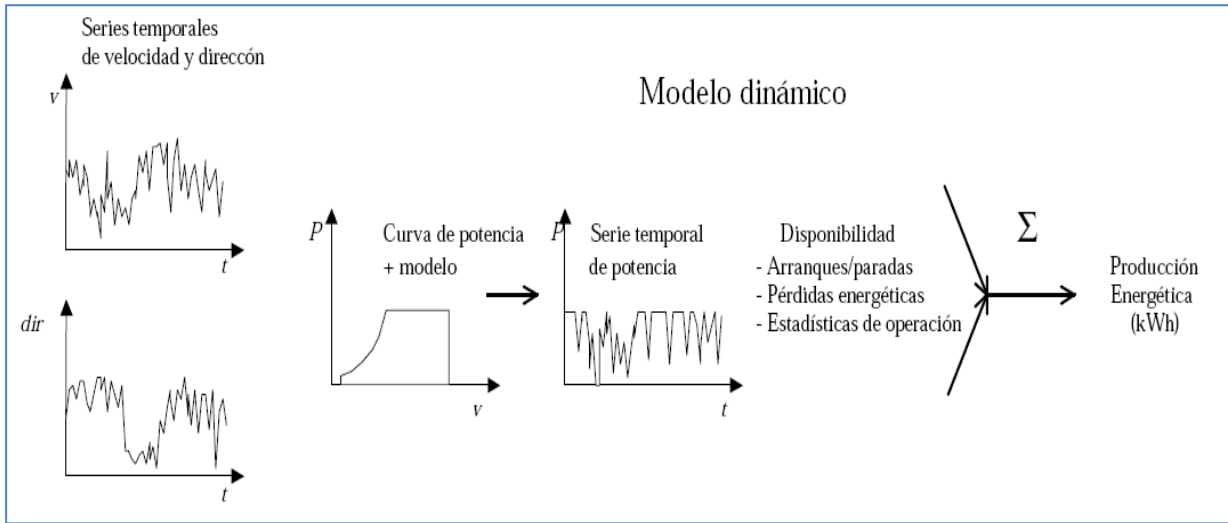


Figura 15. Métodos de estimación de la producción energética eólica. Σ significa la sumatoria de la potencia a lo largo del tiempo para obtener la energía.
Tomada de [29]

La esencia del **método estático** es la siguiente. Si se conoce la curva de potencia de la aeroturbina puede deducirse de ella su coeficiente de potencia como función de la velocidad del viento $C_p(v)$:

$$C_p(v) = \frac{P(v)}{\frac{1}{2} \rho_z A v^3} \quad (20)$$

y calcularse la potencia aprovechada media bajo hipótesis de cuasiestacionariedad:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} A \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} \rho_z v^3 C_p(v) dt \quad (21)$$

La obtención de estas integrales con precisión requiere disponer de registros de velocidad y densidad instantáneas fiables y muy largos, los cuales raramente están disponibles y ocupan mucho espacio. Resulta más cómodo reducir los datos de medidas de velocidad in situ, y obtener un histograma de frecuencia de velocidades dentro de N intervalos discretos, con lo cual:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} A \sum_{i=0}^{i=N} \rho_z v^3 f(v) C_p(v) \quad (22)$$

Una ventaja adicional de este método es que la distribución de frecuencias $f(v)$ se puede aproximar razonablemente bien por una función de densidad de probabilidad $p(v)$ (Cap. III). Con el uso de esta función, el valor de \bar{P} se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} A \int_{v_i}^{v_s} \rho_z v^3 p(v) C_p(v) dv \quad (23)$$

La energía E obtenida en un cierto período T , caso de estacionariedad en los valores medios, viene dada por $E = \bar{P}T$, o bien es necesario integrar la curva:

$$E = \int_0^T P(t) dt \quad (24)$$

Este método de estimación de la energía producida por un aerogenerador tiene los inconvenientes de no tomar en cuenta efectos no estacionarios, como la aceleración y deceleración de la turbina frente a viento racheado, ignora pérdida por orientación de la turbina al viento, períodos de mantenimiento, etc. En cambio, resulta sencillo y puede utilizarse para estudios de viabilidad, así como de sensibilidad frente a parámetros operativos o de diseño.

Un procedimiento más informativo y que puede resultar más aproximado es el **método semiestático**. Consiste en pasar la serie temporal de velocidades del viento por la curva de potencia de la aeroturbina y obtener con ello una serie temporal de potencias generadas. Esta serie informa sobre los arranques y paradas necesarios, así como los cambios de orientación necesarios en caso de disponerse de información sobre la dirección del viento. Al igual que el procedimiento estático adolece del inconveniente de basarse en una curva de potencia estática. Este es el método empleado por HOMER para estimar la energía producida por un aerogenerador.

El **método cuasidinámico** usa la serie temporal de datos del viento como entrada a un modelo numérico del funcionamiento de la turbina, incluyendo sus sistemas de control. Así se obtienen datos más fiables de la energía producida, del comportamiento del sistema de orientación, del número de arranques y paradas, así como investigar la influencia de distintas estrategias de control.

2.1.5. Parámetros de los aerogeneradores utilizados en el trabajo de investigación

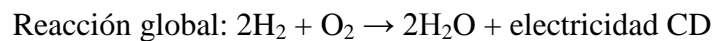
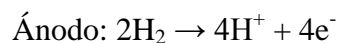
Los parámetros del aerogenerador utilizados en la optimización económica y ambiental del sistema fueron los siguientes: velocidades de inicio, nominal y salida de generación; factor de capacidad; potencia normalizada; índice de rendimiento; curva de potencia dada por el fabricante para condiciones estándar de presión y temperatura; altura del buje; diámetro del rotor; vida útil (entre 20 y 25 años); tipo de tensión de salida (AC o DC); costo de adquisición; costo de reemplazamiento; costos de operación y mantenimiento; energía anual producida; índice de emisiones contaminantes en el ciclo de vida (expresado en toneladas equivalentes de CO₂). Se especifican además las cantidades mínima y máxima de aerogeneradores a instalar, así como la altura sobre el nivel del mar del sitio de instalación del mismo y la longitud de rugosidad superficial del terreno.

2.2. Celdas de combustibles

2.2.1. Funcionamiento

En una celda de combustible la energía química del combustible se convierte directamente en energía eléctrica CD a través de una reacción electroquímica, sin mediar proceso alguno de combustión, llegando a eficiencias muy superiores a las de los generadores de combustión interna.

El dispositivo es conceptualmente muy simple: una celda de combustible individual está formada por dos electrodos separados por un electrolito que permite el paso de iones pero no de electrones (Figura 16). En el lado del ánodo, el hidrógeno se disocia en protones y electrones gracias al catalizador (generalmente platino). Los protones son conducidos a través de la membrana al cátodo, pero los electrones están forzados a viajar por un circuito externo ya que la membrana les impide el paso. En el catalizador del cátodo las moléculas del oxígeno reaccionan con los electrones (conducidos a través del circuito externo) y protones para formar el agua. El único residuo es vapor de agua o agua líquida.



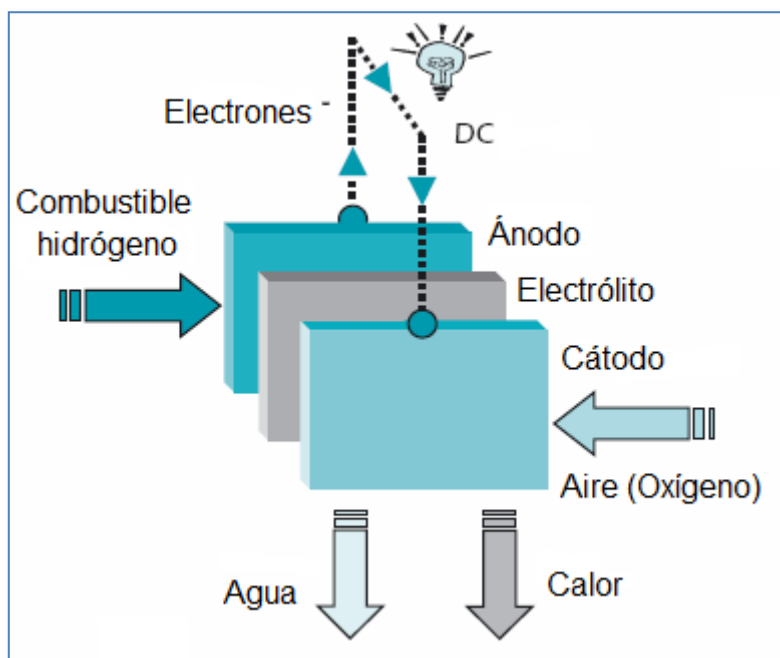


Figura 16. Esquema conceptual de una celda de combustibles.

Una única celda electroquímica presenta una tensión de aproximadamente 1 V. Para aplicaciones de potencia se apilan muchas de estas celdas para formar la pila de combustible, cuya tensión aumenta en proporción al número de celdas apiladas.

Algunas pilas de combustibles utilizan combustibles distintos al hidrógeno, como por ejemplo metanol, gas natural (metano), etc. Estas pilas llevan un dispositivo de procesamiento del combustible llamado Reformador (*del inglés reformer*) que convierte el combustible original en hidrógeno, el cual posteriormente se utiliza como combustible en la propia pila. Por ejemplo, en las pilas que consumen gas natural el metano es mezclado con vapor de agua y todo ello calentado.

2.2.2. Tipos de celdas de combustibles

En la tabla 2 se especifican los tipos comerciales de celdas de combustibles, siendo las poliméricas las más apropiadas para su uso en sistemas híbridos.

Tabla 2. Tipos de celdas de combustible. Tomada de [21].

Tipo y siglas en inglés	Electrólito	Temperatura (°C)	Combustible	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
Poliméricas (PEM)	Nafión	60-100	H ₂	Transporte, equipos portátiles, electricidad	Baja temperatura, arranque rápido electrolito sólido (reduce corrosión, fugas, etc.)	La baja temperatura requiere catalizadores caros (Pt) y H ₂ puro.
Alcalinas (AFC)	KOH (aq.)	90-100	H ₂	Militares, espaciales	Mejores prestaciones de corriente debido a su rápida reacción catódica.	Requiere eliminar el CO ₂ de aire y combustible.
De ácido fosfórico (PAFC)	H ₃ PO ₄	175-200	H ₂	Electricidad	Eficiencia de hasta un 85% (con cogeneración de calor y electricidad). Posibilidad de usar H ₂ impuro como combustible	Catalizador de Pt, corriente y potencia bajas. Peso y tamaño elevados.
De carbonatos fundidos (MCFC)	Carbonatos Li, Na, K	600-1000	H ₂	Electricidad	Ventajas derivadas de las altas temperaturas	Las altas temperaturas aumentan la corrosión y ruptura de componentes
De óxido sólido (SOFC)	(Zr,Y)O ₂	800-1000	H ₂	Electricidad	Ventajas derivadas de las altas temperatura. El electrolito sólido reduce corrosión,	Las altas temperaturas facilitan la ruptura de componentes (sellos...)

				fugas, etc.		
Conversion directa de metanol (DMFC)	Nafión	60-100	CH ₃ OH	Transporte equipos portátiles electricidad	Combustible líquido, no requiere los pesados y complejos sistemas de almacenamiento de hidrógeno, o de reforma de hidrocarburos, más las ventajas de las PEM.	En la producción de corriente alta, la cantidad necesaria de catalizador de platino, es hoy muy costosa en comparación a las del tipo PEM.

Las celdas de combustibles de carbonato fundido y las de óxido sólido funcionan a altas temperaturas, y por lo tanto son las más convenientes para grandes centrales eléctricas. Las de ácido fosfórico están 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, 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 alcalinas y las de polímero sólido.

En principio las AFC y PEMFC son opciones atractivas para los sistemas autónomos, debido fundamentalmente a sus bajas temperaturas de operación, además de las otras ventajas resumidas en tabla 2. A la tecnología de celdas de combustible que más atención se le está dando actualmente, en términos de *Investigación+Desarrollo* (I+D), es a la PEMFC. La razón consiste en que además de trabajar a bajas temperaturas de operación, tienen altas densidades de corriente (corriente por unidad de área del electrodo) y bajo peso.

Debido a la mayor atractividad de las PEMFC para aplicaciones en sistemas autónomos de energía, se describen seguidamente algunas de las principales actividades *I+D* e *Investigación+Desarrollo+Demostración* (*I+D+D*) que en esta tecnología de *FC* se están desarrollando en diferentes países.

2.2.3. Investigación, desarrollo y demostración en tecnologías *PEMFC*⁶

En las celdas de combustibles *PEM* la densidad de potencia es superior a la de las demás celdas de combustibles. Los recientes avances en rendimiento y diseño en *PEMFC* ofrecen la posibilidad de obtener menores costos que en cualquier otra *FC*.

En Europa, Bélgica ha concentrado su *I+D* en el ámbito de las *PEMFC* en la optimización de su diseño. Este país participa en el programa *Accept* para desarrollar *stacks* alimentados con amoníaco (a través de un reformador) para uso automotriz. En Finlandia, una pila de combustible de convección libre (10-100 W) para aplicación en ordenadores portátiles está en fase de diseño, y se encuentra en construcción un módulo de 1,5 kW para micro-generación combinada de calor y energía. En Francia, las actividades *I+D* en *FC* son diversas, altamente desarrolladas y se concentran en la tecnología *PEM* (junto con la *DMFC*). Francia también está desarrollando micro celdas de combustible (*PEM*) que utilizan hidrógeno como combustible de un cartucho de hidrógeno, con un diseño innovador basado en los procesos de micro-tecnología de silicio (se ha obtenido una densidad de potencia de 200 mW/cm² a 25 °C). Por su parte, en Italia las actividades *I+D* en *FC* comenzaron a inicios del año 1980 y están actualmente enfocadas en el desarrollo y demostración de diversas tecnologías de celdas de combustible, en particular las *PEM* para aplicaciones estacionarias y automotriz. En Portugal, la investigación se centra en las *PEM* a bajas temperaturas, en especial en los nuevos materiales para componentes y en pruebas de operación. El trabajo se lleva a cabo por el Instituto Nacional de Ingeniería, Tecnología e Innovación. España trabaja en nuevos materiales, diseño con dinámica de fluidos computacional, reducción de peso y volumen y el aumento de tolerancia al CO [33].

Noruega y Suiza también realizan actividades *I+D* en *PEMFC*. En Suiza, el Instituto Paul Scherrer comenzó sus actividades de *I + D* en tecnología *PEM* a principios de 1990, centrándose en los componentes (membranas, electrodos, catalizadores), desarrollo de *stack* y nuevas herramientas de diagnóstico para las placas bipolares y los *stack*. En Alemania, el desarrollo de sistemas de *PEMFC* para aplicaciones estacionarias en el rango de 2.5 kW se encuentra en una fase avanzada. Los principales objetivos de este programa son la optimización del rendimiento y reducción de los costos

⁶ En [33] se puede obtener información actualizada sobre las actividades *I+D+D* que se llevan a cabo en las diferentes tecnologías de *FC* en diversos países.

del sistema en general. Los fabricantes alemanes de automóviles están desarrollando PEM para aplicaciones móviles (fuente de energía principal, así como unidades auxiliares de potencia); se llevan a cabo varios proyectos sobre uso portátiles de PEM (hasta 1 kW de potencia). Grecia también reporta trabajos sobre el desarrollo de membranas de alta temperatura para PEMFC. El programa “FURIM” de la Unión Europea está dirigido al desarrollo de nuevas membranas PEM y componentes para celdas de alta temperatura, así como a la realización de pruebas de PEMFC para evaluar sus impactos técnico, económico y ambiental. Trece socios europeos están implicados en el proyecto de 4 millones de Euros. Otro proyecto, también de la Unión Europea, el H₂-MINIPAC se centra en el desarrollo de micro-pilas de combustible PEM que utilizan hidrógeno como combustible [33].

Desde 1985, Canadá ha sido uno de los pioneros en el desarrollo de tecnologías y aplicaciones PEM. En gran parte a través de acuerdos de gastos compartidos con el sector privado, uno de los desarrollos más exitosos ha sido la celda de combustible PEM de Ballard - que se utiliza en muchos de los vehículos de pila de combustible actualmente en demostración. En Japón, el foco de las investigaciones en tecnología PEM está centrado actualmente en la reducción de los costos de fabricación. El Ministerio de Economía, Comercio e Industria (METI por sus iniciales en inglés) y la Organización para Nuevas Energías y Desarrollo de Tecnología Industrial (NEDO por sus iniciales en inglés) continúan sus actividades I+D en celdas de combustible hacia el logro de objetivos de rendimiento, durabilidad y reducción de costos orientados a la comercialización futura, centrándose principalmente en I+D para sistemas de referencias y producción de tecnologías y componentes tales como las membranas, electrodos, MEA y separadores. Los elementos del programa incluyen el desarrollo de sistemas y componentes PEM, Proyectos de Próxima Generación de Sistemas PEM, desarrollo de micro-PEM, y estándares de ingeniería y seguridad para sistemas PEM. Debido a que el gas LP es una de las principales fuentes de energía para los hogares en Japón, uno de los proyectos está enfocado en el uso de este gas para FC. La I+D está conducida hacia el procesamiento del combustible y la evaluación de sistemas PEM estacionarios para gas LP, incluyendo la desulfuración y reformación del combustible [33].

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE por sus iniciales en inglés) investiga tecnologías de hidrógeno y FC y desarrolla actividades orientadas a reducir el costo y tamaño de los sistemas de FC y a mejorar su rendimiento y durabilidad, para aplicaciones en el transporte, en sistemas estacionarios pequeños y aplicaciones portátiles. La mayor parte de esta investigación se

centra en el avance de los sistemas *PEMFC*, con énfasis en áreas como tecnologías de procesamiento (reformación) del combustible, diseño mejorado de catalizadores y membranas, mejores sistemas de tratamiento del aire, del calor y del agua. En EE.UU las actividades se centran en las tecnologías *PEMFC* debido a su baja temperatura de operación y su capacidad para arranques rápidos. El *DOE* cuenta con un Programa de 7,4 millones de dólares para el desarrollo de *PEMFC* para aplicaciones estacionarias y uno de 7,5 millones de dólares para aplicaciones automotrices. También cuenta con 9,9 millones de dólares EE.UU. presupuestados para demostraciones de *PEMFC* en el transporte [33].

2.2.4. Características I-V de una *PEMFC*

La característica corriente-voltaje (I-V) de una celda de combustible tipo *PEM* se puede modelar usando una ecuación empírica que considere los sobre-potenciales de acuerdo con la ecuación de Tafel [34], 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:

$$V = V_0 - b \log i_c - Ri_c - c_{sp}e^{di_c} \quad (\text{gama completa de la densidad de corriente}) \quad (25)$$

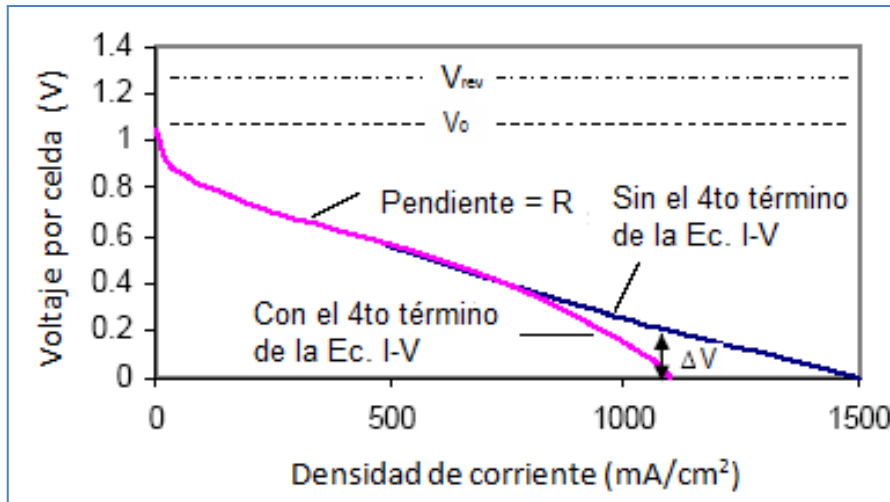


Figura 17. Curva I-V de una *PEMFC* (de acuerdo a la ecuación 25)

La Figura 17 ilustra las características I-V 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 25 es el voltaje de circuito abierto, el cual puede ser medido o calculado con la siguiente ecuación:

$$V_0 \cong V_{rev} + b \log i_0 \quad (26)$$

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, 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 ΔV en la Figura 17. Una evaluación teórica de estos parámetros revela que c afecta al tramo de la región lineal de la curva I-V y a la densidad de corriente en la cual hay parte no lineal, mientras que d afecta la curva de I-V después de la región lineal. Esta parte no lineal en las altas densidades de corriente fueron demostradas experimentalmente en 1995 por Chamberlin *et al.*[35].

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 el objetivo no es describir la curva I-V en detalle, sino tener una buena estimación de su comportamiento hasta el 75 % de la misma, entonces la Ec. 25 se puede simplificar a:

$$V = V_0 - b \log i_c - Ri_c \quad (\text{Gama limitada de la densidad de corriente}) \quad (27)$$

Esta ecuación simplificada es lo suficientemente exacta para los propósitos de la simulación de sistemas autónomos, debido a que en la operación de un sistema dado existe un punto de máxima potencia (Figura 18), más allá del cual el funcionamiento de la celda de combustible no tiene sentido.

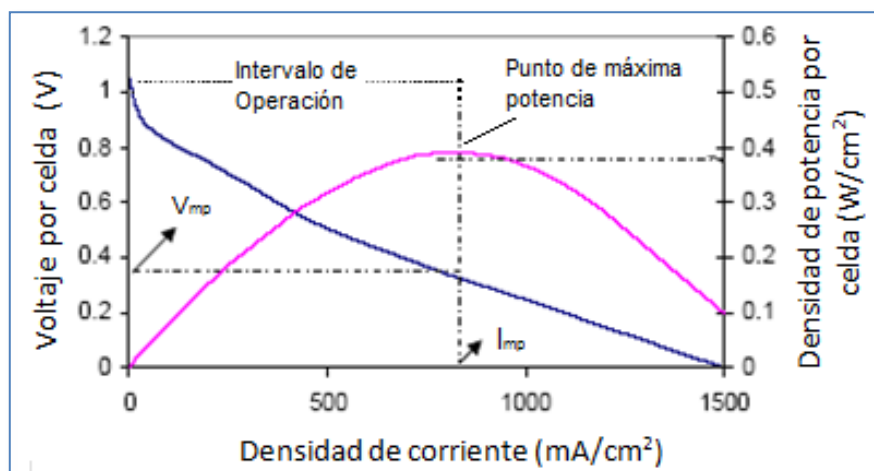


Figura 18. Punto de máxima potencia de operación en una PEMFC típica.

La capacidad de la Ec. 27 de predecir la curva I-V es la mejor para las PEMFCs de H_2/O_2 , que tienen una región lineal más larga en la curva I-V que las PEMFCs de $H_2/Aire$. Sin embargo, para las celdas de combustible de $H_2/Aire$ 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-V aumenta. Las presiones del hidrógeno y del oxígeno en una PEMFC de H_2/O_2 se mantienen bastante constantes durante la operación. En una PEMFC de $H_2/Aire$, se utiliza generalmente un ventilador para forzar el aire atmosférico a través del lado del cátodo. Por esto es innecesario modelar la influencia de la presión en la curva de I-V. Esto deja solamente a la temperatura como variable que se necesita modelar. Los parámetros V_0 , b , y R en la Ec. 27 se pueden obtener con respecto a la temperatura de una manera similar a la curva I-V del electrolizador.

2.2.5. Parámetros de las pilas de combustible utilizados en el trabajo de investigación

Fueron utilizados los siguientes parámetros de la celda de combustible: potencia mínima y máxima permitida; la vida estimada (h); la potencia mínima o carga mínima de funcionamiento recomendada por el fabricante, como un % de su potencia nominal; el consumo de hidrógeno por hora por kilowatt de salida; el costo de adquisición; el costo de reemplazamiento; los costos de operación y mantenimiento (\$/h); el tipo de tensión de salida; la energía anual producida y el índice de emisiones contaminantes en el ciclo de vida (expresado en toneladas equivalentes de CO_2).

2.3. Electrolizadores

2.3.1. Situación actual de la producción de hidrógeno

Actualmente, aproximadamente el 96% de la producción mundial de hidrógeno se obtiene a partir de materias primas fósiles mediante reacciones químicas como el reformado con vapor de gas natural o naftas ligeras, o mediante la oxidación de fracciones petrolíferas pesadas y gasificación del carbón.

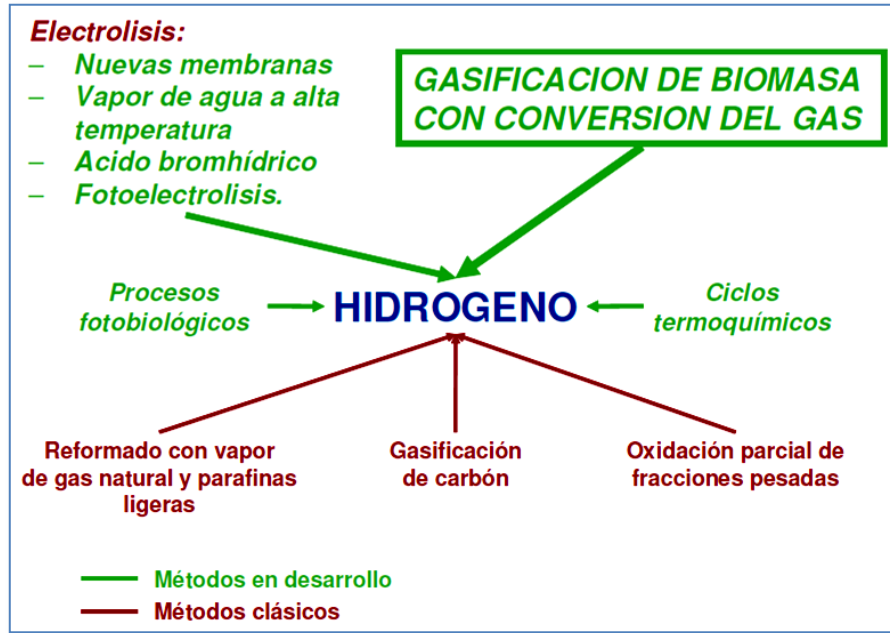


Figura 19. Distintas vías de producción de hidrógeno. Tomado de [36]

Únicamente el 4% de la producción mundial de hidrógeno se obtiene mediante electrolizadores. Sin embargo, se prevé un aumento importante debido a la importancia del hidrógeno como vector energético del futuro. Así, una buena opción es la producción de hidrógeno en electrolizadores utilizando la electricidad generada por fuentes renovables, fundamentalmente fotovoltaica, eólica y minihidráulica, o mediante sistemas híbridos [36].

En la actualidad existen varias líneas de investigación sobre métodos electrolíticos no convencionales como la electrolisis de vapor a alta temperatura (900-1.000 °C) con la ventaja de que proporciona la energía de reacción necesaria en forma de calor y electricidad. También existen investigaciones sobre la electrolisis reversible del ácido bromhídrico. La energía eléctrica necesaria para disociar esta molécula es la mitad que en el caso de la molécula de agua. Recientemente se ha desarrollado la

producción de hidrógeno por vía foto-electroquímica. Este sistema es capaz de dividir la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno usando únicamente la luz solar. A diferencia de los sistemas fotovoltaicos, no se necesitan convertidores externos. El sistema de recolección de radiación solar es capaz de generar suficiente tensión para descomponer el agua [36], [21].

2.3.2. Funcionamiento del electrolizador.

El funcionamiento del electrolizador es inverso al de la pila de combustible: aplicando energía eléctrica CD al agua se obtiene hidrógeno diatómico (H_2) y oxígeno (O_2). Este proceso se denomina “electrólisis del agua”. Una célula electrolítica está compuesta por un ánodo, un cátodo, un electrolito y un diafragma, el cual permite el paso de corriente pero no el paso de gases a través del mismo.

Un electrolizador consiste físicamente de varias celdas electrolíticas, conectadas en paralelo (*stack*). Existen dos diseños distintos de la celda: monopolar y bipolar. 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 (Figura 20) [3].

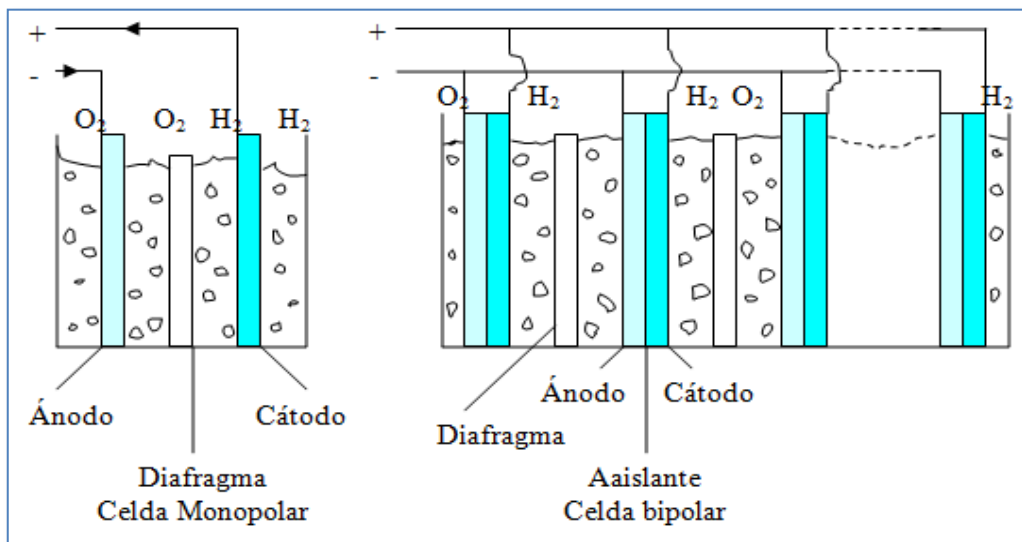


Figura 20. Celdas monopolares y bipolares de un electrolizador. Tomado de [3]

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.

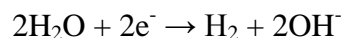
La ventaja de un diseño compacto de la celda bipolar es que presenta trayectorias más cortas entre los conductores eléctricos y los electrodos, comparados con la celda monopolar. Esto reduce las pérdidas debido a la resistencia óhmica interna del electrolito y por lo tanto aumenta la eficiencia del electrolizador. Sin embargo, ellas también presentan algunas desventajas: las corrientes parásitas pueden causar problemas de corrosión y además, la forma compacta y altas presiones de los electrolizadores bipolares requieren diseños de sistemas relativamente sofisticados y complejos, siendo sus costos de fabricación 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 [3].

2.3.3. Características principales de los diferentes tipos de electrolizadores

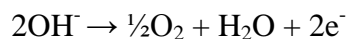
2.3.3.1 Alcalinos

El funcionamiento de un electrolizador alcalino depende principalmente del uso de una solución de electrolitos (por lo general hidróxido de potasio) para la transferencia de iones hidroxilos. El ánodo suele ser de níquel o platino, mientras que la membrana suele estar hecha de asbesto. Las reacciones que tienen lugar en estos sistemas son las siguientes:

Cátodo:



Ánodo:



Reacción global:



Los electrolizadores alcalinos funcionan con densidades de corriente relativamente bajas (menores a 0.4 A/cm^2), su temperatura de trabajo es de 50 a 100°C y las eficiencias de conversión están entre el 60 y el 70%. Las purezas del hidrógeno producido y del oxígeno son aproximadamente del 99.8% y

99.2% respectivamente. Su consumo de energía eléctrica es de 5 a 6 kWh por m³ de H₂ producido. La presión de trabajo es de 3 a 30 atm y su vida útil de operación es superior a las 100,000.00 horas. Los electrolizadores de tipo alcalino están indicados para instalaciones que requieren una alta producción (escala de MW).

2.3.3.2 Poliméricos

En los electrolizadores poliméricos (PEM) el diafragma y el electrolito se sustituyen por una membrana conductora de iones, normalmente de nafión. El cátodo es normalmente de platino y el ánodo un óxido de rutenio hidratado. Se alcanzan densidades de corriente muy elevadas, de alrededor de 20,000.00 A/m². Estos electrolizadores han alcanzado un funcionamiento continuo superior a las 100,000.00 horas sin fallos en ambientes críticos (suministro de O₂ en submarinos nucleares). Su consumo es de alrededor de 4 a 5 kWh de electricidad por m³ de H₂ producido. La pureza del gas tanto en lo que concierne al H₂ como al O₂, sin un equipo de purificación auxiliar, es generalmente mayor al 99 %. Los electrolizadores PEM son indicados para aplicaciones de baja producción (escala kW).

Las investigaciones actuales se dirigen al desarrollo de electrolizadores halogenados y de membrana de intercambio protónico. La eficiencia de los electrolizadores (potencia del caudal de salida respecto a la potencia eléctrica de entrada, en % del PCS del hidrógeno) depende de la tecnología, de la presión a la que se produce el hidrógeno y del tamaño del electrolizador, etc., estando entre el 50 % y el 80 %. Los de mayor eficiencia son los que producen hidrógeno a baja presión, pero se debe tener en cuenta que si se almacena dicho hidrógeno a alta presión habrá que gastar energía comprimiéndolo. La figura 21 representa el ensayo de potencia eléctrica consumida por unidad de caudal generado (kW/Nm³/h) para un electrolizador de 3 kW. En ella puede observarse que el consumo específico no es constante, sino que para caudales bajos se eleva enormemente (es decir, disminuye la eficiencia) [21].

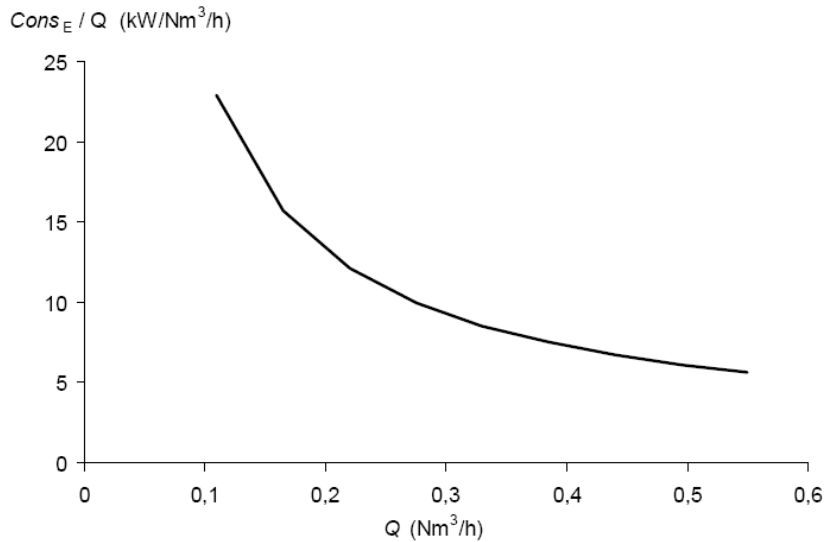


Figura 21. Ensayo para la obtención del consumo específico de un electrolizador de 3 kW (Fundación del Hidrógeno de Aragón). Tomada de [21]

Los factores que favorecen al electrolizador PEM frente al electrolizador alcalino, son:

- a) Evita la necesidad de hacer circular un electrolito líquido.
- b) Funciona a una densidad de potencia alta.
- c) Posee la capacidad intrínseca de trabajar con variaciones temporales de alimentación de energía eléctrica y en consecuencia, exhibe una flexibilidad muy alta en lo concerniente a la posibilidad de ser alimentado por electricidad intermitente producida por tecnologías renovables, como la eólica y la solar.
- d) Consumo de energía específica aproximadamente un 20 % inferior.
- e) Eficiencia superior (alrededor del 80%) en comparación con la de los alcalinos (alrededor del 65 %).
- f) Menor peso (5 a 10 veces más ligeros).
- g) Pureza de hidrógeno y oxígeno muy superior.
- h) Para electrolizadores PEM, existe un importante potencial de desarrollo de ingeniería para la mejora de la relación costo/prestaciones. Sin embargo, para electrolizadores de tipo alcalino apenas existen oportunidades de mejora en este campo.

2.3.3.3. Óxido Sólido

El funcionamiento de un electrolizador de óxido sólido depende de un electrolito cerámico sólido, el cual a temperaturas de 800-1.000°C, transfiere iones de oxígeno (O₂). El electrolizador de óxido sólido necesita una fuente de calor de alta temperatura, al funcionar a altas temperaturas, la alimentación de calor satisface algunos de los requerimientos energéticos para la electrólisis, y por lo tanto se requiere menos electricidad por m³ de H₂ generado, en comparación con otras tecnologías de electrolizadores. No obstante, hasta la fecha, los prototipos de unidades electrolizadoras de óxido sólido no han logrado vidas operativas útiles y existen problemas sustanciales de ingeniería con relación al ciclo térmico y el sellado.

Los electrolizadores de vapor son los que trabajan a temperaturas superiores a los 120 °C. En este caso se utilizan como electrolitos el dióxido de zirconio dopado, o los llamados óxidos raros. La temperatura normal de funcionamiento es de 900° C.

2.3.4. Parámetros de los electrolizadores utilizados en el trabajo de investigación

Fueron utilizados los siguientes parámetros de los electrolizadores: potencia mínima y máxima permitida; vida estimada (años); potencia mínima o carga mínima de funcionamiento recomendada por el fabricante, como un % de su potencia nominal; eficiencia basada en el *Poder Calorífico Superior (PCS)*; costo de adquisición; costo de reemplazamiento; costos de operación y mantenimiento; tipo de corriente de consumo; energía anual producida (1 kg de H₂ producido equivale a 33.33 kWh, basado en el *Poder Calorífico Inferior (PCI)*; y el índice de emisiones contaminantes en el ciclo de vida (expresado en toneladas equivalentes de CO₂).

2.4. Almacenamiento de hidrógeno

Para conseguir que se generalice el uso del hidrógeno como vector energético, se debe lograr su transporte y almacenamiento de forma económica. Esto supone un considerable cambio con respecto al transporte y almacenamiento de los combustibles fósiles convencionales, debido a la baja densidad energética de este gas. En la actualidad existen distintas formas de almacenar hidrógeno, tanto para aplicaciones estacionarias como para el sector del transporte (en forma gaseosa, líquida, combinado

químicamente o adsorbido en sólidos porosos), dependiendo su elección de diferentes factores como el proceso final en el que se vaya a emplear, la densidad energética requerida, cantidad de energía a almacenar y duración del almacenamiento, existencia de otras posibles formas de energía disponibles, costos y necesidades de mantenimiento de la instalación, y los costos de operación [36].

En el caso del empleo de hidrógeno como combustible para el transporte, uno de los principales problemas a resolver es la falta de medios adecuados para su almacenamiento en el propio vehículo, que cumplan los requisitos de seguridad, costos, y características de suministro requeridas. El Departamento de Energía de Estados Unidos establece como objetivos a conseguir en el almacenamiento de hidrógeno al menos una eficiencia en peso (relación entre el hidrógeno almacenado y el peso del sistema de retención) del 6 %, o expresado en densidad, 60 kg/m^3 , ya que un vehículo con una pila de combustible de hidrógeno necesitaría más de 3 kg de hidrógeno para una autonomía de unos 500 km [36].

2.4.1. Formas de almacenamiento del hidrógeno

Almacenamiento en forma gaseosa

Dado que el hidrógeno es producido en forma gaseosa y sus aplicaciones suelen requerir que se encuentre en este estado la vía más simple podría ser su almacenamiento a alta presión. Este tipo de almacenamiento (presiones superiores a 20 MPa) requiere que los depósitos sean pesados y voluminosos, además de plantear cuestiones de seguridad tanto en los vehículos como en los depósitos de almacenamiento, distribución y carga de hidrógeno. Cuando se compara esta alternativa frente al empleo de otros combustibles, el almacenamiento de hidrógeno gaseoso en recipientes a presión no resulta competitivo debido a su baja densidad y al elevado costo de los recipientes a presión y del propio proceso de compresión del hidrógeno.

Almacenamiento en forma líquida

La opción del almacenamiento de hidrógeno en estado líquido en recipientes criogénicos requiere alcanzar temperaturas de almacenamiento muy bajas (21,2 K), haciendo inevitable su pérdida por volatilización incluso empleando las mejores técnicas de aislamiento. Además, el alto consumo

energético asociado al enfriamiento, aproximadamente el 30 % de la energía almacenada, hace que esta opción resulte inviable en la práctica, desde el punto de vista económico, salvo en aquellas aplicaciones donde el costo de hidrógeno no sea un factor crítico y éste sea consumido en cortos periodos de tiempo (por ejemplo, en aplicaciones aeroespaciales).

Combinación química (hidruros metálicos)

Numerosos metales de transición, y sus aleaciones, pueden ser utilizados para almacenar hidrógeno en forma de hidruros metálicos. Estos hidruros se forman por reacción con hidrógeno, siendo éste absorbido en la estructura metálica, y pudiendo ser desorbido gracias a pequeñas variaciones de presión. Además de la dificultad que supone el intentar reducir la temperatura y presión de desorción de los hidruros con mayor capacidad de almacenamiento de hidrógeno, esta alternativa presenta un serio problema relacionado con el elevado peso del sistema de almacenamiento como consecuencia de los bajos niveles de retención de hidrógeno que se consiguen.

Adsorción en sólidos porosos (nanoestructuras de carbono)

Recientemente, se ha planteado la posibilidad de llevar a cabo el almacenamiento de hidrógeno mediante adsorción en un sólido poroso, lo que presentaría la ventaja de ser una forma más segura y sencilla de manejar el hidrógeno, reduciéndose drásticamente la presión necesaria para su almacenamiento. En este sentido, los primeros trabajos publicados basados en nanoestructuras de carbono mostraban almacenamientos excepcionales de hasta el 60% en peso. Desde entonces y hasta el momento, se está dedicando un gran esfuerzo al estudio de nanoestructuras de carbono con elevada superficie específica (fibras, nanotubos y carbones activos) concluyendo que la cantidad de hidrógeno adsorbida a baja temperatura (77 K) es proporcional a la superficie específica *BET*⁷ de la nanoestructura de carbono, independientemente de la estructura geométrica del carbono, con valores máximos muy inferiores a los anteriormente indicados. También se concluye que la cantidad de hidrógeno fisisorbido a temperatura ambiente y presiones de hasta 35 MPa es inferior al 0,1% en peso

⁷ Corresponde a las iniciales de los científicos *Brunauer, Emmett, y Teller*, quienes optimizaron la teoría de medición de áreas superficiales. La superficie *BET* es una propiedad muy importante de muchos tipos de materiales avanzados, como los nanomateriales, materiales farmacéuticos, fibras, pigmentos y minerales, entre otros.

para cualquiera de las nanoestructuras estudiadas, lo que cuestiona su potencial utilidad para esta aplicación.

2.4.2. Parámetros del almacén de hidrógeno utilizados en el trabajo de investigación

La tabla 3 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.

Tabla 3. Datos típicos para los sistemas de almacenamiento de hidrógeno. Tomada de [3].

Tipo de almacén de hidrógeno	Densidad ¹ (kg H ₂ /m ³)	Relación de masa ² (kg H ₂ /kg)	Energía específica (kJ/kg)
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

¹Incluye volumen de la estructura del almacén

²Incluye masa de la estructura del almacén

Los medios más prácticos para almacenar hidrógeno en un sistema autónomo son los tanques a presión y los hidruros metálicos. En este trabajo de investigación se ha supuesto el uso de tanques convencionales a presión.

Fueron utilizados los siguientes parámetros del tanque de almacenamiento: capacidades mínima y máxima permitida; vida estimada (años); nivel inicial del tanque como un porcentaje de su capacidad total; costos de adquisición, reemplazamiento, operación y mantenimiento; energía anual almacenada; índice de emisiones contaminantes en el ciclo de vida (expresado en toneladas equivalentes de CO₂).

2.5. 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). 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 sistemas autónomos basados en fuentes de energía intermitentes tales como sol y viento debe, además de ser rentable, ser diseñada según los criterios siguientes [3]:

- a) Vida útil elevada (es decir, muchos ciclos de carga-descarga)
- b) Alto índice de capacidad en descarga lenta
- c) Buena confiabilidad bajo condiciones cíclicas de descarga
- d) Alta eficiencia en diversos niveles del estado de carga (SOC)
- e) Vida larga, diseño robusto y bajos requisitos de mantenimiento
- f) Amplia gama de temperaturas de operación
- g) 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 en los sistemas autónomos.

2.5.1. Clasificación de las baterías secundarias

Las baterías secundarias pueden ser clasificadas según su madurez tecnológica o disponibilidad comercial. Frecuentemente son usadas las terminologías: sistemas de baterías convencionales o avanzadas. 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 aún no constituyen un competidor comercial.

Según los criterios relacionados anteriormente, las baterías convencionales que resultan convenientes para los sistemas autónomos son las siguientes [3]:

- ✓ 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 sistemas autónomos 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. 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 4 se muestran las características de algunos de los tipos más comunes de baterías convencionales disponibles para los sistemas autónomos y ejemplos de algunas baterías avanzadas prometedoras para el futuro.

Tabla 4. Tipos de baterías y principales características. Tomada de [3]

Tipos de baterías	Electrodos		Voltaje Teórico (V/cell)	Batería práctica		
	Ánodo (-)	Cátodo (+)		Voltaje Nominal (V/cell)	Energía específica (kJ/ kg)	Densidad de energía (kJ/l)
Convencionales						
Plomo-ácido						
Acuosas	Pb	PbO ₂	2.1	2.0	20–28	35–60
VRLA	Pb	PbO ₂	2.1	2.0	20–31	45–85
Níquel-cadmio						
<i>Planted</i>	Cd	Ni oxido	1.35	1.2	19	36
Plata-cinc	Zn	AgO	1.85	1.5	90	180
Avanzadas						
Níquel-hidrógeno						
Níquel-hidruros metálicos	MH	Ni oxide	1.35	1.2	50	175
Temperatura Ambiente						
Polímero- litio	Li	V6O13	–	3.0	200	350
Litio-ion	C	LixCoO ₂	–	4.0	90	200
Bromuro-Zinc	Zn	Br ₂	1.85	1.6	70	60
Flujo Redox						
Vanadio	V3V2	V5V4	1.26	–	–	–
Altas temperaturas						
Litio/hierro	Li(Al)	FeS ₂	1.73	1.7	180	350
Sodio/sulfuro	Na	S	2.1	2.0	170	250

A continuación se dan algunos detalles sobre los tres tipos de baterías más usadas en los sistemas autónomos.

2.5.2. Baterías de plomo ácido

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

- 1) Las placas positivas compuestas de dióxido de plomo (PbO_2).
- 2) Las placas negativas con esponja conductora.
- 3) Los separadores.
- 4) El electrolito acuoso de ácido sulfúrico (H_2SO_4).
- 5) El envase.

Las placas pueden tener diversos diseños, existiendo cuatro tipos comunes para las baterías Pb-ácido:

- ✓ Placas positivas tipo *Planted*. Estas placas se fabrican en 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 sus usos actuales. 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 proporciona 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. Es otra variante 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 anteriormente, el tipo más conveniente de baterías plomo-ácido para los sistemas autónomos basados en energías intermitentes son los del diseño de placa tubular positiva y placa positiva de barra. Las causas principales son sus densidades

específicas de energía relativamente altas y el elevado ciclo de vida. Sin embargo, 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). 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.

En los sistemas autónomos 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 utilizada durante 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.

2.5.3. Baterías Plomo Ácido con Válvula Regulada (VRLA)

Las baterías plomo-ácido con válvula-regulada 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 a la 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, lo cual se alcanza inmovilizando el electrolito [37].

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 [38]. Además, en baterías de VRLA 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 de vida alto. Si una batería de VRLA se carga excesivamente con un alto voltaje, se secará prematuramente debido al aumento en el índice de pérdida de agua y por lo tanto reducirá su ciclo de vida. Por estas razones, las cargas excesivas deben ser evitadas.

2.5.4. Baterías Níquel-Cadmio

Una batería de níquel-cadmio (Ni-Cd) utiliza un electrolito alcalino, generalmente hidróxido de potasio (KOH) o de vez en cuando hidróxido de sodio (NaOH), que actúan como medios conductores de iones [37].

Las baterías de níquel-cadmio tienen muchas características favorables. Una ventaja importante de usar electrolitos que no estén implicados perceptiblemente en la reacción electroquímica, pero que funcionan principalmente como conductor del ión, 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, lo que 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, rindiendo un ciclo de vida alto, lo cual es muy conveniente para los sistemas autónomos.

Una batería de níquel-cadmio se puede sellar totalmente, previniendo el derramamiento del electrolito y el escape de los gases. Este diseño 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, contando con dos diseños básicos: placa sinterizada y placa de bolsillo. En el diseño de placa sinterizada el colector ayuda a la carga del electrodo y consiste en acero con capas porosas sinterizadas 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 (aviones). 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. Por lo tanto, las celdas de Ni-Cd se deben 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 [3].

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 supuesta”. En general, la auto-descarga en las baterías de níquel-cadmio es muy baja, lo 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-bajas y son particularmente convenientes para los sistemas autónomos situados en áreas extremadamente inaccesibles.

2.5.5. Parámetros de las baterías secundarias utilizadas en el trabajo de investigación

Fueron utilizados los siguientes parámetros de las baterías secundarias: cantidad de filas de baterías conectadas en paralelo; cantidad de baterías conectadas en serie en cada fila; cantidad mínima y máxima de filas en paralelo; cantidad mínima y máxima de baterías conectadas por filas; voltaje y capacidad nominal; mínimo estado de carga; mínimo tiempo de vida útil de la batería (años); el costo de adquisición; el costo de reemplazamiento; los costos de operación y mantenimiento; la energía anual almacenada y el índice de emisiones contaminantes en el ciclo de vida (expresado en toneladas equivalentes de CO₂ para baterías Plomo-Ácido).

3

CARACTERIZACION DEL RECURSO EOLICO Y DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

Capítulo 3. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO Y DE LA DEMANDA ENERGÉTICA.

3.1. Caracterización del recurso eólico.

La evaluación del recurso eólico constituye la primera etapa de cualquier proyecto de instalación de sistemas eólicos. Diversos análisis son realizados en esta etapa a partir del registro de datos de velocidad y dirección del viento, así como de presión y temperatura en el sitio de instalación. Las características del estudio dependen básicamente del tipo y el tamaño de la instalación eólica que se desea realizar. Así por ejemplo, para la instalación de centrales eólicas es necesario incluir el estudio de la turbulencia y la rafagosidad, lo cual pierde importancia cuando se trata de instalaciones aisladas de pequeña o mediana potencia.

Las magnitudes que caracterizan el recurso eólico de un sitio intervienen de manera diferente en sus posibles áreas aplicaciones. De esta manera, algunos resultados son utilizados por los estudios de viabilidad técnica-económica, otros por los estudios de evaluación de tecnologías eólicas en condiciones de campo y otros son útiles en el diseño y/o dimensionado de sistemas. Dada la amplitud del tema, en este capítulo solo serán abordados los aspectos que de forma directa afectan el proceso de dimensionado de una instalación eólica aislada. Los métodos y procedimientos más generales, a seguir en la evaluación del recurso eólico en sitios de interés pueden ser encontrados en la bibliografía especializada [30], [39]-[43].

3.1.1. Toma de medidas

A la hora de evaluar un emplazamiento hay que determinar las características del viento en el mismo, para lo cual habrá que considerar cada uno de los siguientes aspectos:

Condiciones generales del viento en un emplazamiento (medias diarias, estacionales, anuales)

✓ Datos de 10 minutos a 1 hora de promedio

- Condiciones meteorológicas (temperatura, presión atmosférica, humedad relativa, densidad del aire)
- Distribución de frecuencias de dirección.
- Variación temporal de la velocidad.
- Potencial eólico disponible.

Características del viento para el funcionamiento del sistema.

- ✓ Datos de 10 minutos a 1 hora de promedio.
 - Perfil vertical de velocidad horizontal.
 - Variaciones temporales.
 - Relaciones con la dirección.
 - Variación de la velocidad vertical
 - Relaciones entre el viento vertical y la dirección.
 - Relaciones entre el viento vertical y el horizontal.
- ✓ Datos de 1 a 10 minutos de promedio.
 - Factores de ráfaga.
 - Relaciones entre la velocidad, dirección y factor de ráfagas.
 - Características de la turbulencia
 - Relaciones entre dirección y turbulencia.
 - Relaciones entre velocidad y turbulencia.
 - Desviación de la velocidad

3.1.2. Instrumentación

Los instrumentos de medida necesarios en energía eólica son:

- Anemómetros para medir la velocidad del viento.
- Veletas para medir la dirección.
- Termómetros para medir la temperatura ambiente del aire.
- Barómetros para medir la presión atmosférica ambiental.

En general, la señal que proviene de los instrumentos de medida está conectada a un sistema de registro de diversos tipos:

- Un dispositivo de integración.
- Un indicador.
- Un dispositivo de grabación, por ejemplo, el soporte magnético o electrónico.

a) Anemómetros

Son los instrumentos utilizados para determinar la velocidad del viento. Pueden clasificarse según su principio de operación.

- De rotación. Pueden ser de cazoletas o de hélice. El anemómetro de cazoletas consiste en tres o cuatro cazoletas montadas simétricamente alrededor de un eje vertical. Debido a que la fuerza que ejerce el aire en el lado cóncavo es mayor que en el lado convexo, la rueda de cazoletas gira. La velocidad de rotación es proporcional a la velocidad del viento. Dicha rotación puede medirse de varios modos: contando mecánicamente el número de revoluciones, conectando el eje de la rueda de cazoletas a un pequeño generador eléctrico y midiendo el voltaje instantáneo, o a un interruptor optoelectrónico y midiendo su salida. Los anemómetros de tres cazoletas semicónicas son preferentemente los más usados. La principal ventaja de los anemómetros de cazoletas es que miden las dos componentes horizontales del viento.

El anemómetro de hélice se utiliza cuando se quiere conocer la velocidad del viento en una dirección particular. Normalmente se coloca un conjunto de dos o tres anemómetros de hélice en planos perpendiculares para obtener las componentes de velocidad sobre los ejes principales (horizontales y verticales). A veces se utiliza un anemómetro de hélice asociado a un sistema de orientación tipo veleta, para medir la componente horizontal de la velocidad de viento.

- De presión. La medida de la velocidad del viento se registra mediante los efectos de las variaciones de presión que ejerce el aire cuando se mueve. Dichos anemómetros están encaminados más que a medir la velocidad del viento a medir la rafagiosidad, mediante galgas

extensométricas acopladas a una esfera perforada, midiendo así la magnitud y dirección del viento.

- De hilo caliente. Miden la velocidad a través del efecto de enfriamiento del viento. La principal ventaja de estos equipos es su pequeña constante de tiempo, aunque por el contrario, son equipos muy delicados.
- Basados en el efecto sónico. El sonido viaja a través del aire en reposo a una velocidad conocida. Sin embargo, cuando el aire está en movimiento esta velocidad aumenta o disminuye correlativamente. Son equipos con una constante de tiempo muy baja y de gran resolución en la medida, aunque son caros y no pueden transportarse.
- Otras técnicas incorporan el anemómetro láser, ultrasónico y el anemómetro SODAR, de efecto Doppler.

b) Medida de la dirección del viento

El elemento empleado tradicionalmente para medir la dirección del viento es una veleta, que consiste en un dispositivo montado sobre un eje vertical y de giro libre, de tal modo que puede moverse cuando el viento cambia de dirección. Normalmente, el movimiento de la veleta está amortiguado para prevenir cambios demasiado rápidos de la dirección del viento. Así mismo, puede obtenerse una medida de la dirección del viento resolviendo los registros de salida de dos anemómetros de hélice dispuestos ortogonalmente.

c) Medida de la temperatura

La medida de la temperatura se utiliza para la determinación de la potencia suministrada, así como para evaluar la climatología local en emplazamientos de parques eólicos. Los termómetros corrientes basados en un elemento de resistencia de platino son los más utilizados.

d) Medida de la presión atmosférica

La presión atmosférica se utiliza para la determinación de la potencia suministrada en una instalación eólica. Generalmente se utiliza un barómetro meteorológico.

3.1.3. Frecuencia y duración de las medidas

La frecuencia de las medidas depende fundamentalmente del uso destinado para los datos. Por ejemplo, para la presión atmosférica que varía muy lentamente basta con realizar medidas cada 3 horas. Con las temperaturas, bastan los valores horarios. En cambio, para una evaluación precisa del potencial eólico, es recomendable tomar muestras de valores de viento con una frecuencia de 5 a 10 segundos y promedios en intervalos de 10 minutos a 1 hora. Para análisis detallados del funcionamiento de máquinas eólicas o estudios específicos de características de viento, como las ráfagas o turbulencias, se requieren frecuencias de toma de datos iguales o superiores a 1 Hz o intervalos de promedio del orden de 1 minuto.

La duración de las medidas también depende directamente del propósito de las mismas. Si queremos instalar aerogeneradores en un determinado emplazamiento, las directrices a seguir serán:

- Medir durante un período de tiempo lo más largo, práctica y económicamente posible.
- Intentar medir en cada estación del año, dado que los patrones de la velocidad y dirección del viento son relativamente estacionales.
- Comparar con las medidas de otros lugares vecinos donde estén disponibles datos correspondientes a largos períodos de tiempo.
- Comparar las medidas con las tendencias regionales a largo plazo, ya que existen evidencias de que ocurren importantes variaciones climatológicas en la velocidad del viento.

3.1.4. Ubicación de los sensores. Elección de los instrumentos de medida

Los sensores han de estar ubicados en lugares bien expuestos a todas las direcciones y sin obstáculos en los alrededores. La altura estándar de medición es de 10 metros sobre el suelo, con el fin de poder

establecer comparaciones homogéneas. En el caso de evaluación de una determinada máquina, conviene realizar las medidas a la altura del *hub*, con el fin de reducir las posibles incertidumbres.

Los factores fundamentales a tener en cuenta en la elección de un instrumento son los siguientes:

- Costo y fiabilidad
- Sensibilidad
- Calibración adecuada, con el fin de garantizar la fiabilidad de los datos
- Robustez, soportar posibles daños
- Compatibilidad de las especificaciones de sensibilidad y fiabilidad del sistema completo.
- Accesibilidad del emplazamiento y disponibilidad y calidad de los datos.

3.1.5. Tratamiento de datos de viento.

3.1.5.1. Variación vertical de la velocidad.

Los obstáculos que se encuentran a nivel del suelo, tales como vegetación, construcciones y características topográficas, tienden a ralentizar el viento cerca de la superficie. Debido a que los efectos de estos obstáculos disminuyen con la altura sobre el nivel del suelo, la velocidad del viento tiende a incrementarse con la altura sobre este. Esta variación del viento con la altura es llamada perfil vertical y típicamente puede ser modelado utilizando uno de dos modelos matemáticos: el perfil de ley de potencia o el perfil logarítmico.

El perfil de ley de potencia ya fue tratado en el acápite 2.1.4, y hace uso de las Ecs. 2, 5 y 6. El perfil logarítmico asume que la velocidad del viento es proporcional al logaritmo de la altura sobre el nivel del suelo, y está definido por la siguiente ecuación [31]:

$$\frac{v_{H_{hub}}}{v_{H_0}} = \frac{\ln\left(H_{hub}/z_0\right)}{\ln\left(H_0/z_0\right)} \quad (28)$$

La rugosidad de un área dada está determinada por el tamaño y distribución de los elementos de rugosidad que contiene. Por tal motivo, a cada tipo de terreno se le puede asociar una clase de

rugosidad. En el Atlas Eólico Europeo la rugosidad se dividió en cuatro clases, típicas de los paisajes europeos, a las que se les asoció un valor de la longitud de rugosidad, comúnmente definida como z_0 , y que en términos físicos es la altura sobre el suelo en que la velocidad media del viento es igual a cero, si el perfil es logarítmico. La tabla 5, propuesta en el *Atlas Eólico de Europa*, indica la relación entre la longitud de rugosidad z_0 y las características del terreno [44].

Tabla 5. Descripción de la rugosidad propuesta en el Atlas Eólico de Europa. Tomada de [44]

z_0 (m)	Características del terreno	Clases de rugosidad
1.00	Ciudad	
0.80	Bosque	
0.50	Suburbios	
0.40		3 (0.40 m)
0.30	Cinturones de abrigos	
0.20	Muchos árboles y/o arbustos	
0.10	Tierra de cultivo con apariencia cerrada	2 (0.10 m)
0.05	Tierra de cultivo con apariencia abierta	
0.03	Tierra de cultivo con muy pocas edificaciones y árboles	1 (0.03 m)
0.02	Áreas de aeropuerto con edificaciones y árboles	
0.01	Pista de aeropuerto	
0.008	Césped segado	
0.005	Suelo desnudo (suave)	
0.001	Superficie nevada (suave)	
0.0003	Superficie de arena (suave)	
0.0002		0 (0.0002 m)
0.0001	Áreas de agua (lagos, mar abierto)	

La longitud de rugosidad debe ser considerada un parámetro climatológico, a causa de los cambios en el follaje de los árboles, los ciclos de siembra y recogida de los cultivos, etc. Estos factores deben tenerse en cuenta a la hora de calcular la producción de energía de una turbina eólica, ya que ellos pueden ejercer una profunda influencia en el funcionamiento operativo de la máquina.

Han sido desarrollados modelos, que en las diferentes escalas meteorológicas (micro-escala, meso-escala), permiten evaluar el potencial eólico de una zona determinada. Uno de ellos, el *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)*⁸, es un modelo de micro-escala desarrollado por el Laboratorio Nacional RISØ de Dinamarca. Este modelo puede usar dos modos diferentes de describir la rugosidad alrededor de un sitio dado [44]:

1. Mediante un mapa digital que contiene las líneas de cambio de rugosidad, es decir, líneas que separan áreas de igual longitud de rugosidad que el *WAsP* es capaz de interpretar en cualquier sitio del mapa.
2. Mediante una rosa de rugosidad que describe las condiciones de la rugosidad sector por sector, y contiene las distancias a los cambios de rugosidad en cada sector.

En el primer caso, el *WAsP* calcula su propia rosa de rugosidad a partir del mapa digital, y en el segundo caso, el *WAsP* usa la rosa especificada por el usuario. De cualquier manera, la entrada al modelo es una rosa de rugosidad. La figura 22 muestra un ejemplo de una rosa generada por el *WAsP*, a partir del mapa digital.

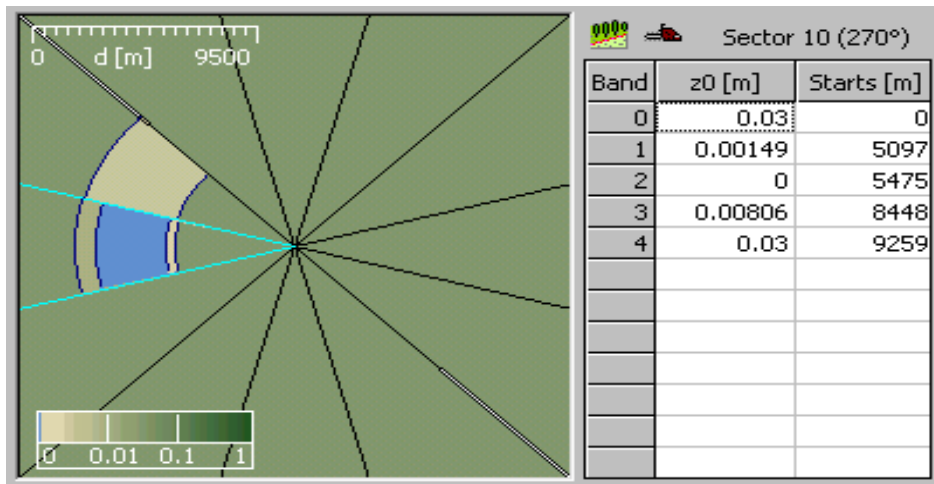


Figura 22. Rosa de rugosidad generada por el modelo del *WAsP* a partir del mapa digital.
Tomada de [44]

⁸ El modelo *WAsP* es desarrollado y distribuido por la División de Energía Eólica del Laboratorio RISØ. En este momento cuenta con más de 3000 usuarios en más de 110 países y territorios, que lo usan para: cálculo de producción de parques eólicos; micro-localización y estimación de energía de turbinas eólicas; mapeo de recurso eólico; generación de atlas de viento; análisis de datos de viento; digitalización y edición de mapas; entre otras aplicaciones.

Una de las ventajas del trabajo del *WAsP* sobre el mapa de rugosidad es que no solo permite una descripción detallada del entorno de la estación sino que también puede hacer una descripción detallada de cualquier sitio o área que escojamos dentro del mapa para instalar una turbina eólica o parque eólico. Para obtener resultados confiables con el modelo de cambio de rugosidad del *WAsP* es importante que el mapa de rugosidad proporcione un cuadro coherente y consistente de las diferentes áreas de rugosidad y que la digitalización se realice cuidadosamente siguiendo las instrucciones establecidas al respecto. Para la clasificación de la rugosidad y la preparación del mapa de rugosidad, el *WAsP* acepta mapas topográficos de escala 1:250 000, 1:100 000, 1:50 000 ó 1:25 000 [44].

3.1.5.2. Distribución de direcciones

La distribución de direcciones de viento es de vital importancia a la hora de ubicar las turbinas eólicas en terrenos no uniformes o formando varios conjuntos de ellas, e incluso para conocer la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe responder el sistema de orientación de la máquina.

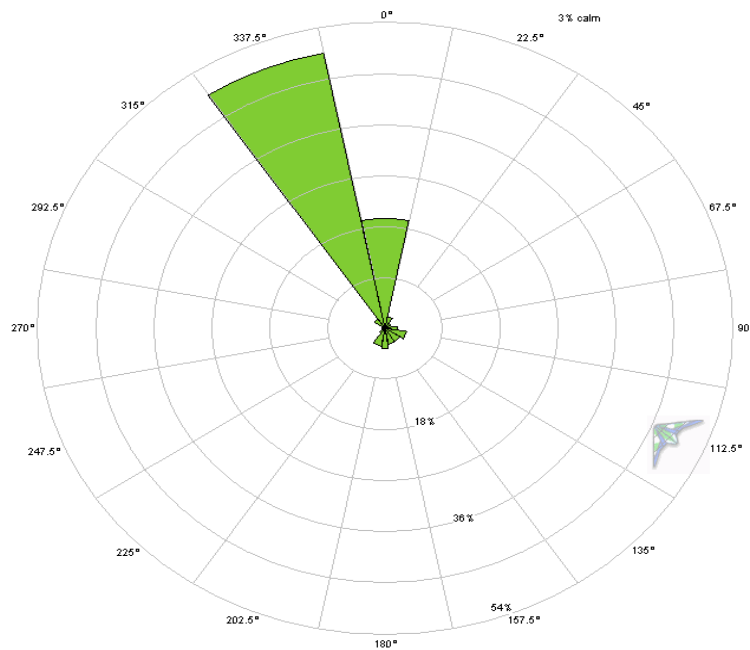


Figura 23. Rosa de vientos medidos en La Venta, Oaxaca, México.

La representación más habitual es la de la rosa de los vientos, en la cual se expresa el porcentaje de tiempo en el que el viento tiene una determinada dirección (Figura 23). Normalmente, también se refleja la distribución de velocidades de viento para cada intervalo direccional (Figura 24).

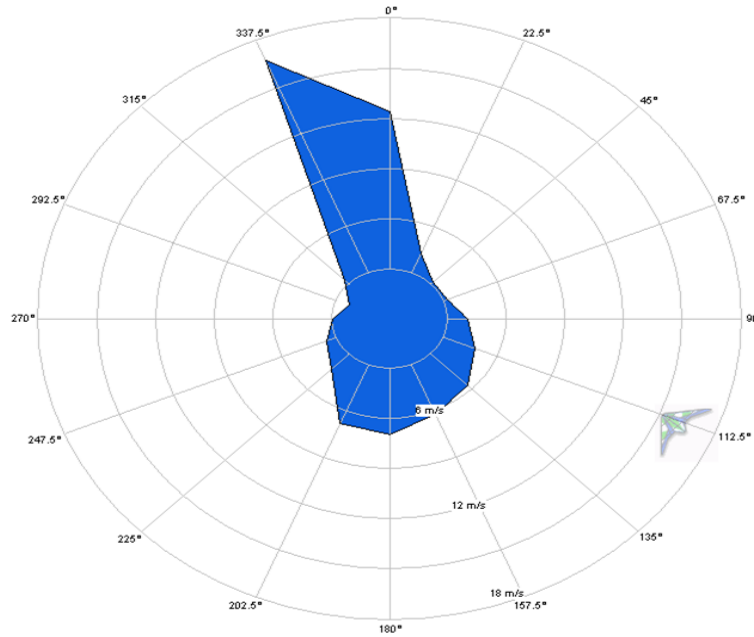


Figura 24. Rosa de velocidades medias, a 32 m de altura en La Venta, Oaxaca, México.

3.1.5.3. Distribuciones teóricas de velocidades.

El conocimiento de la distribución de probabilidades de velocidades de viento $p(v)$ es muy importante a la hora de determinar el potencial eólico disponible, además de resultar útil para caracterizar otros parámetros energéticos de interés.

Si no se dispone de las series temporales medidas en el emplazamiento, o si se quieren extrapolar datos a otro lugar, este procedimiento ofrece ciertas ventajas.

Distribución de Rayleigh

La distribución de densidad de Rayleigh viene dada por la expresión:

$$p(v) = \frac{v}{s^2} \exp\left(-\left(\frac{v^2}{2s^2}\right)\right) \quad (29)$$

La distribución de probabilidades acumuladas, que mide la probabilidad de que la velocidad de viento sea inferior a un valor dado v se determina mediante la siguiente expresión:

$$p(v > v_x) = \exp\left(-\left(\frac{v_x^2}{2s^2}\right)\right) \quad (30)$$

Si no se dispone de información sobre la desviación estándar, las expresiones anteriores pueden transformarse en:

$$p(v) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{v}{\bar{v}}\right) \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2\right) \quad (31)$$

$$p(v > v_x) = \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_x}{\bar{v}}\right)^2\right) \quad (32)$$

Distribución de Weibull

La función densidad de probabilidad más utilizada en los estudios de energía eólica es la de Weibull⁹ (Figura 25), cuya expresión analítica es:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (33)$$

⁹ Descubierta por el sueco **Walodi Weibull**, fue anunciada por primera vez en un escrito en 1951. Además de su aplicación en estudios de energía eólica, también es ampliamente utilizada por ingenieros en estudios de fiabilidad.

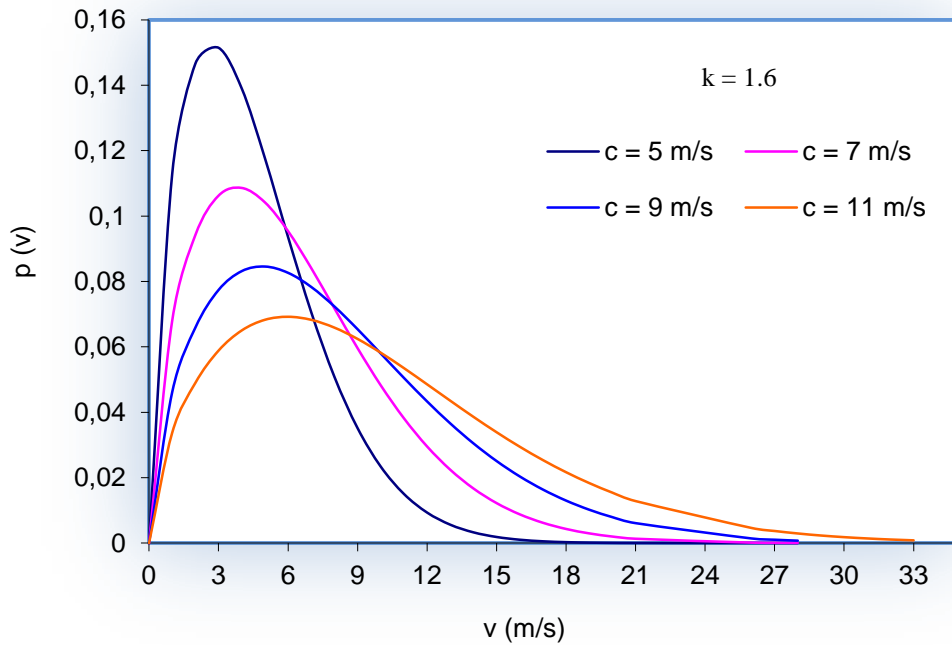


Figura 25. Función densidad de probabilidad de Weibull para $k = 1.6$ y diferentes valores de c .

Se han propuesto diferentes métodos para la determinación de los parámetros k y c , que con mayor o menor exactitud pueden ser utilizados dependiendo de los datos de viento disponibles para el estudio [32]:

Método 1: Método de la velocidad media del viento y la desviación estándar.

Si solamente se dispone de los valores de la media del viento y su desviación estándar, entonces k y c pueden ser determinados por estos estadísticos, ya que ellos se encuentran relacionados con \bar{V} y s mediante las siguientes ecuaciones:

$$\bar{V} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (34)$$

$$\left(\frac{s}{\bar{V}}\right)^2 = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)}\right] - 1 \quad (35)$$

Donde Γ es la función Gamma, cuyos valores aparecen tabulados (Anexo 2), y $\frac{s}{\bar{V}}$ es el coeficiente de variación. Los valores k y c pueden entonces ser determinados usando la relación aproximada:

$$k = \left(\frac{S}{\bar{V}}\right)^{-1.086} \quad (36)$$

y el inverso de Ec.34:

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (37)$$

Método 2: Método de la mediana y los cuartiles.

Si no se conoce la distribución completa de velocidades del viento observada, pero se conocen la mediana V_{Me} y los cuartiles $V_{0.25}$ ($p(v \leq V_{0.25} = 0.25)$) y $V_{0.75}$ ($p(v \leq V_{0.75} = 0.75)$), entonces los factores k y c se pueden determinar por las relaciones:

$$k = \frac{1.573}{\ln\left(\frac{V_{0.75}}{V_{0.25}}\right)} \quad (38)$$

$$c = \frac{V_{Me}}{(\ln 2)^{\frac{1}{k}}} \quad (39)$$

Método 3: Método de ajuste por mínimos cuadrados de la distribución observada.

Si las velocidades de viento observadas son divididas en “ n ” intervalos de velocidades con frecuencias de ocurrencia f_1, f_2, \dots, f_n y frecuencias acumulativas F_1, F_2, \dots, F_n , entonces la función de distribución de Weibull $F_w(v)$,

$$F_w(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (40)$$

que también se puede escribir de la siguiente forma:

$$1 - F_w(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (41)$$

se puede logaritmizar dos veces consecutivas y convertir en la siguiente ecuación:

$$\ln(-\ln(1 - F_w(v))) = k \ln v - k \ln c \quad (42)$$

Lo anterior es la ecuación de una recta de la forma $y = ax + b$, donde:

$$y = \ln(-\ln(1 - F_w(v))) \quad (43)$$

$$x = \ln(v) \quad (44)$$

$$a = k \quad (45)$$

$$b = -k \ln c \quad (46)$$

de donde c quedaría determinado por:

$$c = e^{-\left(\frac{b}{k}\right)} \quad (47)$$

Los pares de datos (x, y) se obtienen de la base de datos de velocidad del viento, y los valores de la pendiente a y el intercepto b se determinan por mínimos cuadrados:

$$a = k = \frac{\sum_{i=1}^n x_i y_i - \frac{\sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i}{n}}{\sum_{i=1}^n x_i^2 - \frac{\left(\sum_{i=1}^n x_i\right)^2}{n}} \quad (48)$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n} - k \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (49)$$

Método 4: Método de máxima verosimilitud.

Otro método potencialmente más exacto pero más difícil de aplicar, es la técnica iterativa de máxima verosimilitud. En este método, es definida una función de verosimilitud L dada por:

$$L = \prod_{i=1}^n p(v_i) = \prod_{i=1}^n \frac{k}{c} \left(\frac{v_i}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k\right] \quad (50)$$

El logaritmo de L es el criterio usado como la bondad del ajuste. Este asume que el mejor ajuste de la distribución de los datos maximiza el logaritmo de L . El logaritmo de L es dado por:

$$\ln L = \sum_{i=1}^n \ln p(v_i) = n \ln k - nk \ln c + (k-1) \sum_{i=1}^n \ln v_i - \sum_{i=1}^n \left(\frac{v_i}{c}\right)^k \quad (51)$$

Por lo tanto, k y c son soluciones del siguiente sistema de ecuaciones:

$$\frac{\partial \ln L}{\partial k} = 0 \quad (52)$$

$$\frac{\partial \ln L}{\partial c} = 0 \quad (53)$$

Es usado un procedimiento iterativo para determinar los parámetros de Weibull. En la primera etapa, es usado el método de los momentos para proveer una estimación inicial de k y c . Detalles sobre este método pueden ser encontrados en [45].

Este método, empleado por el programa de análisis de datos de viento *Windographer*, al igual que el de mínimos cuadrados es el que garantiza el mejor ajuste de la distribución de frecuencias observadas. Estos, han de ser los métodos a utilizarse cuando el objetivo sea dimensionar sistemas eólicos, ya sean autónomos o conectados a red.

Por otro lado, resulta común que los datos de viento sean tomados a una altura diferente a la del *hub* del aerogenerador cuya producción de energía se desea estimar. En este caso, es posible determinar la distribución teórica de Weibull a la nueva altura, conocida esta a la altura del anemómetro. Justus y Mikhail [46], propusieron los siguientes modelos para ello:

$$k_{H_{hub}} = k_{H_0} \left(\frac{1 - 0.088 \ln \left(\frac{H_0}{10} \right)}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{H_{hub}}{10} \right)} \right) \quad (54)$$

$$c_{H_{hub}} = c_{H_0} \left(\frac{H_{hub}}{H_0} \right)^\alpha \quad (55)$$

Otra ventaja de la distribución de Weibull es que permite analizar diferentes propiedades del viento en función de los parámetros c y k , entre las que pueden destacarse las siguientes:

✓ Probabilidad de que existan velocidades de viento superiores a una dada, v_x :

$$p(v \geq v_x) = \exp\left(-\left(\frac{v_x}{c}\right)^k\right) \quad (56)$$

✓ Probabilidad de que existan velocidades de viento entre dos límites de interés determinados:

$$p(v_x < v < v_y) = \exp\left(-\left(\frac{v_x}{c}\right)^k\right) - \exp\left(-\left(\frac{v_y}{c}\right)^k\right) \quad (57)$$

✓ La velocidad media:

$$\bar{V} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (58)$$

✓ La desviación estándar:

$$s^2 = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right] \quad (59)$$

✓ La velocidad cúbica media:

$$\bar{V}^3 = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (60)$$

✓ El factor de potencia eólica, FPE :

$$FPE = \frac{\bar{V}^3}{\bar{V}^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (61)$$

✓ El índice de variabilidad:

$$IV = \frac{s}{\bar{V}} = \sqrt{\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1} \quad (62)$$

✓ La velocidad más probable (moda):

$$V_{Mo} = c \left(\frac{k-1}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (63)$$

✓ La mediana:

$$V_{Me} = c(\ln 2)^{\frac{1}{k}} \quad (64)$$

✓ La velocidad con mayor contenido energético:

$$V_{Máx-E} = c \left(1 + \frac{2}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (65)$$

Una variante de la FDP anterior es la *Weibull&Weibull* [47], útil para el ajuste de histogramas bimodales, como el de la figura 26.

$$p(v) = p \frac{k_1}{c_1} \left(\frac{v}{c_1}\right)^{k_1-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c_1}\right)^{k_1}\right) + (1-p) \frac{k_2}{c_2} \left(\frac{v}{c_2}\right)^{k_2-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c_2}\right)^{k_2}\right) \quad (66)$$

donde 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:

$$\bar{V} = p\bar{V}_1 + (1-p)\bar{V}_2 \quad (67)$$

$$s^2 = p[s_1^2 - (p-1)(\bar{V}_1 - \bar{V}_2)^2] - (p-1)s_2^2 \quad (68)$$

donde \bar{V} es la velocidad promedio y s 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 la izquierda y de la derecha respectivamente, mientras que s_1 y s_2 son las desviaciones estándar de las distribuciones de la izquierda y de la derecha.

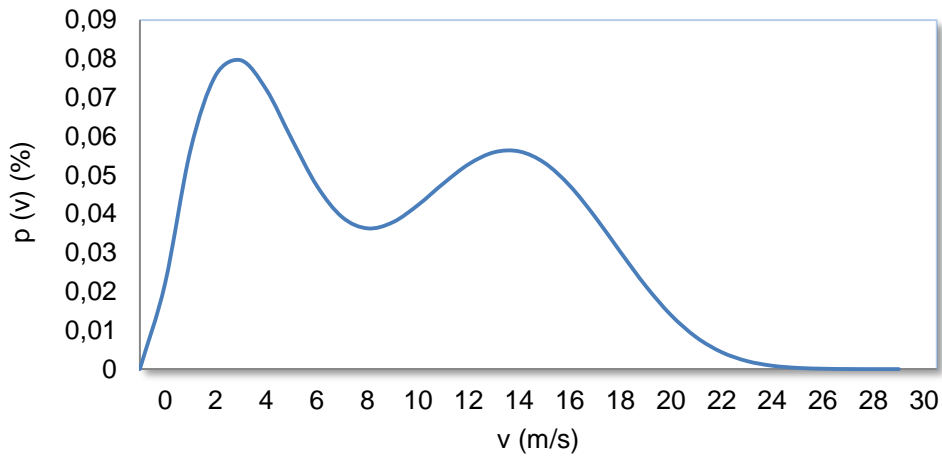


Figura 26. Distribución teórica Weibull&Weibull para La Venta, Oaxaca, a 32 m SNS.

Otras funciones de distribución.

Otras funciones de distribución como las de *Frechet*, Gumbell, binomial, han sido utilizadas por diversos investigadores. La de Gumbell es muy utilizada en la modelación de vientos extremos.

Trabajos recientes han publicado otras FDP que son válidas tanto para distribuciones unimodales como bimodales [48]-[51]. Una familia de distribuciones exponenciales es presentada por Li and Li (2005, 1221-1240) para la descripción probabilística de la velocidad del viento, y los resultados son comparados con datos de velocidad del viento medidos en diferentes localidades geográficas del mundo [48].

Esa familia de distribuciones exponenciales es desarrollada introduciendo un término pre-exponencial a la distribución teórica derivada del principio de máxima entropía (MEP por sus siglas en inglés) [49]. El análisis estadístico demostró que las distribuciones del tipo MEP no solo ajustan mejor las distribuciones de viento observadas que la FDP Weibull, sino que además representan la densidad de potencia eólica con más exactitud.

La función de distribución planteada en [48] tiene la siguiente expresión:

$$p(v) = v^r \exp(-\alpha_0 - \alpha_1 v - \alpha_2 v^2 - \alpha_3 v^3) \quad (69)$$

donde los coeficientes α_i son calculados mediante el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\int_{v_{\min}}^{v_{\max}} v^r \exp(-\alpha_0 - \alpha_1 v - \alpha_2 v^2 - \alpha_3 v^3) dv = 1 \quad (70)$$

$$\int_{v_{\min}}^{v_{\max}} v^{r+1} \exp(-\alpha_0 - \alpha_1 v - \alpha_2 v^2 - \alpha_3 v^3) dv = V_{10} \quad (71)$$

$$\int_{v_{\min}}^{v_{\max}} v^{r+2} \exp(-\alpha_0 - \alpha_1 v - \alpha_2 v^2 - \alpha_3 v^3) dv = V_{20} \quad (72)$$

$$\int_{v_{\min}}^{v_{\max}} v^{r+3} \exp(-\alpha_0 - \alpha_1 v - \alpha_2 v^2 - \alpha_3 v^3) dv = V_{30} \quad (73)$$

Los valores V_{10} , V_{20} y V_{30} corresponden a las velocidades media, cuadrática media y cúbica media respectivamente, y son obtenidos de la base de datos de viento que esté siendo analizada.

3.1.5.4. Análisis de valores desviados (*outliers*). Pruebas de bondad y medidas estadísticas de la exactitud en el ajuste de los datos empíricos.

Los valores desviados (*outliers*) son aquellas observaciones que, siendo atípicas o erróneas, tienen un comportamiento muy diferente al resto de los datos, frente al análisis que se desea realizar sobre las observaciones experimentales. Pueden ser originados por diferentes causas y pueden llegar a afectar notablemente el ajuste del histograma de velocidades observadas. Entre las posibles fuentes de *outliers* se encuentran los errores humanos, manifestados en errores de transcripción o de conversión de unidades, y los vinculados con el equipo de medición al momento de efectuar el registro del dato de velocidad del viento. Especial atención debe ser prestada cuando se trata del análisis de datos que han sido registrados mediante anemógrafos (registros en cinta de papel), donde los errores de transcripción del observador meteorológico suelen aparecer frecuentemente. Este tipo de anemómetro es utilizado regularmente en Estaciones Meteorológicas, cuyos registros históricos pueden ser usados para la elaboración de atlas eólicos o como datos de referencia para la extrapolación a largo plazo de mediciones realizadas en estaciones anemométricas cercanas durante cortos períodos de tiempo.

La importancia del análisis estadístico de mediciones de la velocidad del viento utilizando la técnica de valores desviados fue demostrada por Cadenas y Ribera [52]. En dicho trabajo sus autores presentan el análisis de mediciones de velocidad del viento registradas en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, México. Se compararon las curvas de probabilidad que resultaron de los histogramas, antes y después de la aplicación de la técnica de valores desviados. Se apreció un mejor ajuste de las curvas una vez tratados los datos, así como la disminución de los errores estadísticos en el análisis cuantitativo.

En la bibliografía especializada se brindan varias técnicas para la detección de *outliers*. Cadenas y Rivera utilizan dos pruebas denominadas del “estadístico de alto orden”, que involucran a las medidas estadísticas denominadas sesgo y curtosis. Estas pruebas se recomiendan sean aplicadas a un alto nivel de confianza (99%) [53], no menor al 95 %. Debe tenerse en cuenta que la utilización de esta prueba se justifica cuando se maneja un número de datos mínimo de cinco y máximo de mil datos. Su aplicación en el análisis de datos de velocidad del viento debe ser cautelosa pues se basan en pruebas de normalidad, sin embargo en la mayoría de los casos los datos de velocidad del viento no siguen una distribución normal. Por otro lado, los estudios de potencial eólico involucran por lo general un

gran número de datos de velocidad del viento (muy superior a los mil datos), por lo cual sería recomendable dividir la base de datos en grupos más pequeños (por ejemplo mensuales, horarios, etc.) antes de aplicar las pruebas del estadístico de alto orden.

El coeficiente de asimetría o sesgo (tercer momento) es una medida de asimetría de la distribución, el valor que se obtiene es adimensional, y su cálculo queda definido por la siguiente expresión:

$$S_k = N^{\frac{1}{2}} \left(\frac{\sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^3}{[\sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^2]^{\frac{3}{2}}} \right) \quad (74)$$

El valor calculado del sesgo se compara con el valor crítico tabulado (Tabla A17 de [53]) para la cantidad N de datos al nivel de confianza seleccionado (99 % recomendado). Si es mayor que este último, entonces el dato probado es un *outlier*. El dato a probar se selecciona en función del signo de S_k . Si es positivo se prueba el dato mayor, pero si es negativo se prueba el dato menor.

Por otro lado, el coeficiente de curtosis (cuarto momento), también adimensional, es la medida de la concentración entorno a la media de la distribución de probabilidad de una variable aleatoria, y se define por la siguiente ecuación:

$$K = \frac{N \sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^4}{(\sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^2)^2} \quad (75)$$

En este caso se prueba el dato más alejado de la media, ya sea el menor o el mayor de todos los datos de la muestra. Como en el caso anterior, el valor calculado para K se compara con el valor crítico para la cantidad n de datos y el nivel de confianza seleccionado; si es mayor que este último entonces el dato probado es un *outlier*.

Otros métodos para la detección de *outliers* en muestras de datos estadísticos, son los que se conocen como métodos robustos o de acomodación. En este trabajo de investigación se propone usar un método, para el análisis de outliers en distribuciones de Weibull utilizando el rango intercuartílico.

El rango intercuartílico, IQR , se define como la diferencia entre el cuartil superior Q_3 y el inferior Q_1 :

$$IQR = Q_3 - Q_1 \quad (76)$$

Se definen las vallas interiores f_1, f_2 ,

$$\begin{cases} f_1 = Q_1 - 1.5 IQR & (77) \\ f_2 = Q_3 + 1.5 IQR & (78) \end{cases}$$

y las exteriores F_1, F_2 ,

$$\begin{cases} F_1 = Q_1 - 3 IQR & (79) \\ F_2 = Q_3 + 3 IQR & (80) \end{cases}$$

Los datos que estén fuera del intervalo $[f_1, f_2]$ se consideran *outliers* débiles, mientras que los que se encuentren fuera del intervalo $[F_1, F_2]$ se consideran *outliers* fuertes.

Suele suceder que algunas pruebas declaren *outlier* a algún dato probado pero otras no. En general, cuando una o más pruebas estadísticas indican que el dato es un valor desviado, se le elimina de la base de datos y se vuelve a probar hasta que todas las pruebas escogidas indiquen la no existencia de *outliers*. El papel del analista es muy importante en este tipo de análisis, pues debe detectar las posibles causas de los valores desviados, decidiendo si finalmente son eliminados de la base de datos estudiada.

Una vez realizado el análisis de valores desviados, se debe decidir sobre cuál FDP (ver III.1.5.3) es la que realiza el mejor ajuste de los datos empíricos. La prueba no paramétrica de *Kolmogorov-Smirnov* (prueba de bondad de ajuste) resulta útil para ello [55]. En esta prueba se comparan las distribuciones teórica y empírica de frecuencias acumuladas y se determina el punto en el que estas dos distribuciones muestran la mayor divergencia D . Este valor se compara con el valor crítico para el tamaño de la muestra y el nivel de confianza α dados, D_α , y si es menor se acepta el ajuste de los valores empíricos mediante la FDP teórica probada.

También deben ser utilizados los errores relativos (E_r) en la estimación de la velocidad y la densidad de potencia media, así como la raíz del error cuadrático medio (*RMSE*) [55] como medidas estadísticas para juzgar el ajuste:

$$E_r = 100 \left(\frac{\overline{y_{est.}} - \overline{y_{emp.}}}{\overline{y_{emp.}}} \right) \quad (81)$$

donde $\overline{y_{est.}}$ es el valor medio estimado y $\overline{y_{emp.}}$ es el valor medio empírico de la variable en cuestión.

$$RMSE = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_{i-est.} - y_{i-emp.})^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (82)$$

donde se designan con $y_{i-est.}$ a los valores estimados de la variable en cuestión y por $y_{i-emp.}$ a los valores empíricos.

Estudios anteriores han demostrado que la correcta estimación de la velocidad media no necesariamente significa una correcta estimación de la densidad de potencia eólica, por lo tanto el juicio de la conveniencia de la función de distribución debe estar basado además en su capacidad para predecir la densidad de potencia eólica [55].

3.2. Caracterización de la demanda de energía.

En cualquier proyecto de electrificación debe conocerse el consumo de energía que se debe satisfacer, para seleccionar el sistema de electrificación más adecuado y realizar un buen dimensionado del mismo, evitando así frustraciones entre los usuarios. Los estudios más precisos deberían concretar el patrón de uso, especificando cuánto consumen (a partir de niveles de consumo medio) y cuándo consumen (mediante los perfiles de uso) [56]. El perfil de consumo diario constituye una representación de la potencia media horaria en W, siendo la integral de la curva la demanda diaria expresada en Wh. En el caso de los consumos primarios, como el alumbrado, existe una gran diferencia entre las horas valle y las horas pico, mientras que en el de los consumos complejos (por ejemplo el que se demanda en una vivienda, que está compuesto por el alumbrado, la refrigeración, la televisión, etc.) se observa más uniformidad.

Las cargas o demandas energéticas del sistema (cargas eléctricas AC y/o DC) deben ser estimadas para cada hora con el fin de poder simular el sistema horariamente a lo largo del año y determinar así el sistema energético óptimo que cubra la demanda. Existen instalaciones, como por ejemplo repetidores de telecomunicaciones, en las que es sencillo estimar la demanda. Sin embargo, una estimación precisa de las cargas horarias es una tarea compleja en la mayoría de los casos, ya que la demanda energética en la mayoría de las aplicaciones es muy variable [21].

La energía demandada puede proceder de diferentes sectores o áreas: residencial, agrícola, turístico, tratamiento y desalación de agua, comunicaciones, entre otros. Cada uno de ellos posee diferentes perfiles de carga, con mayor o menor grado de complejidad y variabilidad. Así por ejemplo, en el sector residencial predominan las fluctuaciones en la demanda dadas por el régimen de ocupación de los habitantes; el tamaño de la demanda depende del tipo de usuarios, del contexto económico y cultural; durante la mayor parte del tiempo (80-90 %) la potencia demandada es inferior al 20 % de los picos de consumo. Por su parte, los sectores agrícolas y del turismo son caracterizados generalmente por altas demandas pico y relativamente bajo consumo; en la agricultura, los requerimientos de potencia son adaptables a las variaciones diarias de energía disponible (por ejemplo, cuando se necesita bombear agua) [57].

La correcta determinación del perfil diario de carga determina en gran medida que el sistema que se dimensiona sea capaz de abastecer la misma. Cuando los usuarios ya han contado con algún sistema de generación de energía, se hace más sencillo el proceso de determinación de los perfiles de carga. En caso contrario, la tarea es más difícil y se debe recurrir a procesos de investigación social, que utilicen herramientas de recogida de información (encuestas) con alta participación de los usuarios [58].

Los análisis de distintos programas de electrificación han concluido que algunos de estos no han obtenido los resultados que se esperaba debido a dos causas fundamentales [59]:

- a) la no implicación de los futuros usuarios en todo el proceso del programa de electrificación y
- b) el no dar a los aspectos ambientales y sociales la misma importancia que a los técnicos y económicos.

Las investigaciones sociales, cuyo contexto teórico no es abordado de manera detallada en este trabajo de investigación por no formar parte de sus objetivos, deben integrarse a los estudios de viabilidad técnico-económica de sistemas autónomos¹⁰, principalmente cuando se trate de

¹⁰ A estos estudios integrados se les suele llamar “*estudios socio-técnicos*”. Detalles sobre este tipo de estudios pueden ser encontrados en [58], [59])

aplicaciones residenciales. Estos estudios cobran mayor importancia, cuando se trata de alimentar la demanda energética de usuarios que no cuentan con alguna tecnología de generación eléctrica. En este caso, la aplicación de encuestas con preguntas cortas y precisas puede ayudar a caracterizar el perfil de demanda esperado. En este contexto, una manera de proceder (sin que constituya una receta única) es dada por [59].

Según dicho estudio, para la implantación de un proyecto de desarrollo en general, el primer paso debe ser la formación de un comité de gestión local. Este, se encargará de organizar y controlar todos los aspectos relacionados con el proyecto en todas sus fases y actuará como interfaz con el exterior. Debe basarse en las estructuras de organización ya existentes en la comunidad. En una primera fase se hará una identificación de los actores sociales que deben responder el cuestionario. Se deben identificar los que deben participar en el proyecto, tanto los “activos”, que son los promotores, instaladores, etc., como los “pasivos”, todos los beneficiarios del proyecto. También habrá que analizar las relaciones entre ellos; deben identificarse personas que ejerzan cierta autoridad y la existencia de asociaciones o grupos sociales, cuya participación facilitará la comunicación.

Se dará una importancia vital a la participación de la mujer en todo el proceso de la elección, ya que va a ser una de las principales beneficiarias/usuarios de la electricidad, con lo que sus preferencias y necesidades deben ser mayoritariamente atendidas. Cuando se detecte una gran cantidad de agentes, se agruparán homogéneamente, con objeto de facilitar el tratamiento posterior de sus preferencias hacia las alternativas identificadas, para lo cual se introducirán en el cuestionario una serie de preguntas para recoger la opinión de cada uno de los actores sociales sobre el resto de ellos. Esto también servirá para definir con claridad las posibles causas de conflictos que pudieran surgir e interferir en la correcta implantación del sistema de electrificación. Una vez definido el grupo de personas que van a responder el cuestionario, deberá diseñarse la parte de dicho cuestionario relacionada con la identificación de las características de la demanda que debe ser satisfecha y los objetivos perseguidos por el programa de electrificación. Se diseñarán preguntas que lleven a la obtención de los resultados siguientes [59]:

1. **Identificación de las cargas, potencia y consumo.** En ciertas comunidades, sus habitantes, esperanzados con la llegada del servicio eléctrico (o por haber existido allí generadores diesel u otra tecnología de generación eléctrica en el pasado), pueden haber

adquirido ciertos electrodomésticos, focos, etc. En este caso se debe hacer un balance detallado de los mismos. En caso contrario, se debe preguntar sobre la preferencia de los usuarios en relación a los equipos consumidores que les gustaría adquirir, y durante cuánto tiempo diario lo estarían utilizando.

2. **Distribución temporal, estacional y espacial de la carga.** Se debe preguntar sobre los horarios en que utilizarían las cargas (esto cambia de una comunidad a otra, dependiendo de los niveles de ocupación de sus habitantes, tipos de actividades a las que se dedican, cantidad de mujeres dedicadas a las actividades del hogar, etc.); identificar la presencia de cargas estacionales, como las asociadas con la ocupación de casas de descanso durante el verano, el uso de sistemas de riego o de calefacción durante ciertas estaciones, etc. Se debe determinar la distribución espacial de las cargas, trazando mapas de la comunidad que ayuden a seleccionar la mejor opción entre un sistema centralizado o sistemas individuales, o ambos incluso.
3. **Prioridades de satisfacción de las cargas, cuando la disponibilidad es reducida.** La participación de los usuarios en esta etapa, debe garantizar la ausencia de conflictos cuando por causas diversas no sea suficiente la energía disponible y sea necesario el corte parcial del servicio. Cargas como la iluminación exterior, bombeo de agua, riego, lavanderías, peluquerías u otras similares, pueden ser identificadas por los usuarios como de menor prioridad.
4. **Estimación de equipos eléctricos de acuerdo a criterios de eficiencia energética.** Se debe investigar sobre la preferencia de los usuarios hacia equipos de menor consumo, sustitución de equipos consumidores por otros más eficientes, etc. Se debe evaluar el poder de compra de los usuarios a partir de sus ingresos reales, así como la disponibilidad y acceso en el mercado de equipos eficientes.
5. **Objetivos de la electrificación.** Los usuarios deben identificar sus propias necesidades de servicio eléctrico. Los desarrolladores del proyecto deben adaptar el sistema de generación a las necesidades energéticas identificadas por los usuarios; nunca debe suceder el caso contrario, pues conllevaría el colapso total del sistema.
6. **Estimación de la evolución de la demanda, considerando el “efecto llamada”.** Entendido como el flujo migratorio desde comunidades vecinas, incluido el retorno de antiguos pobladores, en busca de los beneficios que genera el proceso de electrificación. Este hecho es típico en este tipo de procesos y provoca un aumento en el consumo de

energía de la comunidad una vez instalado el sistema de generación eléctrica. Si existen habitantes próximos a la comunidad, y no cuentan con servicio eléctrico, se debe investigar sobre la preferencia de estos en cuanto a la emigración hacia la comunidad vecina.

De esta manera, es posible establecer perfiles de consumo esperados en la comunidad que permitirán realizar un dimensionado más acertado del sistema de generación necesario.

Cuando los usuarios cuentan con algún sistema de generación de energía, pero se pretende sustituir por uno más eficiente, se pueden realizar medidas de consumo que permitan establecer los perfiles diarios. Resultaría conveniente contar con medidas que permitan establecer las variaciones mensuales y estacionales. Disponer de 8760 valores horarios de consumo (un año completo) sería el escenario ideal. A continuación se detalla la forma en que *HOMER* considera los datos de consumo.

3.2.1. Los perfiles de carga como datos de entrada al modelo *HOMER*.

HOMER modela tres tipos de cargas: la carga primaria (*Primary Load*) es la demanda eléctrica que el sistema debe servir de acuerdo a un esquema particular; la carga diferible o aplazable¹¹ (*Deferrable Load*) es la demanda eléctrica que puede ser servida en cualquier momento dentro de un intervalo de tiempo determinado; y la carga térmica (*Thermal Load*) es la demanda de calor [26], [27].

Carga primaria: La siguiente ventana (Figura 27) es la utilizada por *HOMER* para la introducción de los datos de carga primaria.

¹¹ Este tipo de carga es la que debe ser identificada por los futuros usuarios del sistema durante la etapa de investigación social (Prioridades de satisfacción de las cargas), previa al dimensionado del mismo.

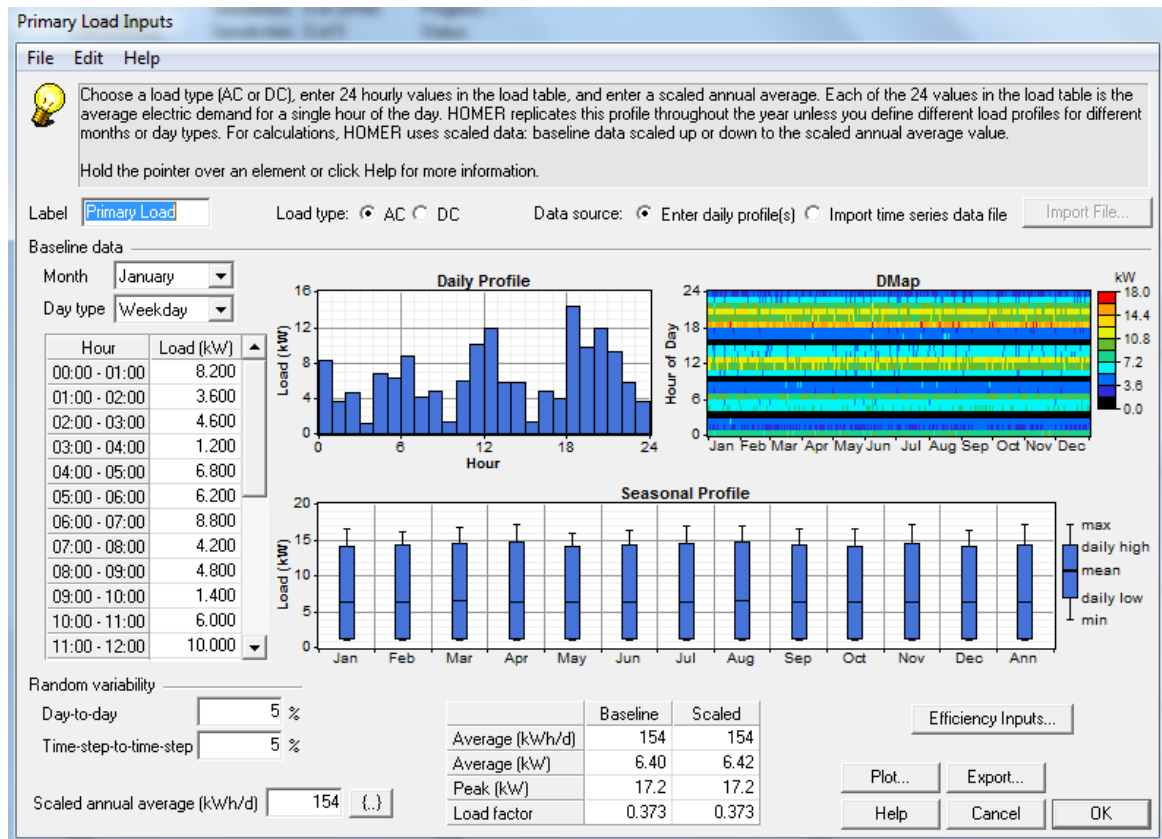


Figura 27. Ventana del HOMER para la introducción de los datos de carga primaria (Primary Load Inputs).

El usuario del HOMER especifica una cantidad de carga primaria en kW para cada hora del año, lo cual puede hacer importando un fichero que contenga los 8760 datos horarios, o permitiendo a HOMER sintetizar (formar) datos horarios a partir de perfiles promedio diarios de carga. El modelador puede especificar un único perfil de carga, que se aplica durante todo el año, o puede especificar diferentes perfiles para diferentes meses, y diferentes perfiles para fines de semana o días de semana. HOMER puede modelar dos cargas primarias separadas, una de las cuales puede ser AC o DC.

Entre los tres tipos de cargas modeladas en HOMER, la primaria recibe un tratamiento especial ya que esta requiere una cantidad de reserva operacional (*operating reserve*) especificada por el usuario (Figura 28).

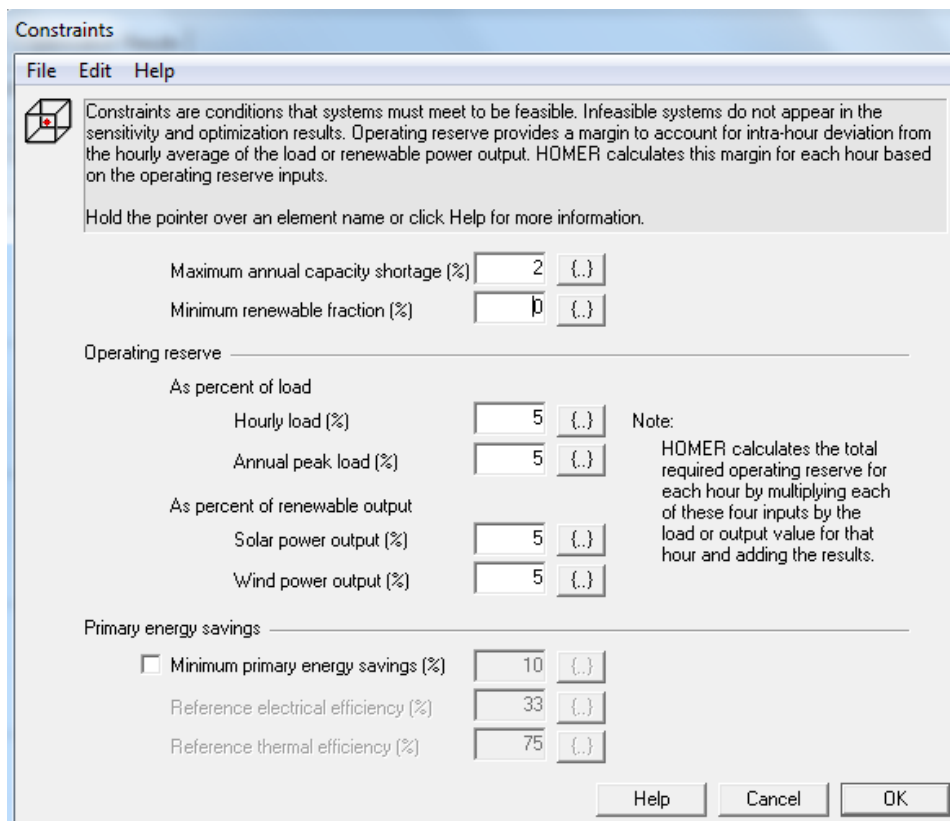


Figura 28. Ventana del *HOMER* para la introducción de restricciones (*Constraints*), entre ellas las de reserva operacional.

La reserva operacional es el excedente en capacidad de generación eléctrica que está en operación y que puede responder a incrementos bruscos de la demanda o a disminuciones bruscas en la energía renovable disponible. En la simulación del sistema, *HOMER* intenta asegurar que la capacidad de operación del mismo sea suficiente para suministrar la carga primaria y la reserva operacional requerida. En cualquier momento, la cantidad de reserva operacional que un sistema de energía provee es igual a la capacidad de operación menos la carga eléctrica. Por ejemplo, consideremos un sistema diesel con un generador de 80 kW. Si la carga es de 55 kW, el diesel producirá 55 kW de electricidad y proveerá 25 kW de reserva operacional.

Cada hora, *HOMER* calcula la cantidad requerida de reserva operacional como una fracción de la carga primaria, más una fracción de la carga primaria anual pico, más una fracción de la potencia de salida del generador fotovoltaico, más una reacción de la potencia de salida del aerogenerador. El modelador especifica estas fracciones considerando cuán probable son las fluctuaciones horarias de la carga y de la energía producida por las renovables, en un corto período de tiempo.

Debido a que la reserva operacional protege contra aumentos bruscos en la carga o disminuciones bruscas en la energía renovable, ella cambia de una hora a otra. Los requerimientos de reserva operacional en los buses de CA y CD son calculados por HOMER mediante las siguientes ecuaciones:

$$L_{res,AC} = r_{load}L_{prim,AC} + r_{peak\ load}\hat{L}_{prim,AC} + r_{wind}P_{wind,AC} \quad (83)$$

$$L_{res,DC} = r_{load}L_{prim,DC} + r_{peak\ load}\hat{L}_{prim,DC} + r_{wind}P_{wind,DC} + r_{solar}P_{PV} \quad (84)$$

Carga diferible: La carga diferible o desplazable es la carga eléctrica que puede ser alimentada en cualquier momento dentro de un intervalo de tiempo determinado. Las bombas de agua, fábricas de hielo y estaciones de carga de baterías son ejemplos de cargas diferibles. La posibilidad de aplazar el servicio de una carga es a menudo ventajoso para los sistemas que conforman las fuentes de energía renovables intermitentes, ya que reduce la necesidad de un control preciso de la programación en la producción de energía. En la figura 29 se muestra la ventana de entrada de datos de cargas diferibles en el HOMER.

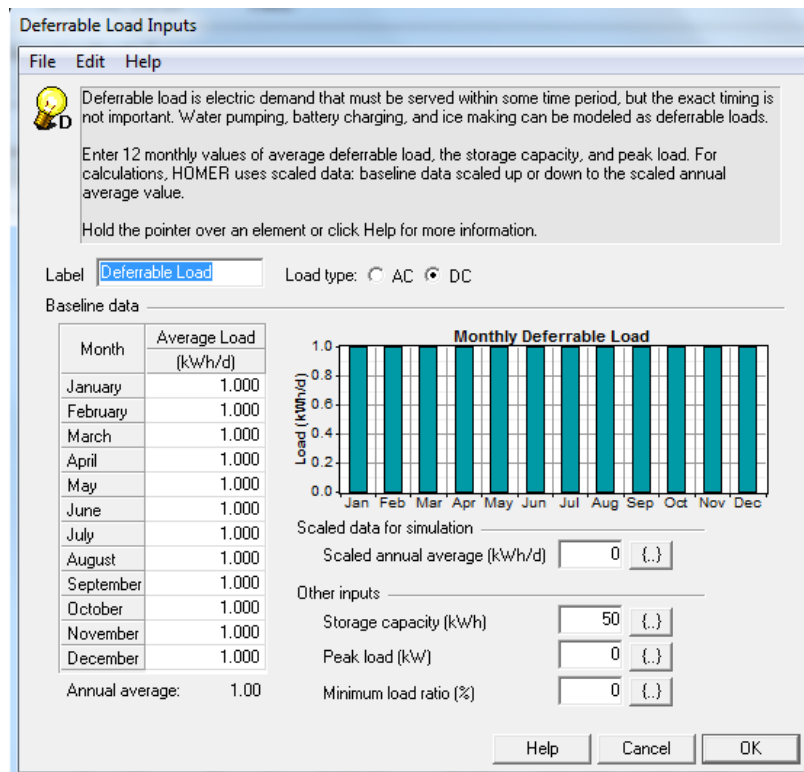


Figura 29. Ventana del HOMER para la entrada de cargas diferibles.

Carga térmica: HOMER modela la carga térmica de la misma forma en que modela la carga eléctrica primaria, excepto que en este caso no aplica el concepto de reserva operacional. El sistema puede abastecer la carga térmica mediante una caldera, con calor de desecho recuperado desde un generador, o mediante calentamiento resistivo usando exceso de electricidad.

La ventana que usa HOMER para la entrada de datos de carga térmica es similar a la mostrada en la figura 27.

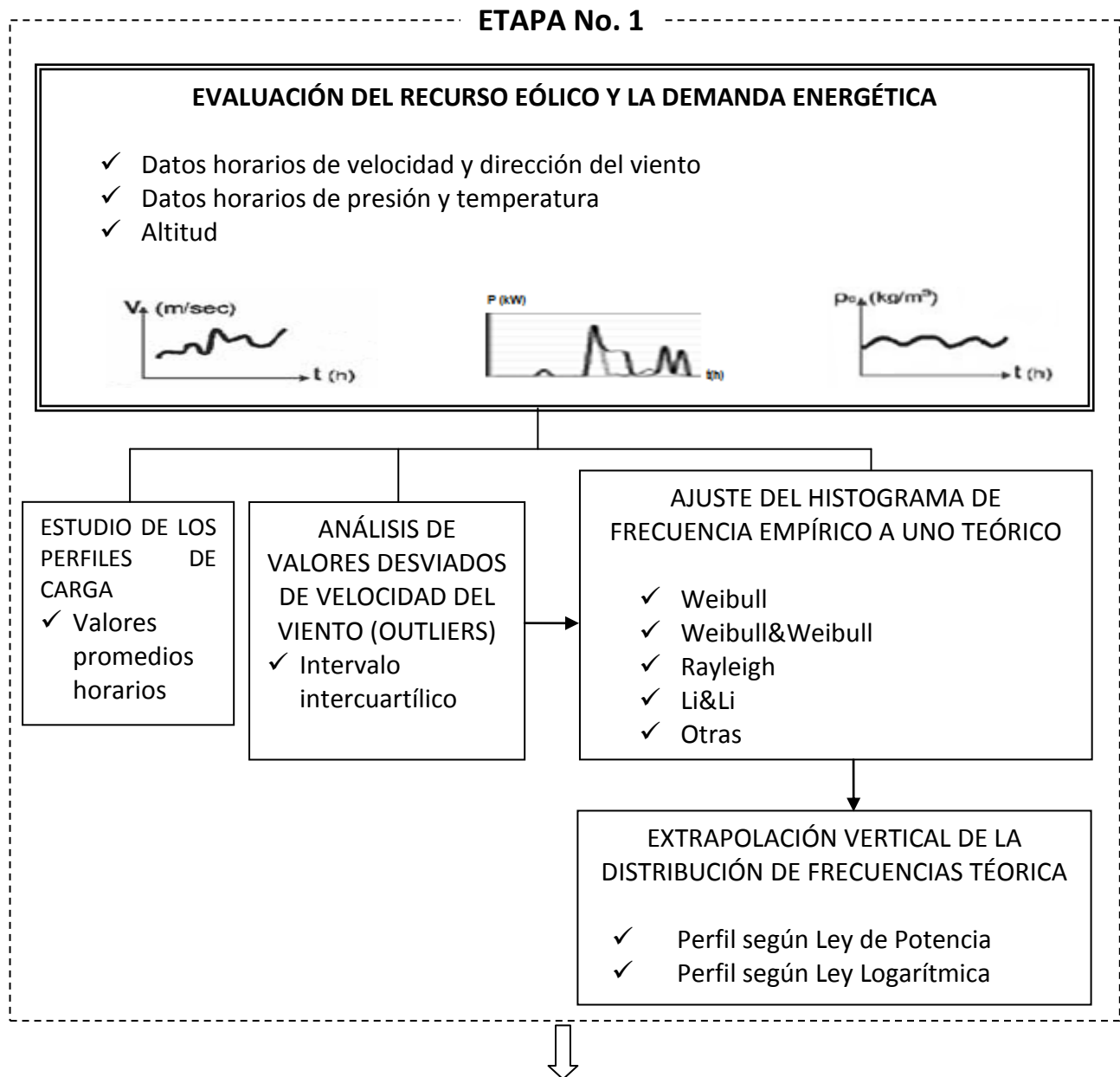
4

RESULTADOS

Capítulo 4. RESULTADOS

4.1. Algoritmo de optimización propuesto. Descripción general y aspectos novedosos

En la figura 30 se presenta el algoritmo de optimización utilizado en este trabajo de investigación, el cual ha sido estructurado en 7 etapas. Las etapas 1 a 6 involucran directamente los aspectos técnicos ligados a la optimización económica y ambiental del sistema, mientras que en la etapa 7 se introduce el análisis de decisiones multicriterios, como una herramienta para la selección por parte del centro decisor de la alternativa que más cerca se encuentre de la solución ideal.

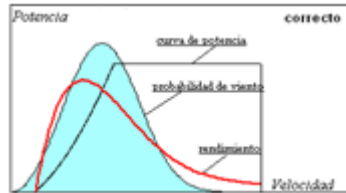




ETAPA No. 2

SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR ÓPTIMO PARA LA APLICACIÓN ESPECÍFICA

- ✓ Mejor acoplamiento aerogenerador-recurso eólico



CALCULO DE VELOCIDADES DE OPERACIÓN ÓPTIMAS

- ✓ A partir de los factores k y c de Weibull.
- ✓ A partir de la distribución de energía por velocidades

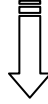
SELECCIÓN DE AEROGENERADORES COMERCIALES

- ✓ Rango de potencia deseada.
- ✓ Función de las velocidades óptimas calculadas.

SELECCIÓN FINAL DEL AEROGENERADOR ÓPTIMO

- ✓ Factor de Capacidad
- ✓ Potencia Normalizada
- ✓ Índice de Funcionamiento





ETAPA No. 3

OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA

- ✓ Función objetivo: Costo Presente Neto (NPC)
- ✓ Restricciones: Máxima energía no servida, máxima profundidad de descarga de las baterías, carga mínima de la celda de combustibles y del generador diesel, potencia mínima de operación del electrolizador, reserva operacional.
- ✓ Método enumerativo implementado por HOMER.

SIMULACIÓN DE DIFERENTES CONFIGURACIONES

- ✓ Eólico-baterías, eólico-hidrógeno, eólico-baterías-hidrógeno.
- ✓ Fotovoltaico-baterías, fotovoltaico-hidrógeno, fotovoltaico-baterías-hidrógeno.
- ✓ Eólico-fotovoltaico-baterías, eólico-fotovoltaico-hidrógeno, eólico-fotovoltaico-baterías-hidrógeno.
- ✓ Eólico-fotovoltaico-diesel-baterías, eólico-fotovoltaico-diesel-hidrógeno, eólico-fotovoltaico-diesel-baterías-hidrógeno.
- ✓ Fotovoltaico-diesel-baterías, fotovoltaico-diesel-hidrógeno, fotovoltaico-diesel-hidrógeno-baterías.
- ✓ Eólico-diesel-baterías, eólico-diesel-hidrógeno, eólico-diesel-baterías-hidrógeno.
- ✓ ...

POBLACIÓN DE SOLUCIONES ECONÓMICAMENTE FACTIBLES

- ✓ Cumplen con las restricciones del problema de optimización
- ✓ Generación de ficheros texto conteniendo información anual horaria.





ETAPA No. 4

OPTIMIZACIÓN AMBIENTAL DEL SISTEMA

- ✓ Función objetivo: Emisiones Netas Evitadas en el Ciclo de Vida (ENE_{CV})
- ✓ Restricciones: $ENE_{CV} > 0$
- ✓ ENE_{CV} calculadas tomando como referencia generación de origen diesel.
- ✓ Para aplicaciones enlazadas a red tomar como referencia el "mix" de generación de la red.



CALCULO DE LAS EMISIONES NETAS EVITADAS

- ✓ Adoptar índices de emisiones evitadas por tecnologías en su ciclo de vida. Utilizar valores reportados en literatura especializada.
- ✓ Utilizar para el cálculo la energía generada por tecnologías en su vida útil (años de vida del proyecto/instalación); no usar valores de potencia instalada.
- ✓ Importar desde Excel ficheros texto generados por HOMER en cada configuración de sistema.
- ✓ Calcular ENE_{CV} para cada combinación de componentes



ETAPA No. 5

CONSTRUCCIÓN DE MATRIZ DECISIONAL

- ✓ Grupo de soluciones económicamente y ambientalmente factibles
- ✓ Satisfacen restricción de energía no servida, fijada en la Etapa No. 3



CONSTRUCCIÓN DEL FRENTE DE PARETO ÓPTIMO (OPTIMALIDAD DE PARETO)

- ✓ Grupo de soluciones no dominadas.
- ✓ Eliminación de no dominadas por truncamiento
- ✓ Cada una de las combinaciones de componentes con los valores de las funciones objetivo NPC y ENE_{CV} .
- ✓ Frente de Pareto



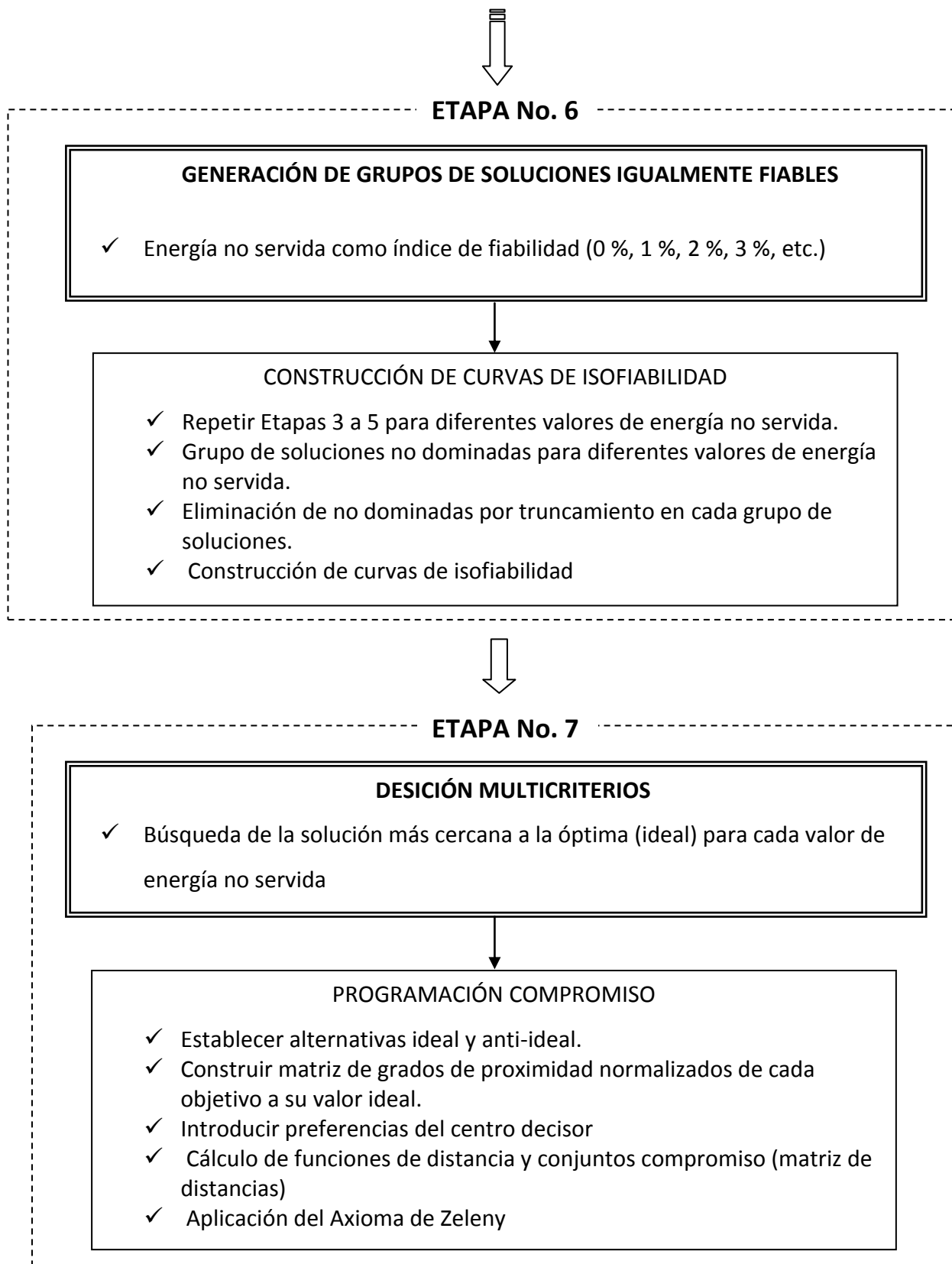


Figura 30. Algoritmo de optimización desarrollado en el trabajo de investigación.

Este algoritmo es esencialmente novedoso en relación a otros utilizados en trabajos precedentes, dado por los siguientes aspectos:

1. Se incorpora el análisis de *outliers* en los datos de velocidad del viento, previo al ajuste de su histograma de frecuencias mediante funciones de densidad de probabilidad, utilizando métodos robustos.
2. Se incorpora una etapa dedicada a la optimización del aerogenerador necesario para la aplicación en cuestión del sistema autónomo, en el sentido de lograr un mejor acoplamiento entre su curva de potencia y la distribución teórica de velocidades del viento en el sitio específico. Esto posibilita una adecuada selección del aerogenerador, maximizándose sus índices de producción de energía y contribuyendo a la optimización global del sistema.
3. Se utiliza la optimización enumerativa del modelo *HOMER* para generar un grupo de soluciones factibles (alternativas), que cumplen ciertas restricciones, para luego ser calculadas las emisiones netas evitadas en el ciclo de vida de cada alternativa. Este es un aspecto novedoso pues la optimización sería tanto económica como ambiental, siendo esta última realizada en el ciclo de vida de cada componente, y no en su vida útil como tiene lugar en trabajos precedentes.
4. Se generan frentes de Pareto (grupos de soluciones eficientes) para diferentes porcentos de energía no servida, obteniéndose curvas de isofiabilidad cuyos puntos corresponden a determinadas combinaciones de componentes del sistema.
5. Se introduce la Programación Compromiso, como una herramienta eficaz en el análisis de decisiones multicriterios, con lo cual se podrá seleccionar de cada curva de isofiabilidad la alternativa más cercana a la solución ideal.

Seguidamente se explican cada una de las etapas del algoritmo de optimización.

4.2. Descripción por etapas

Los aspectos relativos a la Etapa No.1 fueron tratados en el Capítulo 3. Las demás etapas son explicadas en los epígrafes siguientes.

4.2.1. Metodología para la óptima selección del aerogenerador.

La generación de energía eléctrica de un aerogenerador en un sitio determinado depende de las características de la velocidad del viento y de la curva de potencia. Como vimos en el epígrafe 3.1.4, esta última está definida por tres velocidades de diseño: velocidad de arranque (V_i), velocidad nominal (V_n) y velocidad de salida (V_s). Tanto la velocidad de arranque como la de salida tienen poca influencia en la producción de energía del aerogenerador. Por una parte un régimen de vientos bajos, aunque sea muy probable en el sitio, tiene un contenido energético muy pobre para ser aprovechado. De igual manera, las velocidades de corte, aún siendo elevadas, se alcanzan muy pocas horas al año y la potencia producida por la aeroturbina está limitada, lo que implica que la energía que se deja de aprovechar por desconexión de la misma no es significativa en la mayoría de los emplazamientos. Sin embargo, la variación de la velocidad nominal sí puede ser un parámetro determinante en la producción anual de la turbina eólica.

Se han utilizado algunos métodos para determinar la velocidad nominal óptima para un determinado emplazamiento. Durante la **Etapa No.2** del algoritmo de optimización se realiza la selección óptima del aerogenerador más adecuado a la aplicación específica. El procedimiento se basa en seleccionar la velocidad nominal óptima, normalizada con el factor de escala de la función densidad de probabilidad de Weibull (FDP) del emplazamiento, que hace máximo el producto del factor de capacidad por la potencia promedio normalizada, denominado índice de funcionamiento de la turbina eólica [60], [61].

El factor de capacidad FC de una turbina eólica se define como la relación entre la potencia media del aerogenerador \bar{P} y su potencia nominal P_n :

$$FC = \frac{\bar{P}}{P_n} \quad (85)$$

La potencia media se calcula a partir de la siguiente ecuación, la cual es similar a la Ec. 23:

$$\bar{P} = \int_{V_i}^{V_s} P(v)p(v)dv \quad (86)$$

La función $P(v)$ se puede escribir como sigue:

$$P(v) = \begin{cases} 0 & v < V_i \\ \frac{1}{2} \rho_z A C_p \eta_m \eta_e v^3 & V_i \leq v < V_n \\ \frac{1}{2} \rho_z A C_p \eta_m \eta_e V_n^3 & V_n \leq v < V_s \\ 0 & v \geq V_s \end{cases} \quad (87)$$

Sustituyendo la Ec.88 en la Ec.87:

$$\bar{P} = \int_{V_i}^{V_n} \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \eta_m \eta_e p(v) dv + \int_{V_n}^{V_s} \frac{1}{2} \rho A V_n^3 C_p \eta_m \eta_e p(v) dv \quad (88)$$

Por otro lado, la potencia nominal se puede escribir como:

$$P_n = \frac{1}{2} \rho A V_n^3 C_p \eta_m \eta_e \quad (89)$$

Sustituyendo las Ecs.89 y 90 en la Ec.86 se obtiene:

$$FC = \frac{1}{V_n^3} \int_{V_i}^{V_n} v^3 p(v) dv + \int_{V_n}^{V_s} p(v) dv \quad (90)$$

La expresión matemática de la FDP de Weibull aparece en la Ec.33 (Capítulo 3), y al ser sustituida en la Ec.91 se obtiene:

$$FC = \underbrace{\frac{1}{V_n^3} \int_{V_i}^{V_n} v^3 \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) dv}_{I_1} + \underbrace{\int_{V_n}^{V_s} \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) dv}_{I_2} \quad (91)$$

En esta ecuación aparecen dos integrales, en la primera de ellas (I_1 , *primer sumando*) hacemos el siguiente cambio de variables:

$$x = \left(\frac{v}{c}\right)^k \quad (92)$$

de donde,

$$dv = \frac{c}{k} \frac{1}{\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1}} dx \quad (93)$$

y

$$v = cx^{1/k} \quad (94)$$

Quedando I_1 de la siguiente forma:

$$I_1 = \frac{1}{\left(\frac{V_n}{c}\right)^3} \int_{\left(\frac{V_i}{c}\right)^k}^{\left(\frac{V_n}{c}\right)^k} x^{3/k} e^{-x} dx \quad (95)$$

Luego, esta integral se puede resolver mediante integración por partes (omitimos pasos intermedios), quedando:

$$I_1 = \frac{1}{\left(\frac{V_n}{c}\right)^3} \left\{ \left(\frac{V_i}{c}\right)^3 e^{-\left(\frac{V_i}{c}\right)^k} - \left(\frac{V_n}{c}\right)^3 e^{-\left(\frac{V_n}{c}\right)^k} + \frac{3}{k} \left[\int_0^{\left(\frac{V_n}{c}\right)^k} x^{(3/k)-1} e^{-x} dx - \int_0^{\left(\frac{V_i}{c}\right)^k} x^{(3/k)-1} e^{-x} dx \right] \right\} \quad (96)$$

Las nuevas integrales que aparecen en la expresión anterior son de la forma *Gamma Incompleta*:

$$\gamma(u, a) = \frac{1}{\Gamma(a)} \int_0^u t^{a-1} e^{-t} dt \quad (97)$$

por lo tanto la Ec.97 se puede escribir ahora en la forma:

$$I_1 = \frac{1}{\left(\frac{V_n}{c}\right)^3} \left\{ \left(\frac{V_i}{c}\right)^3 e^{-\left(\frac{V_i}{c}\right)^k} - \left(\frac{V_n}{c}\right)^3 e^{-\left(\frac{V_n}{c}\right)^k} + \frac{3\Gamma\left(\frac{3}{k}\right)}{k} \left[\gamma\left(\left(\frac{V_n}{c}\right)^k, \frac{3}{k}\right) - \gamma\left(\left(\frac{V_i}{c}\right)^k, \frac{3}{k}\right) \right] \right\} \quad (98)$$

Las velocidades V_i y V_s se pueden relacionar con V_n como sigue [60]:

$$V_i = pV_n$$

$V_s = qV_n$, donde $p < 1$ y $q > 1$. Valores típicos de p y q son 0.275 y 1.85 respectivamente.

Luego, haciendo operaciones en la Ec. 99 esta se puede escribir en la forma:

$$I_1 = p^3 e^{-\left(\frac{V_i}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_n}{c}\right)^k} + \frac{3\Gamma\left(\frac{3}{k}\right)}{k \left(\frac{V_n}{c}\right)^3} \left[\gamma\left(\left(\frac{V_n}{c}\right)^k, \frac{3}{k}\right) - \gamma\left(\left(\frac{V_i}{c}\right)^k, \frac{3}{k}\right) \right] \quad (99)$$

Por otra parte, la integral I_2 de la Ec. 92 se calcula inmediatamente y es igual a:

$$I_2 = e^{-\left(\frac{V_n}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_s}{c}\right)^k} \quad (100)$$

Sustituyendo las Ecs. 99 y 100 en la Ec.91, se obtiene la siguiente expresión para FC como una función de las velocidades de diseño del aerogenerador:

$$FC = p^3 e^{-\left(\frac{V_i}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_s}{c}\right)^k} + \frac{3\Gamma\left(\frac{3}{k}\right)}{k\left(\frac{V_n}{c}\right)^3} \left[\gamma\left(\left(\frac{V_n}{c}\right)^k, \frac{3}{k}\right) - \gamma\left(\left(\frac{V_i}{c}\right)^k, \frac{3}{k}\right) \right] \quad (101)$$

Una vez definido el FC como función de las velocidades de diseño del aerogenerador, el siguiente paso es definir la potencia normalizada (P_N). Para esto escribiremos la potencia promedio de la manera siguiente:

$$\bar{P} = P_n FC = \frac{1}{2} \eta_n \rho A V_n^3 FC \quad (102)$$

Normalizando esta expresión respecto a un término de potencia que depende del factor de escala c , haremos la selección de V_n independiente de la eficiencia, de la densidad del aire y del área barrida por el rotor; con este propósito se introduce la potencia normalizada P_N :

$$P_N = \frac{\bar{P}}{\frac{1}{2} \eta_n \rho A c^3} = FC \left(\frac{V_n}{c}\right)^3 \quad (103)$$

Como se puede apreciar en la figura 31, FC y P_N alcanzan sus valores máximos a diferentes valores de la velocidad nominal normalizada. Si se fijara una velocidad nominal atendiendo solo al máximo valor de FC , se obtendría una potencia media muy baja; por otro lado si se fija atendiendo al máximo valor de P_N entonces el factor de capacidad sería muy pequeño. Atendiendo a lo anterior un criterio para seleccionar el valor adecuado de V_n sería encontrar aquel que haga máximo el producto de FC y P_N . La velocidad nominal así obtenida corresponderá a una buena producción de energía con un razonable factor de capacidad. Se introduce con este objetivo el término *índice de funcionamiento de la turbina TPI* [60]:

$$TPI = \frac{P_N FC}{P_{N\text{máx}} FC_{\text{máx}}} \quad (104)$$

Puede observarse como el TPI alcanza su máximo a un valor de la velocidad nominal normalizada que se encuentra entre aquellos a los cuales el FC y la P_N se hacen máximos.

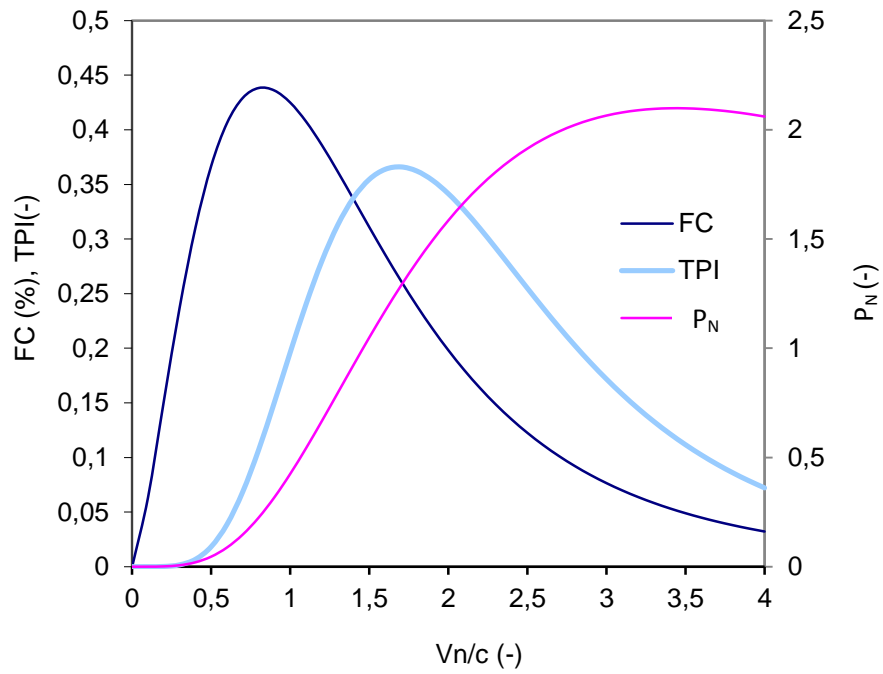


Figura 31. Factor de capacidad, potencia normalizada e índice de funcionamiento para $k = 1.6$

Con esto, la selección de la velocidad nominal del aerogenerador estará fijada por el máximo valor del índice *TPI*. En la tabla 6 se pueden encontrar diversos valores de la velocidad nominal óptima para diferentes combinaciones de los factores k y c de Weibull.

Tabla 6. Valores óptimos de la velocidad nominal para diferentes valores de los factores k y c de Weibull (elaboración propia).

k (-)	$(V_n/c)_{\text{ópt}}$ (-)	c (m/s)										
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		$V_{n\text{-ópt}}$ (m/s)										
1.4	1.7	8.5	10.2	11.9	13.6	15.3	17.0	18.7	20.4	22.1	23.8	25.5
1.5	1.6	8.0	9.6	11.2	12.8	14.4	16.0	17.6	19.2	20.8	22.4	24.0
1.6	1.5	7.5	9.0	10.5	12.0	13.5	15.0	16.5	18.0	19.5	21.0	22.5
1.7	1.4	7.0	8.4	9.8	11.2	12.6	14.0	15.4	16.8	18.2	19.6	21.0
1.8	1.3	6.5	7.8	9.1	10.4	11.7	13.0	14.3	15.6	16.9	18.2	19.5
1.9	1.3	6.5	7.8	9.1	10.4	11.7	13.0	14.3	15.6	16.9	18.2	19.5
2	1.3	6.5	7.8	9.1	10.4	11.7	13.0	14.3	15.6	16.9	18.2	19.5
2.1	1.2	6.0	7.2	8.4	9.6	10.8	12.0	13.2	14.4	15.6	16.8	18.0
2.2	1.2	6.0	7.2	8.4	9.6	10.8	12.0	13.2	14.4	15.6	16.8	18.0
2.3	1.2	6.0	7.2	8.4	9.6	10.8	12.0	13.2	14.4	15.6	16.8	18.0
2.4	1.2	6.0	7.2	8.4	9.6	10.8	12.0	13.2	14.4	15.6	16.8	18.0
2.5	1.1	5.5	6.6	7.7	8.8	9.9	11.0	12.1	13.2	14.3	15.4	16.5
2.6	1.1	5.5	6.6	7.7	8.8	9.9	11.0	12.1	13.2	14.3	15.4	16.5
2.7	1.1	5.5	6.6	7.7	8.8	9.9	11.0	12.1	13.2	14.3	15.4	16.5
2.8	1.1	5.5	6.6	7.7	8.8	9.9	11.0	12.1	13.2	14.3	15.4	16.5
2.9	1.1	5.5	6.6	7.7	8.8	9.9	11.0	12.1	13.2	14.3	15.4	16.5
3	1.1	5.5	6.6	7.7	8.8	9.9	11.0	12.1	13.2	14.3	15.4	16.5

A partir de los valores tabulados anteriormente se construyó la siguiente gráfica, donde se muestran líneas de tendencia de V_n respecto al factor c para diferentes intervalos de variación del factor k .

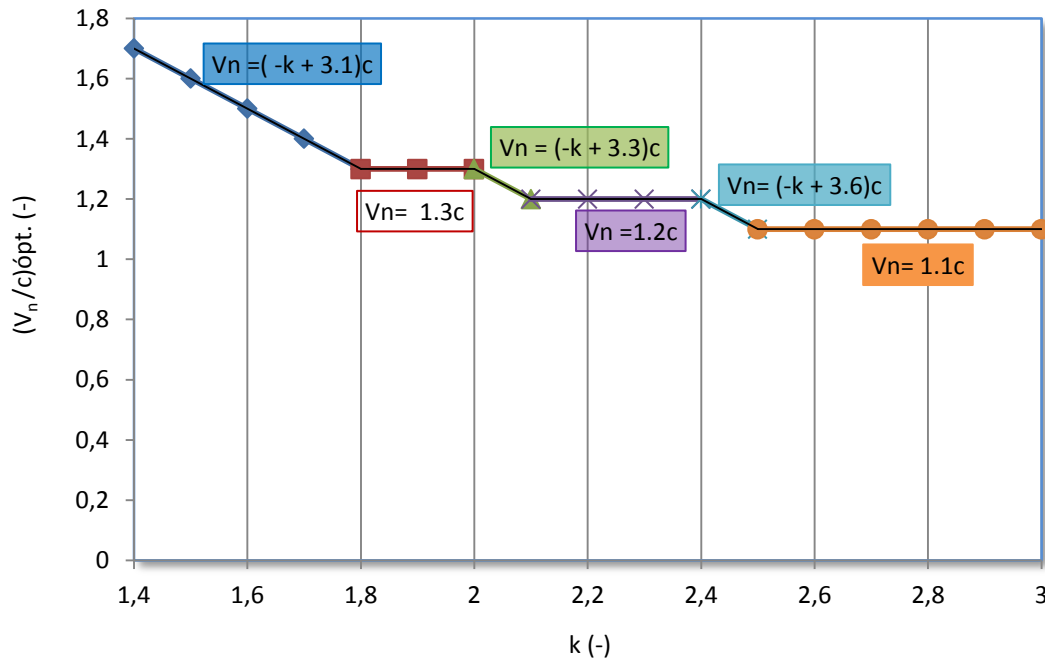


Figura 32. Velocidad nominal óptima (normalizada con respecto al factor de escala de Weibull), para diferentes rangos de variación del factor de forma k .

Las ecuaciones mostradas en la figura 32 pueden ser utilizadas para calcular la velocidad nominal óptima, a la cual debe operar el aerogenerador en un sitio específico en el cual se conocen los factores k y c de Weibull. En el caso del estudio que se expone en el siguiente Capítulo es utilizado el procedimiento antes descrito.

4.2.2. Optimización económica mediante método enumerativo implementado por *HOMER*.

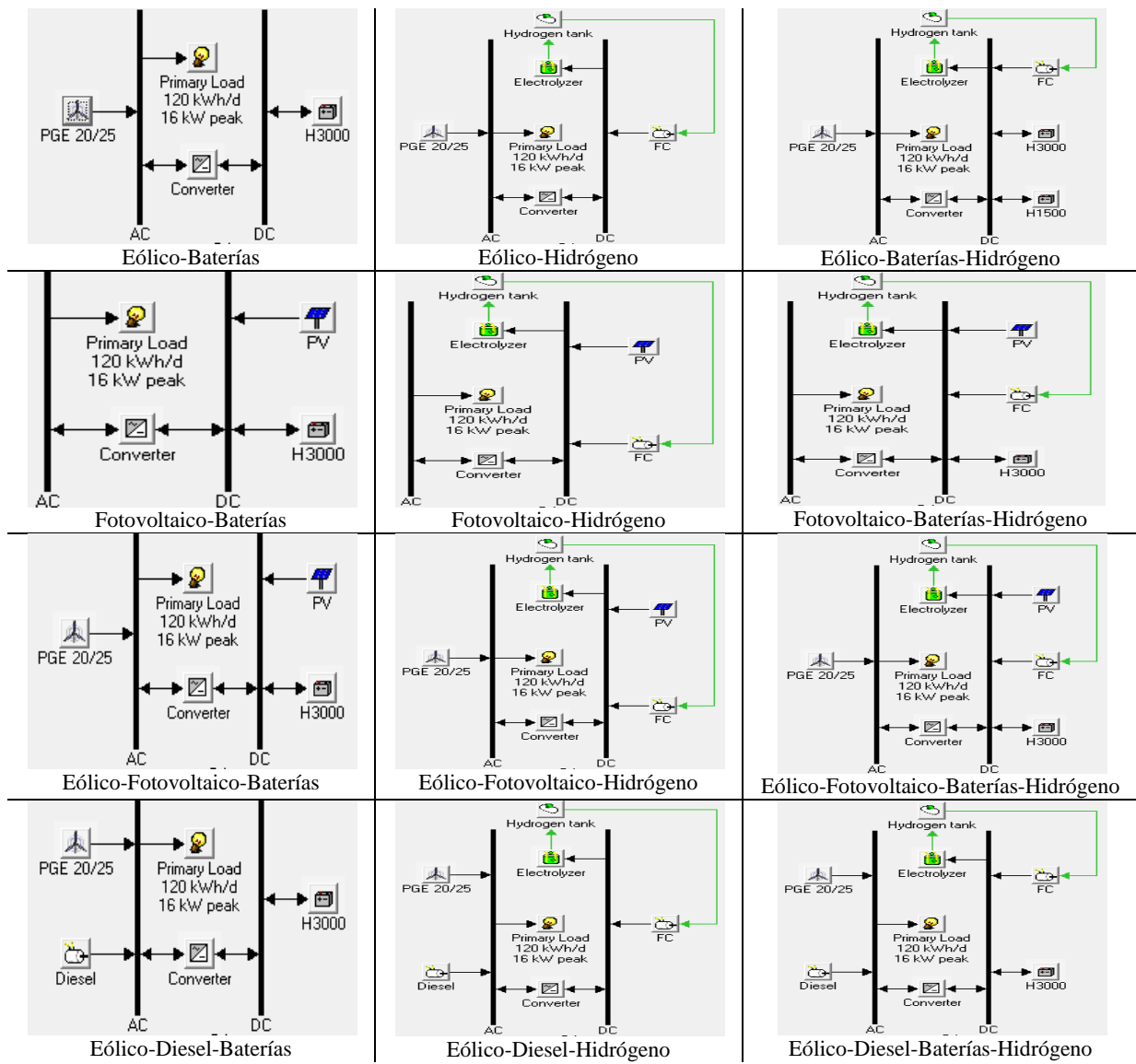
La **Etapa No. 3** está dedicada a la optimización económica del sistema mediante el método enumerativo implementado por el modelo *HOMER*. La **función objetivo** a optimizar es el **Costo Presente Neto** (*NPC* por sus iniciales en inglés), bajo restricciones de energía no servida y otras de tipo técnicas. En el proceso de optimización, *HOMER* simula varias configuraciones diferentes de sistemas en la búsqueda de aquella que satisface las restricciones técnicas a un menor *NPC*. Simula todas las posibles combinaciones de componentes y de estrategias de control, o sea, implementa un método enumerativo de optimización.

En el siguiente epígrafe se detallan las restricciones del problema de optimización, así como las diferentes configuraciones de sistemas que son simuladas.

4.2.2.1. Configuraciones de sistemas. Restricciones

Las diferentes configuraciones de sistemas a simular con *HOMER* para la optimización económica del sistema se muestran en la figura 33; su cantidad depende de la cantidad de fuentes energéticas disponibles. En ella se ha considerado que en el sitio específico pueden ser aprovechados dos recursos renovables (viento y sol) y uno convencional (combustible diesel). En caso de existir otros recursos energéticos explotables, entonces ellos deben ser incluidos.

Deben ser aprovechadas todas las facilidades que brinda el modelo *HOMER* para simular todas las configuraciones posibles de sistemas, de acuerdo a las características específicas del sitio en estudio.



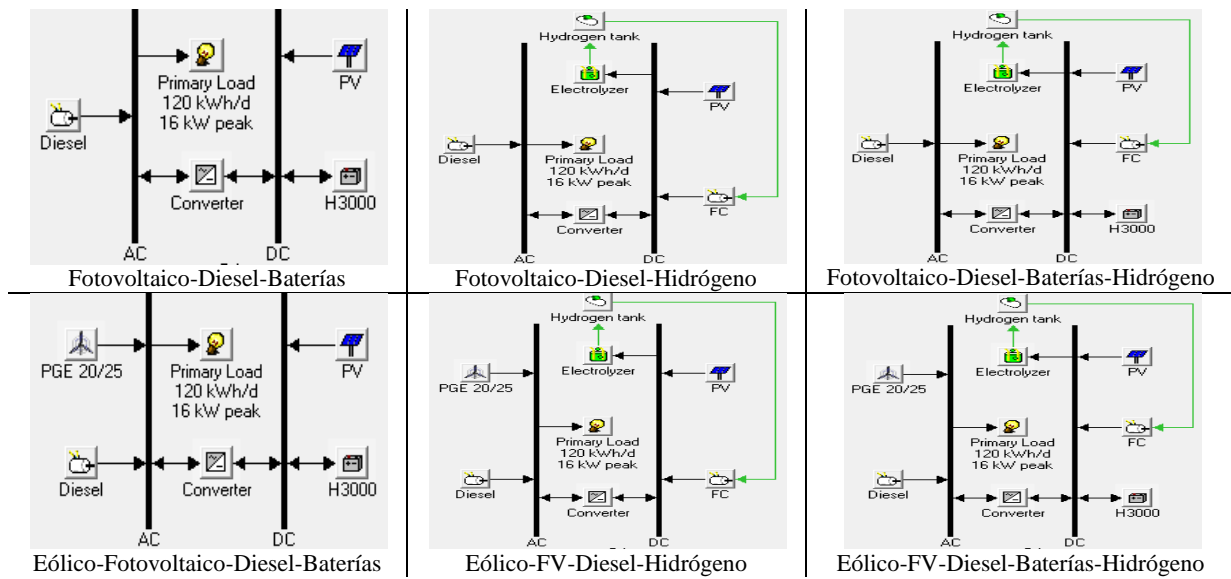


Figura 33. Configuraciones de sistemas simuladas en HOMER durante la Etapa No.3 del algoritmo de optimización

El problema de optimización económica consiste en encontrar la configuración de sistema que satisface las restricciones técnicas a un menor *NPC*. Es decir, es un problema en el que se debe minimizar la función objetivo.

$$\text{mín (NPC)} \quad (105)$$

El Costo Presente Neto es calculado según la siguiente ecuación:

$$NPC = \frac{C_{a,total}}{FRC} = \frac{C_{a,total}((1+i)^N - 1)}{i(1+i)^N} \quad (106)$$

Las restricciones impuestas al problema de optimización son las siguientes:

1. Primera restricción:

Máxima energía no servida = E_{NS} (% de la carga total anual)

$$E_{NS} = \begin{cases} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \end{cases} \quad (107)$$

El modelador selecciona el valor de E_{NS} en correspondencia con las exigencias de fiabilidad en el suministro de energía del sistema en estudio. Por ejemplo, si se trata de una instalación hospitalaria o similar, se debe procurar un 0 % de energía no servida. Los valores más utilizados actualmente están entre 10^{-2} y 10^{-1} en aplicaciones domésticas y 10^{-4} en aplicaciones de telecomunicaciones.

2. Segunda restricción:

$$\text{Máxima profundidad de descarga de las baterías} = 70 \% \quad (108)$$

3. Tercera restricción:

$$\text{Carga mínima de la celda de combustibles} = 20 \% \text{ de su capacidad nominal} \quad (109)$$

4. Cuarta restricción:

$$\text{Carga mínima del generador diesel} = 20 \% \text{ de su capacidad nominal} \quad (110)$$

5. Quinta restricción:

$$\text{Potencia mínima de operación del electrolizador} = 20 \% \text{ de su capacidad nominal} \quad (111)$$

6. Sexta restricción:

$$\text{Reserva operacional AC} = L_{res,AC} \text{ definida por Ec.83} \quad (112)$$

$$\text{Reserva operacional DC} = L_{res,DC} \text{ definida por Ec.84} \quad (113)$$

$$r_{load} = 10\% \quad (114)$$

$$r_{wind} = 15 \% \quad (115)$$

$$r_{solar} = 5\% \quad (116)$$

$$r_{peak\ load} = 5\% \quad (117)$$

La manera en que *HOMER* calcula la reserva operacional fue explicada en el epígrafe III.2.1. Las fracciones r_{load} , r_{wind} , r_{solar} y $r_{peak\ load}$ deben ser introducidas por el modelador a partir de los estudios de recursos energéticos disponibles y de carga en el sitio específico.

4.2.3. Optimización ambiental del sistema.

Durante la **Etapa 4** del Algoritmo se realiza la optimización ambiental del sistema. La exclusión de la dimensión ambiental en el proceso de diseño de sistemas híbridos, hace que no se evalúen en calidad y cantidad los verdaderos beneficios de los mismos. En el mejor de los casos, el cálculo de emisiones

de GEI se ha realizado para el período de operación del sistema, y no para el ciclo de vida de cada uno de sus componentes lo cual daría una dimensión ambiental más acertada.

En este trabajo de investigación se ha utilizado como **función objetivo** de tipo ambiental las **emisiones netas evitadas en el ciclo de vida del sistema**, ENE_{CVS} .

$$\text{mín } (ENE_{CVS}) \quad (118)$$

La restricción impuesta en este caso es la siguiente:

$$ENE_{CVS} > 0 \quad (119)$$

Configuraciones de sistemas con emisiones netas evitadas menores que cero serán rechazadas, pues ello significaría que estarían emitiendo más contaminantes en el ciclo de vida que un sistema convencional con 100 % de generación diesel.

4.2.3.1. Análisis de emisiones en el ciclo de vida de tecnologías de sistemas autónomos

Todos los sistemas de energía emiten gases de efecto invernadero y contribuyen al cambio climático. Actualmente es ampliamente reconocido, que las emisiones de GEI resultantes del uso de cualquier tecnología energética deben ser cuantificadas sobre todas las etapas de la misma y del ciclo de vida del combustible utilizado por ella.

Aunque el cálculo exacto de las emisiones de GEI por kilowatt-hora es a menudo difícil, un buen conocimiento de ellas en el ciclo de vida puede ser un indicador importante para las estrategias de mitigación en el sector de la energía. Deben ser contabilizadas todas las emisiones relacionadas al producto final, que en el caso de la generación de electricidad son usualmente expresadas en gramos equivalentes de dióxido de carbono por kWh ($\text{gCO}_2\text{eq./kWh}$). Esto significa que el CO_2 y otros GEI, tales como el CH_4 y el N_2O , se han incluido en el análisis. Sin embargo, otros GEI tienen diferentes efectos sobre el clima y pueden tener un tiempo de vida atmosférica diferente. Para tener en cuenta estas diferencias, cada uno de los GEI se convierte a un equivalente de CO_2 y se añade al inventario

ambiental. Por ejemplo, el CH₄ tiene un potencial de calentamiento global de 21¹² y el N₂O tiene un potencial de 310, en relación a la misma cantidad de CO₂ durante un período de 100 años [62].

Normalmente (dependiendo del tipo de tecnología bajo investigación), el análisis en el ciclo de vida para la contabilización de GEI puede constar de las siguientes etapas [63]:

- ✓ Exploración, extracción y procesamiento del recurso energético.
- ✓ Extracción de materias primas para la tecnología e infraestructura.
- ✓ Producción de infraestructura y combustibles.
- ✓ Producción y construcción de tecnologías.
- ✓ Transporte de combustibles.
- ✓ Otras actividades relativas al transporte (durante la construcción y el desmantelamiento).
- ✓ Conversión a electricidad, calor o energía mecánica.
- ✓ Manejo de desechos e infraestructura para el manejo de desechos.

En contraste con las tecnologías de combustibles fósiles, las emisiones de GEI por tecnologías renovables ocurren principalmente en la fase previa (*upstream*) a la operación del sistema de generación de electricidad, típicamente durante la producción y construcción de las tecnologías y de su infraestructura de soporte. La figura 34 muestra las emisiones equivalentes de GEI para diferentes tecnologías renovables, a partir de diversos estudios del ciclo de vida [63].

¹² Esto significa que en una media de tiempo de 100 años cada kg de CH₄ calienta la Tierra 21 veces más que la misma masa de CO₂, sin embargo hay aproximadamente 220 veces más dióxido de carbono en la atmósfera de la Tierra que metano por lo que este contribuye de manera menos importante al efecto invernadero.

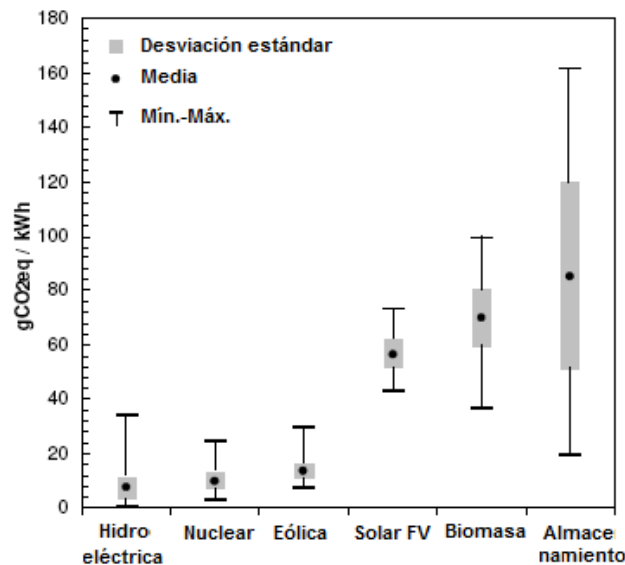


Figura 34. Emisiones en el ciclo de vida de tecnologías renovables.
Tomada de [63]

Tecnología solar-fotovoltaica

Los estudios realizados en sistemas fotovoltaicos reportan valores de emisiones equivalentes que varían entre 43 y 73 gCO₂eq./kWh [63]. Han sido evaluados típicamente cuatro tipos de sistemas: monocristalino, policristalino, amorfo y diseleniuro de cobre indio galio.

Entre el 50 y el 80 % de las emisiones de los sistemas fotovoltaicos están asociadas a la construcción de los módulos fotovoltaicos. Otras emisiones significativas están asociadas al balance de planta y el inversor, mientras que la operación del sistema así como las actividades de transporte y las relativas al desmantelamiento no ofrecen cantidades importantes de GEI. De los cuatro tipos de sistemas FV, los mono-cristalinos son los que en promedio emiten menos GEI, con valores entre 43 y 62 gCO₂eq./kWh. Los otros sistemas fotovoltaicos pueden emitir entre 50 y 73 gCO₂eq./kWh durante su ciclo de vida. Las variaciones en los resultados pueden estar dados por una serie de factores, tales como la cantidad y el grado de silicio, la eficiencia y vida útil del módulo, así como las condiciones de irradiación [63].

Las diferencias en las características de las instalaciones (integradas o no, superficies planas, techos solares), o la eficiencia de los equipos periféricos, también afectan significativamente las emisiones

en el ciclo de vida. Es importante señalar que los resultados de emisiones señalados aquí, se basan en diferentes supuestos de radiación solar (debido a las diferentes geografías), orientación y ángulo de los paneles solares.

Futuras mejoras en las emisiones de GEI en sistemas FV es probable que surjan de las mejoras en la eficiencia del módulo, el aumento de su vida útil, de menos cantidad de silicio por módulo y un menor uso de electricidad durante el proceso de producción. En este sentido, cabe destacar que la tecnología solar fotovoltaica es una tecnología de relativamente rápida mejora, por lo que están siendo publicados frecuentemente nuevos estudios de su ciclo de vida a fin de mantenerse a ritmo con dichas mejoras (esto también es válido para otras tecnologías de energía renovable, tales como la eólica).

Tecnologías eólicas

En el caso de la tecnología eólica la mayor parte de las emisiones de GEI surgen en la producción de los aerogeneradores y la construcción de la planta, las cuales varían entre el 72 y el 90% de las emisiones totales. Las diferencias significativas se encuentran principalmente en las fundiciones de la central eléctrica. Por ejemplo, la instalación de aerogeneradores en el mar (*offshore*) requiere significativamente más cantidades de acero y cemento que una similar en tierra (*onshore*). Para las plantas *onshore*, sin embargo, la mayoría de las emisiones están durante la fabricación del aerogenerador (principalmente por la torre y la góndola). Las emisiones no relacionadas con la construcción y fabricación, surgen durante la operación y mantenimiento, desmantelamiento, y transporte de materiales y de la turbina, y oscilan entre el 10 y el 28% de las emisiones acumuladas [63].

Por lo general, aerogeneradores más grandes (bajo condiciones de viento similares) tienen menores emisiones en el ciclo de vida que turbinas más pequeñas, mientras que las turbinas *offshore* tienen mayores emisiones que las turbinas *onshore* a iguales factores de capacidad (o iguales condiciones de viento), debido al alto nivel de emisiones asociadas a las fundiciones, conexión e instalación de las turbinas [63], [64].

Las emisiones en el ciclo de vida de aerogeneradores, son fuertemente dependientes del sitio y sensibles a la velocidad del viento, debido a la relación cúbica que con esta variable tiene la

producción de energía. Dado que los regímenes de viento varían significativamente con la geografía, los diferentes factores de capacidad utilizados en los estudios contribuyen a la variación en los resultados obtenidos, los que se encuentran entre 8 y 30 gCO₂eq./kWh para instalaciones *onshore* y entre 9 y 19 gCO₂eq./kWh para *offshore* [64].

Debido a que la tecnología de aerogeneradores es de rápida mejora, la exactitud de los resultados del ACV sólo tiene una vida útil limitada, ya que estas mejoras pueden alterar significativamente los resultados de tales estudios. Mejorar la vida útil de un aerogenerador, por ejemplo, puede reducir drásticamente los valores de emisiones en su ciclo de vida (esto ha sido demostrado en diversos estudios de ACV tomando diferentes valores para el tiempo de vida útil de los aerogeneradores).

En [65] se reportan diferentes valores de emisiones equivalentes en el ciclo de vida de aerogeneradores. En el estudio fueron utilizadas tres fuentes de datos de inventario de materiales, obteniéndose los resultados que se muestran en la tabla 7, donde se han incluido además los valores obtenidos para la celda de combustible y el electrolizador con sus equipos auxiliares.

Tabla 7. Emisiones equivalentes para componentes de un sistema autónomo [65]

Componentes	Emisiones equivalentes (gCO ₂ eq./kWh)		
	Schleisen [66]	Kemmoku et al. [67]	Voorspools et al. [68]
Aerogenerador	10.04509	7.097344	3.71094
Celda de combustibles	19.897455	19.89746	19.8974
Electrolizador	11.139854	11.13985	11.1398

Las emisiones equivalentes durante la producción, operación y desmantelamiento del aerogenerador, usando las tres fuentes de datos fueron estimadas en 10.00 g CO₂eq./kWh (para los datos de inventario de Schleisen [66]), 7.10 gCO₂eq./kWh (para los datos de inventario de Kemmoku *et al.* [67]), y 3.71 gCO₂eq./kWh (para los datos de inventario de Voorspools *et al.* [68]). Estos incluyen las cinco etapas principales del ciclo de vida: uso de energía, producción de materiales, ensamble y montaje del aerogenerador, transportación y el desmantelamiento final y eliminación de desechos [65].

Hidroeléctricas

En la mayoría de los casos analizados la mayor parte de las emisiones de gases de efecto invernadero se producen generalmente durante la producción y la construcción de la planta de energía hidroeléctrica (sobre todo por los embalses). En los casos estudiados, las emisiones por construcción y producción varían más o menos entre 2 y 9 gCO₂eq/kWh. Sin embargo, en algunos casos, las centrales hidroeléctricas que utilizan embalses pueden emitir cantidades significativas de gases de efecto invernadero que superan con creces todas las emitidas en la cadena de energía, debido fundamentalmente a la inundación de biomasas y suelos. Por ejemplo, la biomasa inundada se descompone aeróbicamente produciendo dióxido de carbono, y anaeróbicamente produciendo dióxido de carbono y metano [63]. La cantidad de GEI emitidos depende del tamaño del reservorio, de la cantidad y tipo de vegetación inundada, del tipo de suelo, de la profundidad del agua y del clima. Por ejemplo, para casos de estudio en Europa se ha reportado que las cantidades de GEI pueden variar entre 0.35 gCO₂eq/kWh para reservorios en los Alpes y 30 gCO₂eq/kWh como promedio para reservorios en Finlandia [63].

En general, las emisiones de gases de efecto invernadero en el ciclo de vida para los casos evaluados fluctúan entre 1 gCO₂eq/kWh y 34 gCO₂eq/kWh, como se muestra en la Figura 34, dependiendo del tipo de planta, de su tamaño y uso.

Celdas de combustible

La mayoría de los estudios del ciclo de vida llevado a cabo en celdas de combustibles, se han centrado en su uso en vehículos y no en sistemas autónomos de energía. En [65] se realiza el análisis de emisiones en el ciclo de vida de una *PEMFC*. Las emisiones equivalentes fueron calculadas en 19,89 gCO₂eq/kWh. En el valor total de emisiones equivalentes, 2,48 gCO₂eq/kWh corresponden a la energía consumida, 15,56 gCO₂eq/kWh a la producción de materiales y el resto a transportación y eliminación de desechos. Estos cálculos se basan en el uso de la mezcla (*mix*) de energía de la red eléctrica de Canadá (65% hidroeléctrica, 5% nuclear y 30% de plantas de energía térmica). El mismo cálculo se repitió con el “*mix*” de generación de energía en Alemania (28% de lignito, 25% de hulla, 35% de energía nuclear, 6% de gas natural y 5% de energías renovables). El nuevo valor resultó en 26,84 gCO₂eq/kWh, que es considerablemente más alto que el valor calculado para la mezcla de

energía de Canadá. La variación significativa en los valores de emisiones equivalentes, pone de relieve la sensibilidad de los mismos a la fuente de generación de energía utilizada en las fases previas a la operación de la FC (*upstream*).

Electrolizadores y almacenamiento de energía (hidrógeno, baterías)

En comparación con las celdas de combustibles y los aerogeneradores, se han publicado muy pocos estudios para la producción de hidrógeno mediante electrólisis y equipos adicionales (almacenamiento, humidificador, sistema de control, etc.). La mayoría de los estudios reportados en la literatura están relacionados con la producción de hidrógeno mediante reformación de gas natural [65]. Un reciente informe preparado por un consorcio de industrias (*General Motors Corporation, Laboratorio Nacional de Argonne, British Petroleum, Exxon Mobil y Shell*) presenta producciones de hidrógeno a través de diferentes rutas incluyendo la electrólisis del agua [65].

La producción de hidrógeno por electrólisis del agua y su almacenamiento es una parte crítica de los sistemas integrados. Utilizando el “*mix*” de energía en Canadá para la fabricación del electrolizador y la energía eólica para el funcionamiento del mismo, las emisiones equivalentes resultan en 11,13 gCO₂eq/kWh. Los cálculos se repitieron para la producción y funcionamiento del electrolizador y sus equipos auxiliares usando diferentes “*mix*” de energía, obteniéndose los resultados mostrados en la tabla 8. En ella se observa que para el “*mix*” de EE.UU se obtiene el máximo valor de emisiones equivalentes (1068.2 gCO₂eq/kWh). Una vez más, como en el caso de la celda de combustible, las emisiones equivalentes para el electrolizador son muy dependientes del “*mix*” de energía utilizada [65].

Tabla 8. Emisiones equivalentes para el electrolizador y equipos auxiliares utilizando diferentes fuentes de energía [65]

Fuentes de energía	Emisiones equivalentes (gCO ₂ eq./kWh)
“ <i>Mix</i> ” de energía en EE.UU (48.47 % carbón, 1.52 % petróleo, 21.35 % gas natural, 19.59 % nuclear y 9.07 % renovables)	1068.00
Centrales termoeléctricas a gas natural	743.00
“ <i>Mix</i> ” de energía en Newfoundland , Canadá (70 % hidroeléctrica y 30 % petróleo)	11.14

En la figura 34 se resumen las emisiones equivalentes en el ciclo de vida para cuatro sistemas de almacenamiento de energía. Las tecnologías de almacenamiento de energía en aire comprimido (AEAC) y en agua bombeada (AEAB) se consideran tecnologías maduras y es poco probable que en un futuro próximo ellas experimenten mejoras significativas tanto en requerimientos de energía como en eficiencia. Por otro lado, el almacenamiento de energía en baterías (AEB) (Baterías Redox de Vanadio (BRV), Baterías de Bromo Polisulfuro de Sodio (BBPS)) aún están bajo desarrollo, pudiéndose esperar futuras mejoras. En la actualidad, el AEB tiene mayores emisiones en el ciclo de vida que el AEAC y el AEAB, siendo mayormente responsables de las mismas su fabricación y los materiales utilizados para ello, así como el balance de planta. Las emisiones equivalentes por capacidad de almacenamiento de energía, son reportadas en 19 gCO₂eq./kWh para el AEAC, 36 gCO₂eq./kWh para el AEAB, 161 gCO₂eq./kWh y 125 gCO₂eq./kWh para AEB tipo BRV y tipo BBPS respectivamente [63].

Por su parte, las baterías de plomo ácido que constituyen una tecnología madura y como se explicó en el epígrafe 2.5 son las más adecuadas para sistemas autónomos de energías renovables, presentan además emisiones equivalentes inferiores a las BRV y BBPS.

Tabla 9. Emisiones equivalentes para diferentes sistemas de almacenamiento

Sistema de almacenamiento	Emisiones equivalentes (gCO ₂ eq./kWh)
Aire comprimido	19.0
Agua bombeada	36.0
Baterías Redox de Vanadio	161.0
Baterías de Bromo-Polisulfuro de Sodio	125.0
Baterías de Plomo-Ácido	93.6
<i>Hidrógeno</i>	
Electrolizadores y equipos auxiliares	Valores en Tabla 9
Celda de combustible	19.8 [65]
	20.0 [62]

Los resultados que en lo adelante se muestran en este trabajo de investigación son referidos al uso de baterías Pb-ácido en los sistemas híbridos.

4.2.3.2. Función objetivo: Emisiones Netas Evitadas en el Ciclo de Vida

El cálculo de las **Emisiones Netas Evitadas en el Ciclo de Vida del Sistema** (ENE_{CVS}), se realizó mediante la siguiente ecuación:

$$ENE_{CVS} = E_{CV-Diesel} - E_{CVS} \quad (120)$$

Para el cálculo se utilizaron las emisiones equivalentes reportadas en [62], las cuales se muestran en la tabla 10.

Tabla 10. Emisiones equivalentes de los componentes del sistema autónomo, utilizadas en este estudio [62]

Componentes	Emisiones equivalentes (gCO ₂ eq./kWh)
Aerogenerador	11.0
Módulos fotovoltaicos (mono-Si)	45.0
Generador diesel	880.0
Celda de combustible (H ₂ por electrolisis)	20.0
Electrolizador y tanque de hidrógeno	11.0
Baterías Pb-ácido	28.0
Convertidor	0.0

Para cada una de las combinaciones de componentes generadas por el HOMER durante la **Etapa 3** del algoritmo, se calcularon las emisiones equivalentes en el ciclo de vida y las emisiones netas evitadas. Se utilizaron las emisiones netas evitadas en lugar de las emisiones en el ciclo de vida, para ilustrar mejor el impacto ambiental de cada una de las combinaciones de componentes posibles; aunque la selección de soluciones no dominadas no se ve afectada por el uso de una u otra función.

4.2.4. Construcción de matrices decisionales conteniendo grupos de soluciones isofiables.

Durante la **Etapa 5** del algoritmo se construye la matriz decisional, que contiene el grupo de soluciones no dominadas, optimizadas económica y ambientalmente, y que satisfacen las restricciones impuestas al problema de optimización. Este grupo de soluciones constituyen el frente de Pareto¹³, también conocido como óptimo de Pareto, Pareto-optimalidad u óptimo paretiano.

¹³ El concepto de eficiencia de Pareto es aquella situación en la cual se cumple que no es posible beneficiar a más elementos de un sistema sin perjudicar a otros. Se basa en criterios de utilidad: si algo genera o produce provecho, comodidad, fruto o interés sin perjudicar a otro, provocará un proceso natural de optimización hasta alcanzar el punto óptimo. Fue creado por el sociólogo, economista y filoso italiano **Wilfredo Federico Damaso Pareto** (París, 15 de julio de 1848 - Ginebra, 19 de agosto de 1923).

Para no incluir en el frente de Pareto aquellas soluciones no dominadas muy próximas a otras, también no dominadas, estas son eliminadas mediante una técnica de truncamiento; se elimina la que está más cerca de otra no dominada. Para esto se aplica la siguiente ecuación [21]:

$$D_{i-j} = \sqrt{\left(\frac{NPC_i - NPC_j}{NPC_{m\acute{a}x}}\right)^2 + \left(\frac{ENE_{CV_i} - ENE_{CV_j}}{ENE_{CV_{m\acute{a}x}}}\right)^2} \quad (121)$$

Se busca la pareja de no dominadas adyacentes con menor distancia D_{i-j} . Una vez obtenida dicha pareja se elige a la que esté más cerca de otra no dominada [21].

Una vez aplicada la técnica de truncamiento, se obtiene finalmente la matriz decisional. Esta matriz contiene el conjunto de soluciones no dominadas que satisfacen las restricciones impuestas por el modelador, entre las que se encuentra la de energía no servida. Cada solución está constituida por una combinación determinada de componentes, con los respectivos valores de las dos funciones objetivo. La energía no servida por el sistema, se puede utilizar como un indicador de la fiabilidad del sistema. De esta manera, un sistema con un 0 % de energía no servida correspondería a un 100 % de fiabilidad en el sistema; un 1 % correspondería a un 99 %, un 5 % a un 95 %, etc.

El paso siguiente es obtener matrices decisionales para diferentes valores de fiabilidad del sistema (100 %, 99 %, 98 %, etc.), lo cual permitirá encontrar conjuntos de soluciones isofiables. Para esto, la **Etapas 6** del algoritmo consiste en repetir las **Etapas 3 a 5**, modificando solamente la restricción de energía no servida (0 %, 1 %, 2 %, etc.). De esta manera se obtienen frentes de Pareto que describen curvas de isofiabilidad, cuyos puntos serían diferentes combinaciones de componentes para la energía no servida fijada por el modelador.

4.2.5. Selección de la solución óptima o mejor solución compromiso mediante métodos de decisiones multicriterio.

Concluida la etapa 6 del algoritmo, la pregunta es cuál alternativa o cuál solución de las que aparecen en las matrices decisionales se debe seleccionar. Esta decisión se toma durante la **Etapa 7** del algoritmo, donde se introducen las preferencias del centro decisor (un individuo o un grupo de individuos) y se implementa la programación compromiso a fin de seleccionar de cada matriz decisional, la solución más próxima a la ideal u óptima.

En su dimensión más básica un proceso de toma de decisión puede concebirse como la elección por parte del centro decisor de «lo mejor» entre «lo posible». Los problemas analíticos surgen a la hora de definir «lo mejor» y «lo posible» en un determinado contexto decisional [69]. En este trabajo de investigación, «lo posible» ha sido definido durante las etapas 1 a 6 del algoritmo de optimización, lo cual constituye la primera fase del proceso de decisiones multicriterios. Corresponde a la Etapa 7 definir «lo mejor» entre «lo posible». Con este objetivo se lleva a cabo la programación compromiso, cuyas generalidades se brindan a continuación.

El primer paso dentro del enfoque compromiso consiste en establecer lo que Zeleny llama el punto o la alternativa ideal. Las coordenadas de la alternativa ideal vienen dadas por los valores óptimos de los correspondientes objetivos, forzando el proceso de optimización al cumplimiento de las restricciones del problema. El punto o alternativa ideal se puede representar por medio del siguiente vector [69]:

$$F^* = (F_{i,1}^*, \dots, F_{i,j}^*, \dots, F_{i,n}^*) \quad (122)$$

Cada elemento del vector F^* se denomina «punto ancla». La alternativa ideal es usualmente inalcanzable, de lo contrario no existiría ningún problema de elección multicriterio, pues la alternativa ideal F^* sería la elección óptima. Cuando el punto o alternativa ideal es inalcanzable, la elección óptima o mejor solución compromiso viene dada por la solución eficiente más próxima al punto ideal¹⁴. Dependiendo de la métrica que se elija se tendrán diferentes funciones de distancia, lo que

¹⁴ Esta regla de comportamiento suele denominarse axioma de Zeleny, pues fue este investigador quien lo propuso en 1973.

permite establecer diferentes conjuntos compromiso. Para abordar tal tarea, se comienza por definir el grado de proximidad existente entre el objetivo j -ésimo F_j y su ideal o valor ancla [69]:

$$d_j = |F_{i,j}^* - F_j| \quad (123)$$

Una vez definido el grado de proximidad d_j el paso siguiente consistirá en agregar los grados de proximidad para todos los objetivos del problema. Hay que tener en cuenta que usualmente los objetivos están medidos en unidades distintas, por lo que la suma de los grados de proximidad no tiene sentido o significado, al carecer de homogeneidad dimensional (en este estudio el NPC está expresado en \$, mientras que las ENE_{CVS} están expresadas en gramos, kilogramos o toneladas equivalentes de CO_2). Por esta razón, los objetivos deben ser normalizados. Por otra parte, los valores absolutos de los niveles de logro de los diferentes objetivos pueden ser muy diferentes, lo que refuerza la necesidad de una normalización si se quieren evitar soluciones sesgadas hacia los objetivos que pueden alcanzar valores mayores. Una forma de normalizar los objetivos es la siguiente:

$$d_{j,N} = \frac{|F_{i,j}^* - F_j|}{|F_{i,j}^* - F_{ai,j}|} \quad (124)$$

donde $d_{j,N}$ es el grado de proximidad normalizado del objetivo j -ésimo y $F_{ai,j}$ es su valor anti-ideal (en este trabajo de investigación los valores anti-ideales corresponden al máximo valor que toma la función objetivo NPC y el mínimo valor que toma la función ENE_{CVS} en cada combinación posible de componentes).

El grado de proximidad normalizado está acotado entre 0 y 1. De esta manera, cuando un objetivo alcanza su valor ideal, su grado de proximidad es cero, mientras que cuando alcanza un valor igual al anti-ideal se hace igual a uno.

El centro decisor juega un papel importante en el proceso de toma de decisión, introduciendo sus preferencias por unos criterios con respecto a otros. Si representamos ahora por W_j las preferencias que el centro decisor asocia a la discrepancia existente entre la realización del objetivo j -ésimo y su

ideal, la programación compromiso (consistente en la búsqueda de las soluciones eficientes más próximas al ideal) se convierte en el siguiente problema de optimización [69]:

$$\text{Mín } L_\pi = \sqrt[\pi]{\sum_{j=1}^n W_j^\pi \left(\frac{|F_{i,j}^* - F_j|}{|F_{i,j}^* - F_{ai,j}|} \right)^\pi} \quad (125)$$

El parámetro π representa la métrica que define la familia de funciones de distancia. Es decir, para cada valor del parámetro π se tiene una distancia en concreto. Así, la distancia tradicional o euclidiana es un caso particular de la Ec. 125, o sea, el que corresponde a $\pi = 2$. Para $\pi = 1$, la mejor solución compromiso, o punto más próximo al ideal se puede obtener resolviendo el siguiente problema de optimización:

$$\text{Mín } L_1 = \sum_{j=1}^n W_j \left(\frac{|F_{i,j}^* - F_j|}{|F_{i,j}^* - F_{ai,j}|} \right) \quad (126)$$

La solución asociada al punto L_∞ es una solución bien equilibrada, pues las discrepancias ponderadas y normalizadas entre el valor alcanzado por cada objetivo y sus respectivos ideales son iguales. El carácter equilibrado de esta solución, dota a este punto de un especial atractivo desde un punto de vista de elección. Puede decirse que la solución L_I corresponde a una situación en la que se maximiza la suma ponderada de los logros de cada objetivo, traduciéndose en un punto de máxima eficiencia, pero que puede estar fuertemente desequilibrado. Por el contrario, en la solución L_∞ subyace una lógica de equilibrio en vez de una lógica de eficiencia [69].

Mayores detalles sobre programación compromiso pueden ser encontrados en [69], no obstante, para ilustrar mejor el método se expone a continuación un ejemplo tomado de esa misma fuente bibliográfica. Además, en el capítulo que sigue se aplica el método a un caso de estudio real de un sistema híbrido autónomo.

Ejemplo ilustrativo: Supóngase el caso de un centro decisor que tiene que ordenar preferencialmente cinco inversiones que denominamos A, B, C, D y E, que se evalúan en base a cinco criterios: valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), nivel de empleo, volumen de ventas e impacto

ambiental. Todos los criterios son del tipo «más del atributo mejor», excepto para el criterio impacto ambiental, en el que un valor más bajo del índice toneladas de SO₂ emitidas indica, obviamente, una situación ambientalmente mejor. Los datos de partida, esto es, la matriz decisional aparece en la tabla 11.

Tabla 11. Matriz decisional inicial. Ejemplo ilustrativo

Alternativas	VAN (millones de pesetas)	TIR (%)	Empleo (No. de trabajadores)	Ventas (millones de pesetas)	Impacto ambiental (tSO ₂)
A	100	15	7	40	50
B	200	25	7	60	200
C	100	20	4	25	25
D	200	30	20	70	350
E	250	25	15	100	500

De la tabla anterior se deducen inmediatamente los siguientes vectores ideal y anti-ideal:

$$\text{Ideal} = [250, 30, 20, 100, 25]$$

$$\text{Anti-ideal} = [100, 15, 4, 25, 500]$$

Considérese que el centro decisor proporciona el siguiente vector de pesos preferenciales:

$$W = [W_1 = 0.25, W_2 = 0.25, W_3 = 0.20, W_4 = 0.10, W_5 = 0.20]$$

Es decir, el VAN y el TIR de la inversión son 2,5 veces más importantes que las ventas, este atributo es a la vez, la mitad de importante que los atributos impacto ambiental y nivel de empleo, etc. El primer paso para aplicar la programación compromiso a nuestro problema de selección de inversiones consistirá en calcular la matriz de grados de proximidad normalizados. Los elementos de dicha matriz se obtienen por aplicación inmediata de la Ec. 124 a la matriz decisional inicial recogida en la Tabla 11. Así, por ejemplo, el grado de proximidad al ideal de la alternativa A para el atributo 4 (volumen de ventas) vendrá dado por:

$$d_{A,4} = \frac{100-40}{100-25} = 0.80 \quad (127)$$

Los 25 grados de proximidad quedan representados en la matriz de la tabla 12.

Tabla 12. Matriz de grados de proximidad normalizados. Ejemplo ilustrativo

Alternativas	VAN	TIR	Empleo	Ventas	Impacto ambiental
A	1	1	0.8125	0.800	0.053
B	0.333	0.333	0.8125	0.533	0.368
C	1	0.666	1	1	0
D	0.333	0	0	0.400	0.684
E	1	0.333	0.3125	0	1

A partir de los datos de la tabla 12, se procede a calcular las distancias entre cada punto extremo eficiente o alternativa y el punto ideal. Estas últimas aparecen en la tabla 13.

Tabla 13. Matriz de distancias. Ejemplo ilustrativo

Alternativas	L_1	L_2	L_∞
A	0.753	0.397	0.250
B	0.456	0.276	0.163
C	0.716	0.374	0.250
D	0.260	0.165	0.137
E	0.346	0.225	0.200

A partir de la matriz de distancias se realiza la ordenación de alternativas (Figura 35). Para las métricas $\pi = 1$ y $\pi=2$ la ordenación de alternativas obtenida es la misma. Sin embargo, para la métrica $\pi = \infty$ se producen algunos cambios. Así, se intercambia el orden de las alternativas B y E; formando las alternativas A y C un conjunto de indiferencia en la parte inferior de la escala de ordenación.

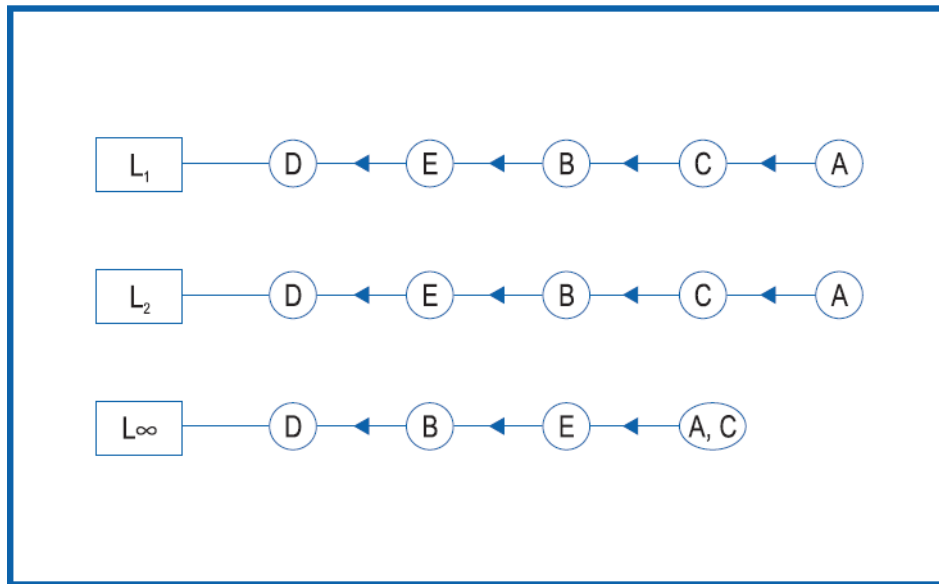


Figura 35. Ordenación de alternativas para diferentes métricas. Ejemplo ilustrativo.

De esta manera, la aplicación del axioma de Zeleny conduce a seleccionar la Alternativa D como la solución compromiso, o solución más próxima a la ideal.

En el siguiente epígrafe será aplicado el algoritmo de optimización anteriormente descrito a un caso de estudio en una comunidad rural cubana, y se realizará una comparación con los resultados obtenidos aplicando el modelo HOGA.

4.3. Aplicación del algoritmo propuesto en la optimización multicriterio de un sistema aislado para una comunidad rural cubana.

El algoritmo descrito anteriormente, fue aplicado a la optimización multicriterio de un sistema aislado para la electrificación de una comunidad rural cubana. Es la comunidad rural costera Playa Caletones, ubicada en el Municipio Gibara de la Provincia Holguín (Figura 36). Está constituida por 40 viviendas, con 200 habitantes aproximadamente, y se encuentra a 17 km de la red eléctrica nacional.



Figura 36. Localización de la comunidad rural Playa Caletones, en la Isla de Cuba.

Para el estudio se utilizaron perfiles de consumo estimados para el tipo de comunidad rural en cuestión, tomando como referencia estudios realizados en comunidades similares (Figura 37). El consumo promedio diario es de 120 kWh, con una potencia pico de 16 kW.

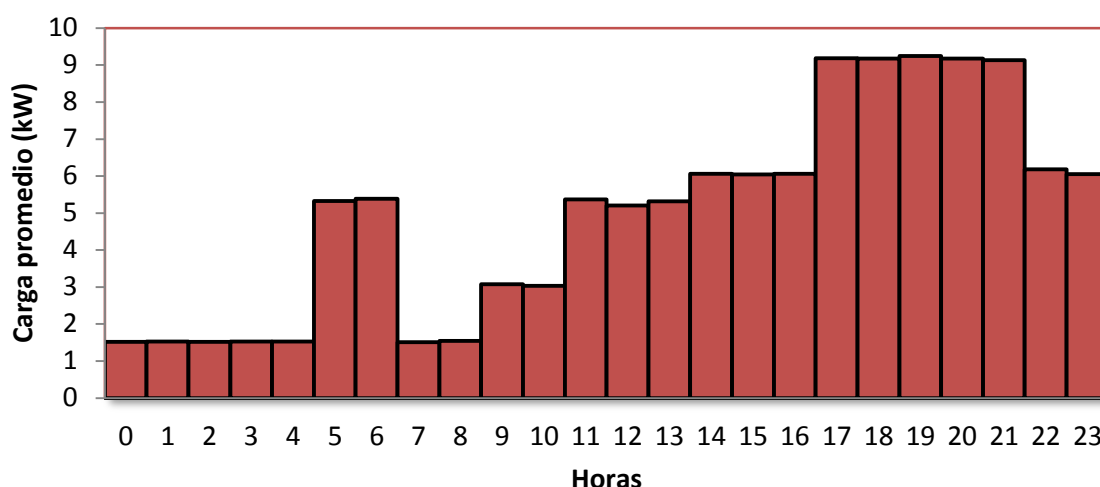


Figura 37. Perfil diario de carga estimado para la Comunidad rural Playa Caletones (40 viviendas en total)

El perfil de carga mostrado anteriormente es típico de comunidades costeras, donde predominan las actividades del hogar como medio de empleo de las mujeres, mientras que los hombres se dedican principalmente a la pesca y en menor medida a la agricultura.

Los datos de velocidad del viento utilizados fueron registrados durante dos años en Playa Caletones a 10 m de altura SNS (Figura 38). La aplicación de métodos robustos en el análisis de los datos de

velocidad del viento no arrojó la existencia de valores desviados, dado en gran medida por el hecho de que la base de datos utilizada ya había sido “filtrada” con anterioridad para la realización de otros estudios.

El perfil diario de velocidad es irregular, característico de sistemas de vientos locales (brizas marinas y terrales), coincidiendo las horas de menores valores de velocidad media con las de mayor consumo energético en la comunidad.

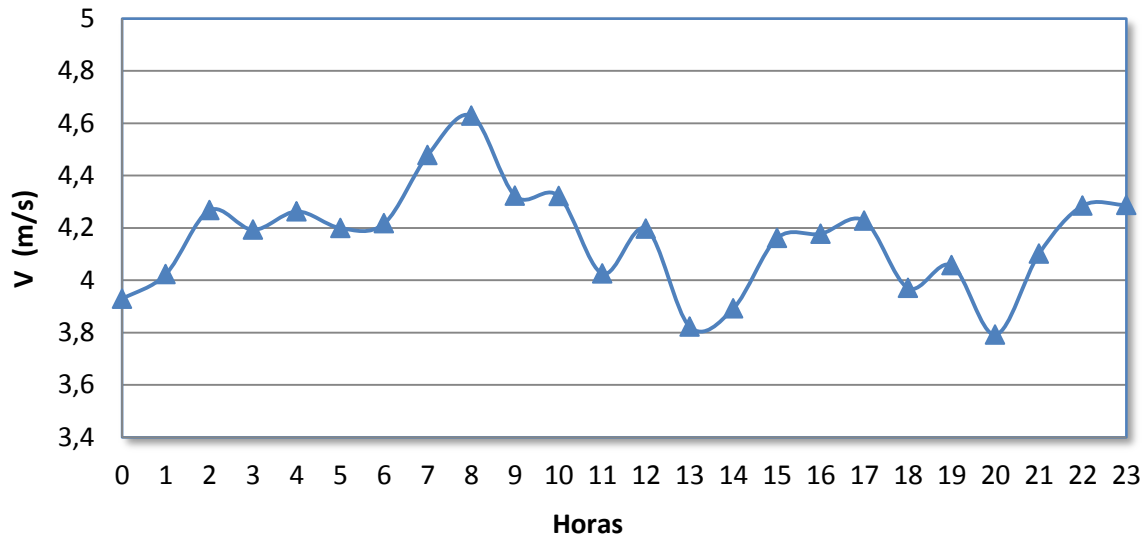


Figura 38. Perfil promedio diario de velocidad del viento en la comunidad rural Playa Caletones a 10 m SNS

El perfil vertical de la velocidad del viento fue calculado según la ley logarítmica, con una longitud de rugosidad de 0,014 m (Figura 39). A 10 m SNS la velocidad media en el sitio de estudio es de 4.16 m/s, mientras que a 20 m y 50 m toma valores de 4.51 m/s y 5.17 m/s respectivamente. Como veremos más adelante, la altura de la torre del aerogenerador seleccionado para el sistema es de 20 metros.

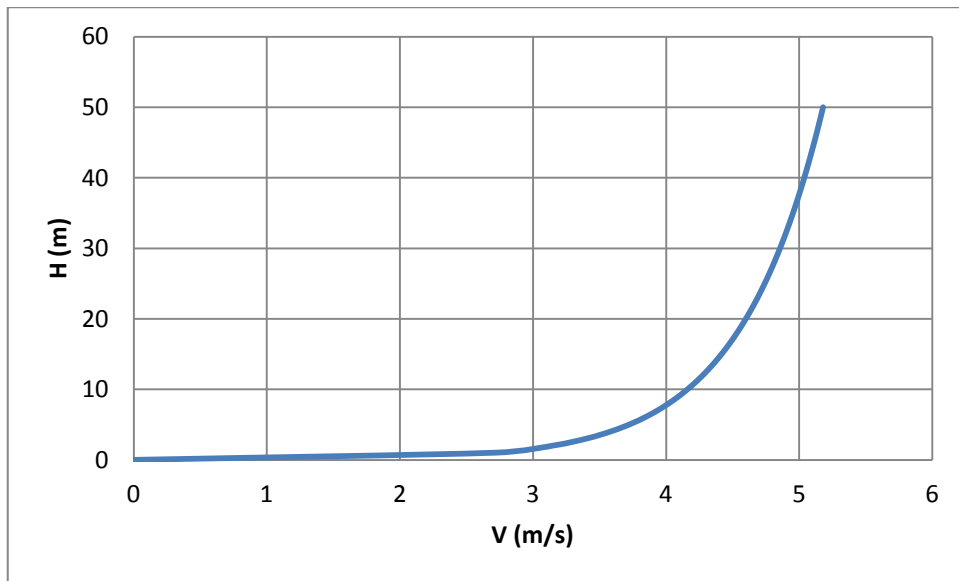


Figura 39. Perfil vertical de velocidad del viento en Playa Caletones.

El cálculo de las velocidades óptimas de funcionamiento que debe tener el aerogenerador (velocidad de inicio V_i , velocidad nominal V_n y velocidad de salida V_s) para su mejor adecuación al sitio, se realizó a partir de los parámetros de Weibull estimados por Windographer mediante el método de máxima verosimilitud (Figura 40).

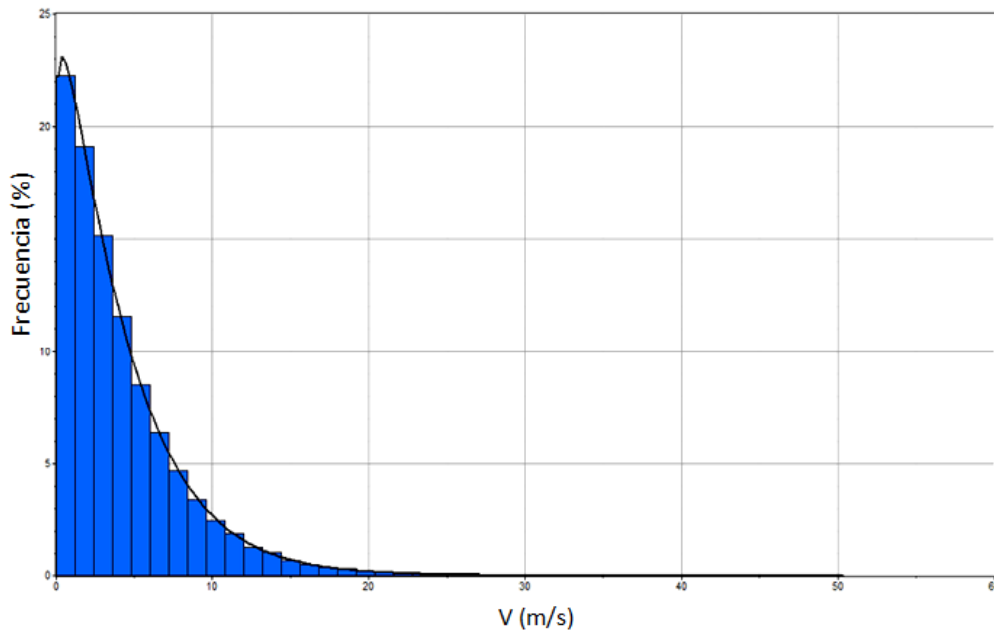


Figura 40. Distribuciones observada y teórica de frecuencia de velocidades del viento en Playa Caletones ($k= 1.09$ y $c= 5.24$ m/s).

Atendiendo al valor de k , utilizamos la siguiente ecuación para determinar el valor óptimo de V_n , tal y como aparece en la figura 32 del epígrafe 4.2.1.

$$V_n = (-k + 3.1)c \quad k \leq 1.8 \quad (128)$$

Por su parte, los valores de V_i y V_s fueron calculados mediante las siguientes ecuaciones [5]:

$$V_i = 0.275 * V_n \quad (129)$$

$$V_s = 1.850 * V_n \quad (130)$$

Las velocidades de operación del aerogenerador óptimo calculadas por las ecuaciones (129-130) se muestran en la segunda columna de la tabla 14. Fueron seleccionados 5 modelos de turbinas eólicas comerciales, con potencias nominales 25 kW, 30 kW, 35 kW, 80 kW y 100 kW. Sus velocidades de operación se presentan en la tabla 14 y sus curvas de potencia en la figura 41.

Tabla 14. Velocidades de operación del aerogenerador óptimo y de 5 aerogeneradores comerciales

Velocidades de Operación (m/s)	Aerogenerador óptimo Ecs. (1)-(3)	Aerogeneradores comerciales				
		Energie PGE 20/25	Fuhrländer AG 13/30	Energie PGE 11/35	WES 18/80	Northern Power 19/100
V_i	3	3.5	3	4	4	4
V_n	10.5	9	12	14	14	14
V_s	20	25	25	25	20	25

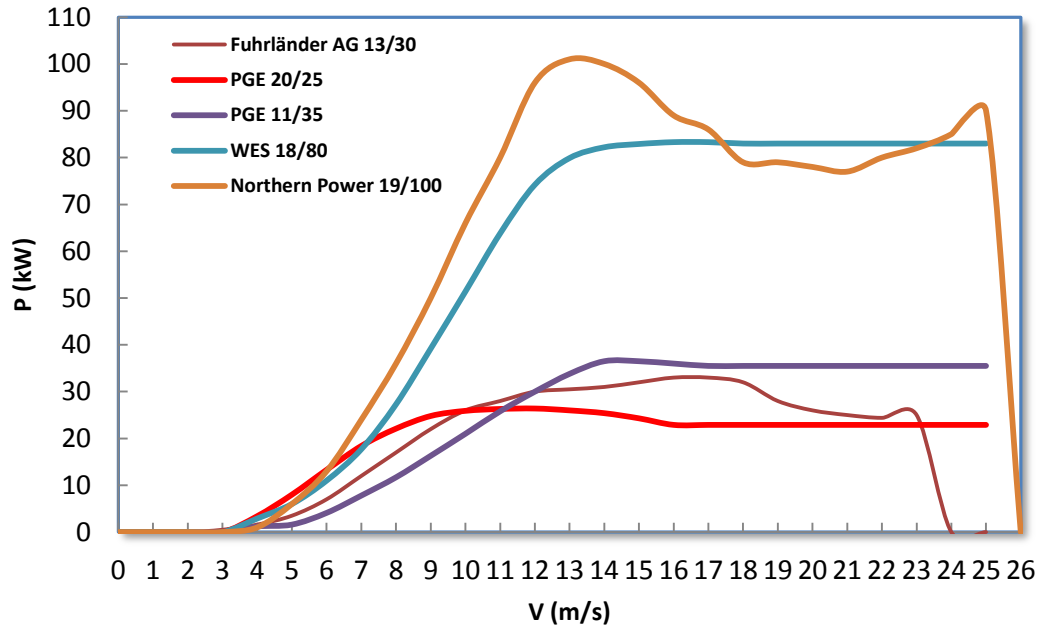


Figura 41. Curvas de potencia de las 5 turbinas eólicas seleccionadas para el estudio.

De los 5 modelos de turbinas eólicas, la que mejor se adecua a las características del viento en Playa Caletones es la PGE 20/25. Es la que opera a la velocidad nominal que más se acerca a la óptima calculada (10.5 m/s). Por esta razón, al realizar los cálculos con HOMER resultó preferible instalar varias turbinas de este modelo en vez de otro de los modelos seleccionados. Los resultados que se reportan a continuación son todos referidos a este modelo de turbina eólica.

La configuración del sistema objeto de estudio se presenta en la figura 42.

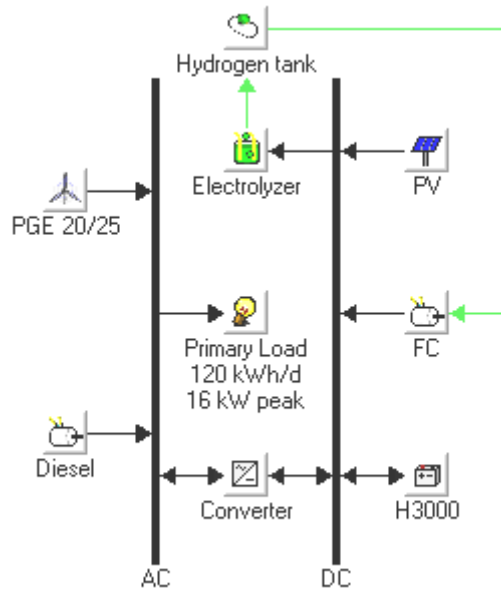


Figura 42. Esquema del sistema autónomo a optimizar.

El sistema incluye aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, generadores diesel, celdas de combustibles, electrolizadores, tanques de almacenamiento de hidrógeno, baterías y convertidores. Los costos capitales utilizados en la simulación del sistema se muestran en la tabla 15.

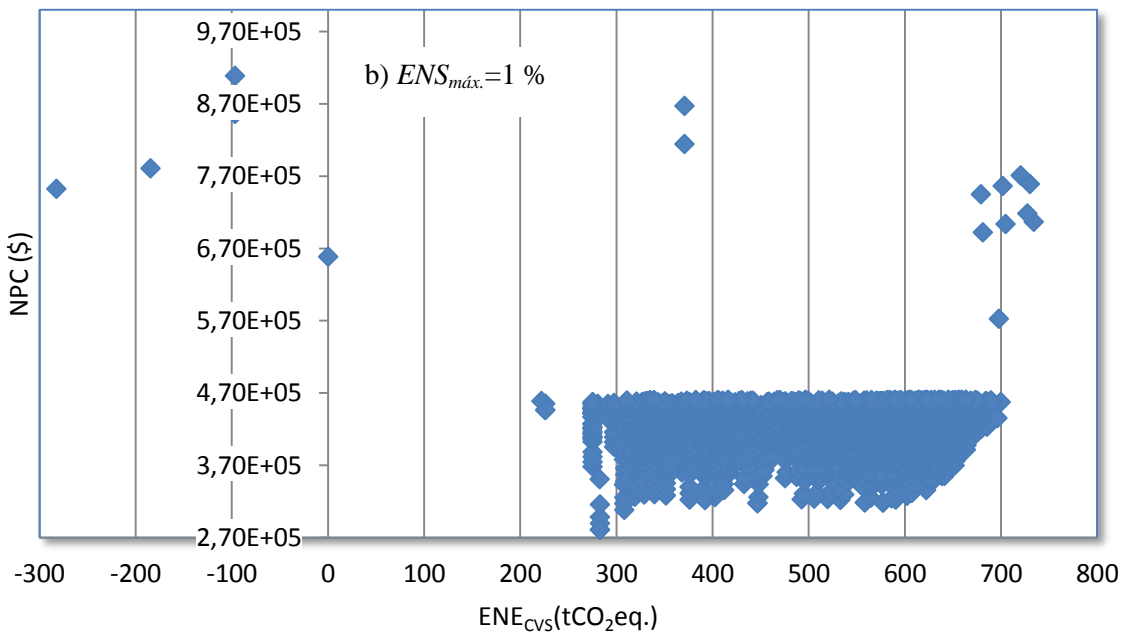
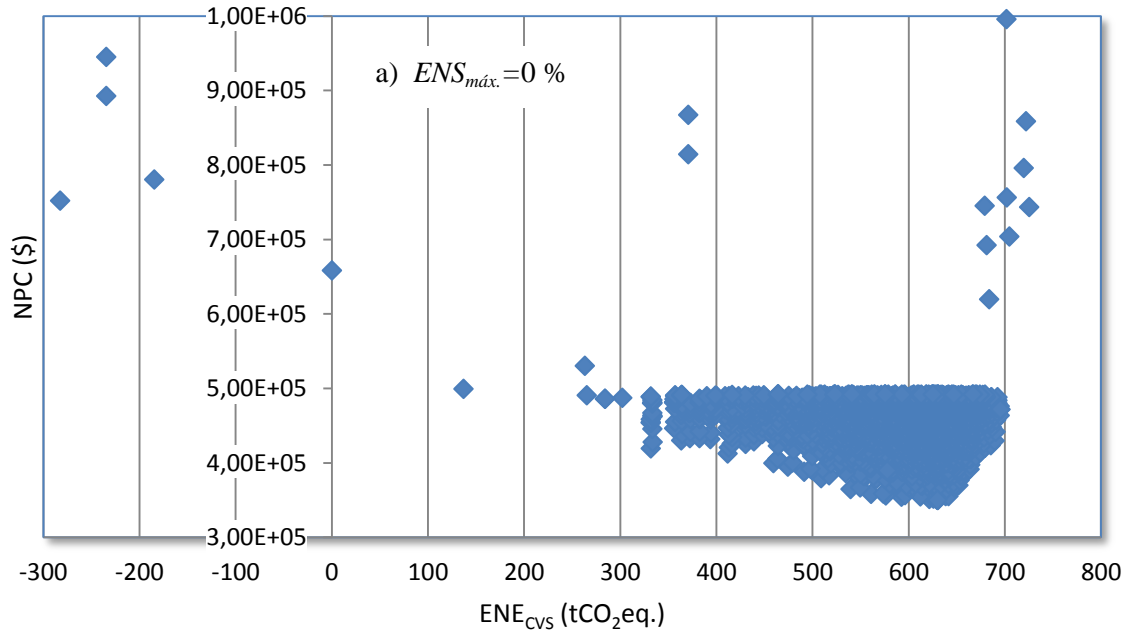
Tabla 15. Costos capitales por componentes.

Componente	Costo capital
Aerogenerador	1500 \$/kW
Celda de combustible	3000 \$/kW
Electrolizador	2000 \$/kW
Tanque de almacenamiento	1300 \$/kg
Baterías	1.3 \$/Ah
Convertidor	1000 \$/kW
Generador diesel	800 \$/kW
Generador fotovoltaico	6900\$/kW

La optimización multicriterio del sistema se realizó para tres valores de energía no servida máxima permitida ($ENS_{máx.}$): 0 %, 1 % y 2 %, con el objetivo de evaluar el efecto de este parámetro en el

conjunto de soluciones no dominadas y en la solución compromiso (solución más próxima a la óptima).

El conjunto de soluciones factibles con sus respectivos valores del NPC y las ENE_{CVS} se muestran en la figura 43 para los tres valores de energía no servida máxima permitida.



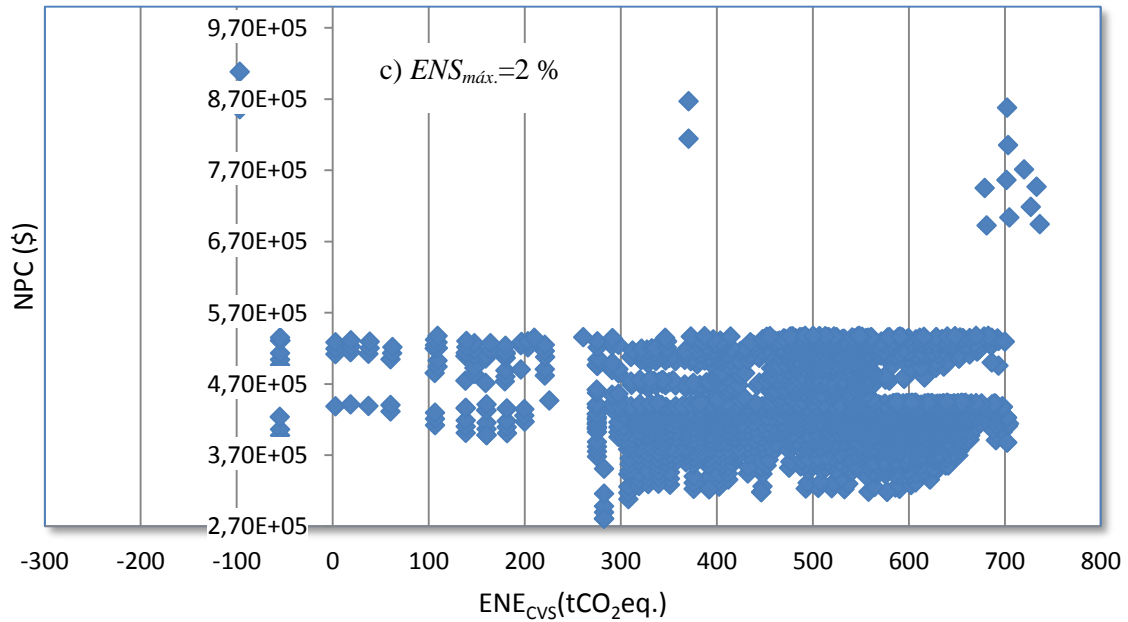
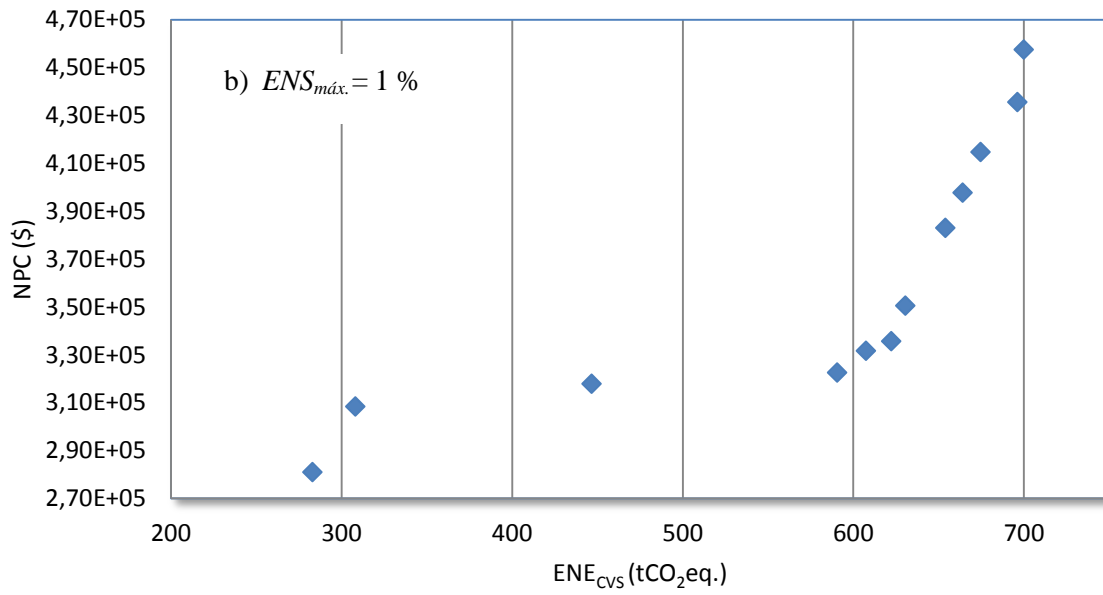
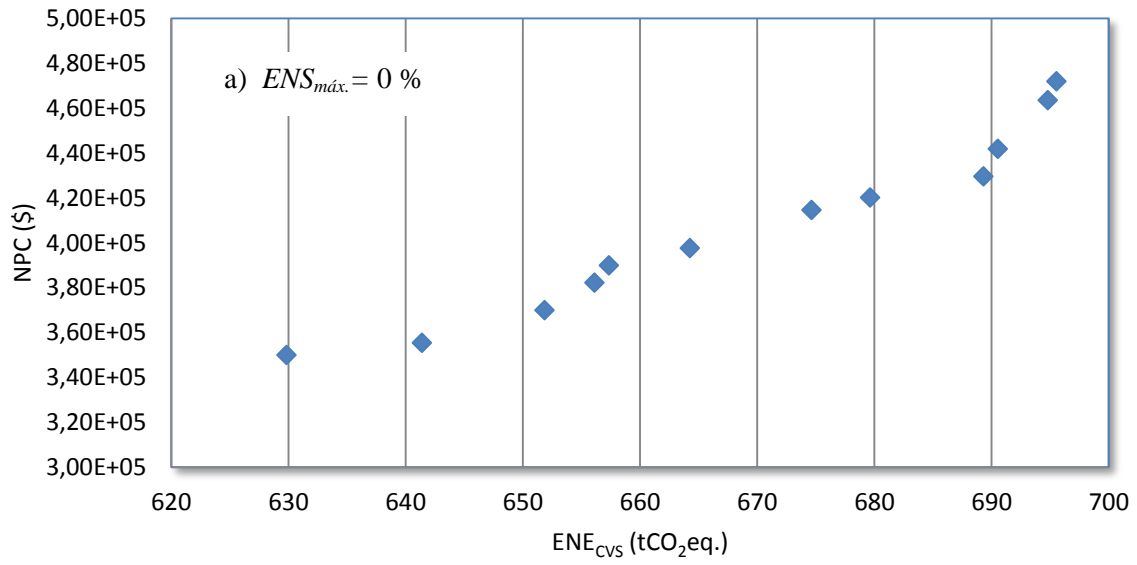


Figura 43. Grupo de soluciones factibles para tres valores de $ENS_{m\acute{a}x}$. Tamaño de la población: 3500 combinaciones de componentes

Como se puede observar en la figura anterior, en todos los casos aparecen soluciones en el lado negativo del eje de emisiones netas evitadas en el ciclo de vida. Esas soluciones aunque son técnicamente viables, pues cumplen con la restricción de máxima energía no servida, no lo son desde el punto de vista ambiental ya que generan más emisiones en el ciclo de vida que el sistema basado en generadores diesel, capaz de abastecer la misma demanda de energía. Por esta razón, ese subconjunto de soluciones son eliminadas de nuestro espacio de soluciones buscadas.

A partir de los conjuntos de soluciones factibles que aparecen en las gráficas de la figura 43, se seleccionaron los grupos de soluciones no dominadas (frente de Pareto) para cada caso de $ENS_{m\acute{a}x}$ evaluado. Se obtuvieron las siguientes gráficas.



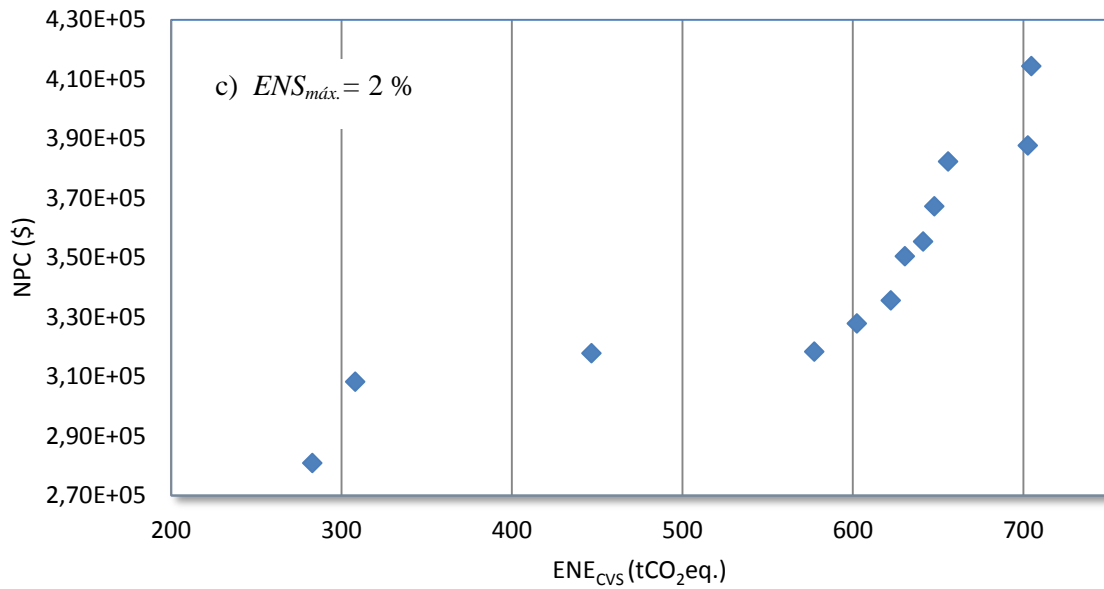


Figura 44. Grupos de soluciones no dominadas para tres valores de $ENS_{m\acute{a}x}$.

Como puede observarse en la figura 44, existen diferencias importantes entre el conjunto de soluciones no dominadas para 0 % de máxima energía no servida y los grupos de soluciones correspondientes a 1 % y 2 %. Las mayores diferencias ocurren entre los valores del NPC para cada una de las combinaciones de componentes, correspondientes a los respectivos valores de máxima energía no servida. Las diferencias existentes en los valores de las emisiones netas evitadas en el ciclo de vida, se acentúan entre las primeras 4 combinaciones de componentes de cada grupo de soluciones no dominadas. A partir de la quinta combinación de componentes, disminuyen las diferencias en las emisiones netas evitadas entre el grupo de soluciones para 0 % de máxima ENS y los grupos de soluciones para 1 % y 2 % de ENS . Entre estos dos últimos grupos no existen diferencias importantes en cuanto a emisiones netas evitadas, pero sí entre los valores del NPC .

A continuación se muestran las matrices de distancias y el correspondiente ordenamiento de los tres conjuntos de soluciones para las métricas $\pi = 1$, $\pi = 2$ y $\pi = \infty$.

Se ha considerado que el centro decisor ha proporcionado el siguiente vector de pesos preferenciales en relación a los criterios NPC , $ENS_{m\acute{a}x}$ y ENE_{CVS} :

$$W = [W_{NPC} = 0.5, W_{ENS_{m\acute{a}x}} = 0.2, W_{ENE_{CVS}} = 0.3]$$

Debemos tener en cuenta que los resultados mostrados seguidamente dependen del vector de pesos preferenciales. La solución compromiso cambia al cambiar el vector de pesos preferenciales.

Tabla 16. Matriz de distancia y ordenamiento de soluciones para $ENS_{m\acute{a}x.} = 0 \%$

Alternativas	L1	L2	L_{∞}
1	0.5000	0.3606	0.3000
2	0.3622	0.2651	0.2472
3	0.3209	0.2191	0.1995
4	0.3521	0.2269	0.1800
5	0.3444	0.2390	0.1744
6	0.3378	0.2417	0.1950
7	0.4669	0.3010	0.2648
8	0.4735	0.3175	0.2876
9	0.4015	0.3309	0.3264
10	0.3996	0.3774	0.3767
11	0.5021	0.4666	0.4654
12	0.5733	0.5053	0.5000

Debe observarse que en el caso de $ENS_{m\acute{a}x.} = 0 \%$ (Tabla 16), tanto para las métricas $\pi = 1$ y $\pi = 2$ la solución compromiso es la correspondiente a la alternativa número 3, mientras que para la métrica $\pi = \infty$ es la correspondiente a la alternativa número 5. Por las razones expuestas con anterioridad esta sería la solución compromiso que deberá ser elegida por el centro decisor.

Tabla 17. Matriz de distancia y ordenamiento de soluciones para $ENS_{m\acute{a}x.} = 1 \%$

Alternativas	L1	L2	L_{∞}
1	0.5000	0.3606	0.3000
2	0.3622	0.2651	0.2472
3	0.3209	0.2191	0.1995
4	0.3521	0.2269	0.1800
5	0.3444	0.2390	0.1744
6	0.3378	0.2417	0.1950
7	0.4669	0.3010	0.2648
8	0.4735	0.3175	0.2876
9	0.4015	0.3309	0.3264
10	0.3996	0.3774	0.3767
11	0.5021	0.4666	0.4654
12	0.5733	0.5053	0.5000

Para $ENS_{m\acute{a}x.} = 1 \%$ (Tabla 17), las soluciones compromisos son la número 6 para la métrica $\pi = 1$ y la número 4 para las métricas $\pi = 2$ y $\pi = \infty$. Para $ENS_{m\acute{a}x.} = 2 \%$ (Tabla 18) la solución compromiso es la misma en las tres métricas: la correspondiente a la alternativa número 6. Obsérvese que en todos los casos, los puntos extremos de cada grupo de soluciones no dominadas (correspondientes a las alternativas de menor NPC y mayor NPC , y por tanto las de menores y mayores valores de ENE_{CVS}) se encuentran alejados de la solución compromiso.

Tabla 18. Matriz de distancia y ordenamiento de soluciones para $ENS_{m\acute{a}x.} = 2 \%$

Alternativas	L1	L2	L ∞
1	0.5000	0.3606	0.3000
2	0.3622	0.2651	0.2472
3	0.3209	0.2191	0.1995
4	0.3521	0.2269	0.1800
5	0.3444	0.2390	0.1744
6	0.3378	0.2417	0.1950
7	0.4669	0.3010	0.2648
8	0.4735	0.3175	0.2876
9	0.4015	0.3309	0.3264
10	0.3996	0.3774	0.3767
11	0.5021	0.4666	0.4654
12	0.5733	0.5053	0.5000

A continuación se muestran las gráficas de NPC y ENE_{CVS} para las soluciones de menor costo, compromiso y de mayor costo para los tres valores de $ENS_{m\acute{a}x.}$ evaluados (Figuras 45 y 46). Puede observarse, que al aumentar el valor de máxima energía no servida permitida, los costos de cada una de las soluciones son menores, existiendo menos diferencias entre las soluciones de 1 % y 2 % respectivamente. También son menores los valores de las ENE_{CVS} , dados ambos comportamientos por los menores requerimientos de fiabilidad que exige un sistema a medida que aumenta el valor de la $ENS_{m\acute{a}x.}$ permitida.

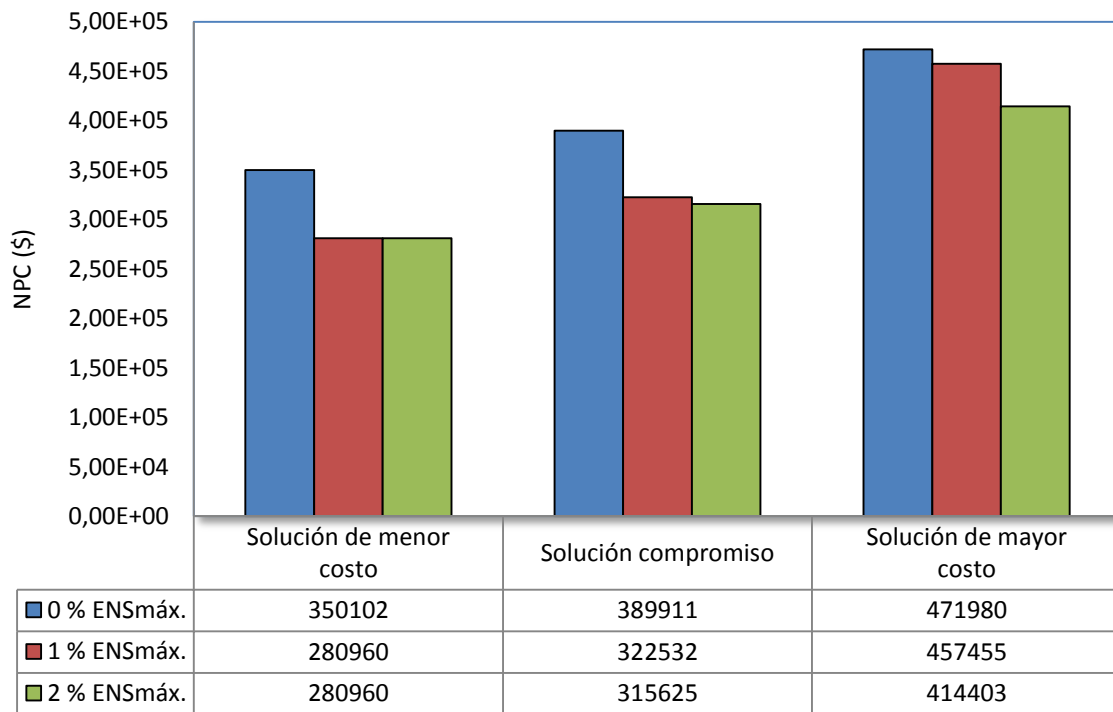


Figura 45. Comportamiento del NPC para las soluciones de menor costo, compromiso y de mayor costo.

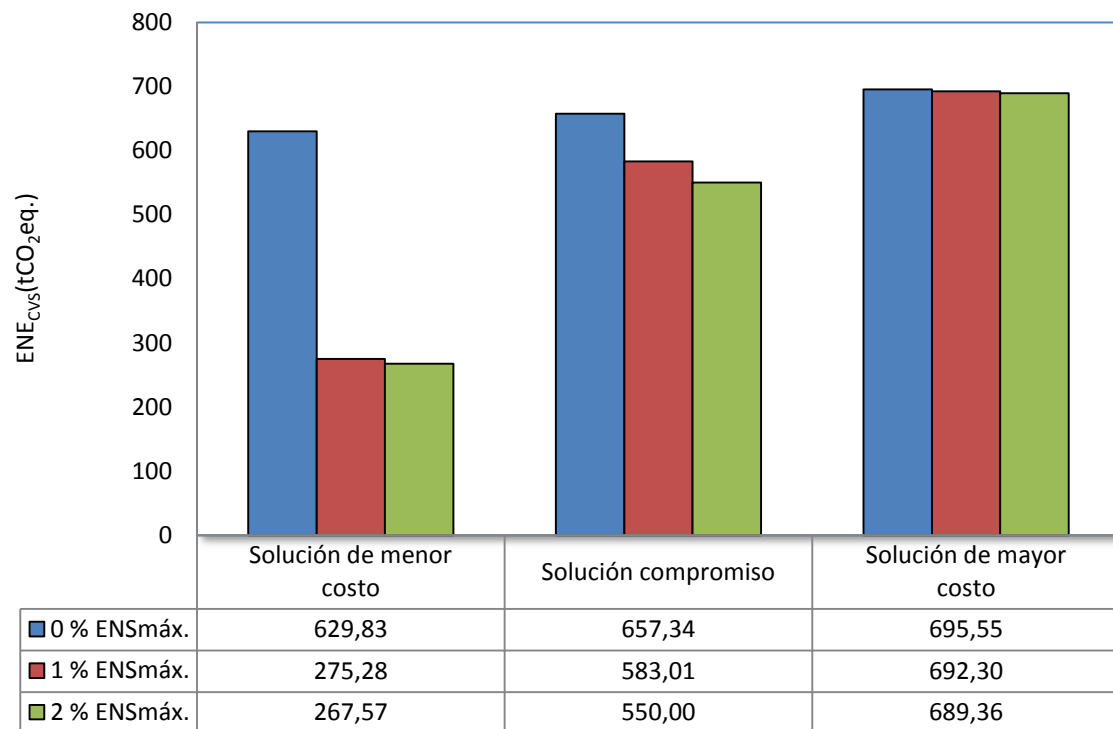


Figura 46. Comportamiento de las ENE_{CVS} para las soluciones de menor costo, compromiso y de mayor costo.

La figura 47 muestra las capacidades nominales por componentes para las soluciones compromiso de los tres valores de $ENS_{m\acute{a}x.}$ evaluados. Como era de esperar, un 0 % de energía no servida exigirá mayores valores de capacidad a instalar que en los casos en que se requiera menor fiabilidad en el suministro de electricidad.

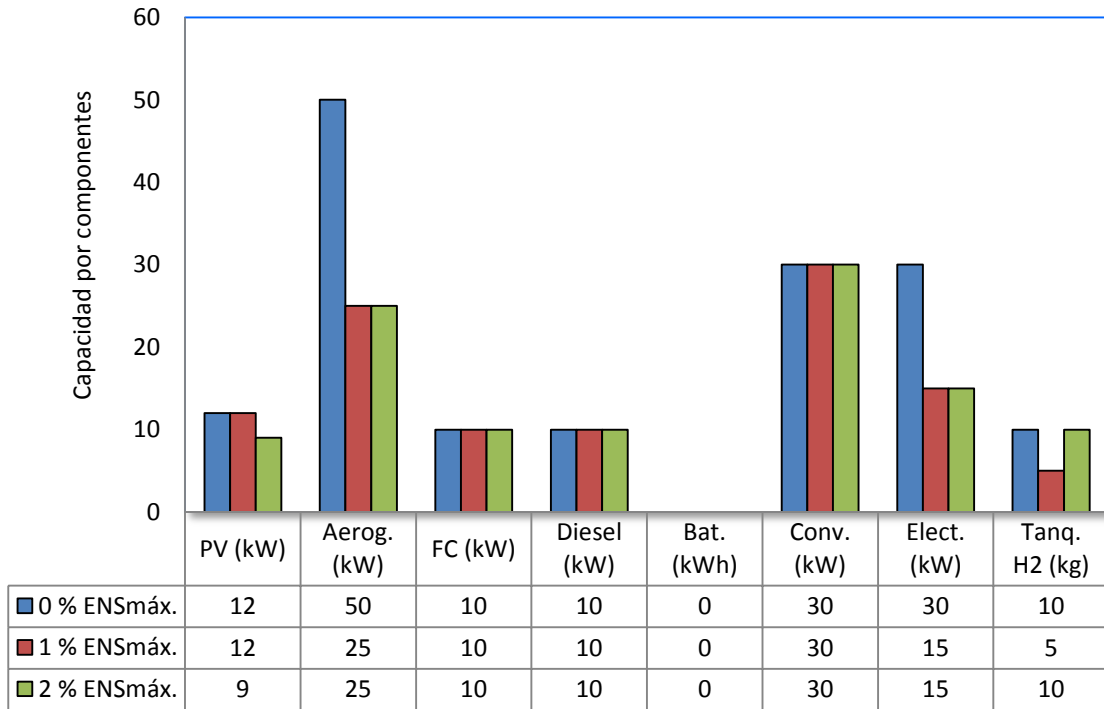


Figura 47. Capacidades nominales por componentes para las soluciones compromiso de los tres casos de $ENS_{m\acute{a}x.}$ evaluados.

El centro decisor en función de sus recursos financieros disponibles podrá elegir entre una solución y otra. De esta manera, por muy grande que sea su interés en evitar emisiones, si no dispone de los recursos para cubrir el costo que impone la solución compromiso o la de mayores emisiones evitadas, entonces tendrá que elegir alguna alternativa de menor costo, que cumpla con las exigencias de fiabilidad en el suministro de energía eléctrica para el caso particular evaluado.

4.3.1. Comparación de los resultados obtenidos mediante la aplicación del algoritmo propuesto con los obtenidos mediante el modelo HOGA.

Con el objetivo de validar el algoritmo propuesto en este trabajo de investigación, se realiza una comparación entre los resultados obtenidos mediante la aplicación del mismo y los obtenidos mediante la utilización del modelo HOGA para el caso de estudio de la comunidad Playa Caletones.

En este caso se ha considerado una disminución del costo del sistema de almacenamiento de hidrógeno de un 50 % y un precio del combustible diesel de 1.54 \$/litro. La utilización del modelo HOGA como base para la comparación, se justifica por el hecho de que este modelo realiza la optimización multiobjetivo de sistemas híbridos mediante algoritmos genéticos, incluyendo las emisiones en el ciclo de vida como una función a optimizar. Por otra parte, ya han sido publicados algunos artículos en revistas especializadas, que hacen uso de este modelo para realizar la optimización de sistemas híbridos.

En las figuras 48 y 49 se muestran los grupos de soluciones no dominadas, obtenidas para un 0 % de máxima energía no servida, mediante el modelo HOGA y mediante el algoritmo propuesto en este trabajo de investigación. Se ha utilizado el mismo vector de pesos preferenciales utilizado en los cálculos del apartado anterior.

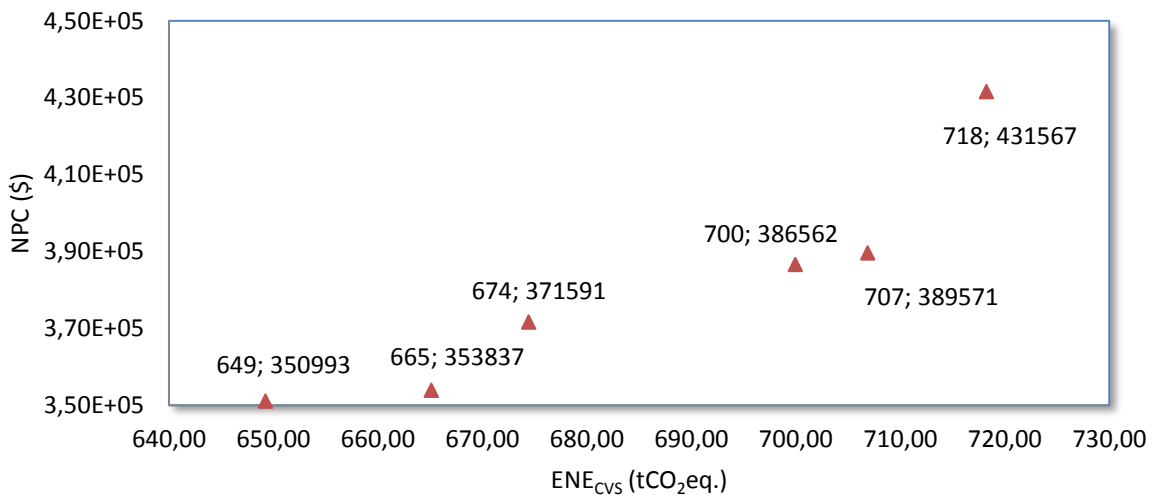


Figura 48. Grupo de soluciones no dominadas obtenidas mediante el modelo HOGA

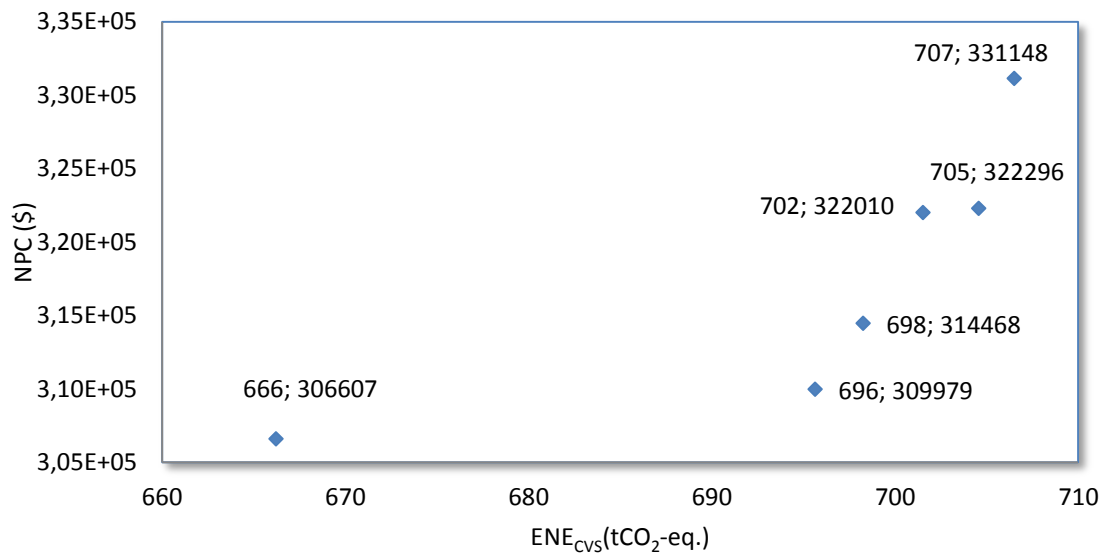


Figura 49. Grupo de soluciones no dominadas obtenidas mediante el algoritmo propuesto

Como se observa en las dos figuras anteriores el algoritmo propuesto en este trabajo de investigación genera un grupo de soluciones no dominadas, en los cuales los valores del NPC son menores que aquellos correspondientes a cada solución del grupo no dominado generado mediante el modelo HOGA.

A partir de la alternativa que representa la solución de mínimo costo, las alternativas siguientes se encuentran desplazadas hacia los mayores valores de las emisiones netas evitadas en el caso del algoritmo propuesto. En el caso del HOGA aparecen dos soluciones no dominadas, siguiendo a la de mínimo costo, cuyos valores de emisiones netas evitadas son inferiores a la de la segunda solución generada por el algoritmo propuesto.

Con el objetivo de mostrar las ventajas del grupo de soluciones no dominadas generadas por el algoritmo propuesto, en relación a las generadas por el modelo HOGA, se representa en la figura 50 lo que se ha denominado relación Costo/Beneficio. Esta relación expresa, para cada alternativa de sistema, cuánto costaría evitar la emisión de cada tonelada equivalente de dióxido de carbono en el ciclo de vida. Como podemos ver, cada una de las alternativas generadas por el algoritmo propuesto presenta menor relación Costo/Beneficio que aquella generada por HOGA.

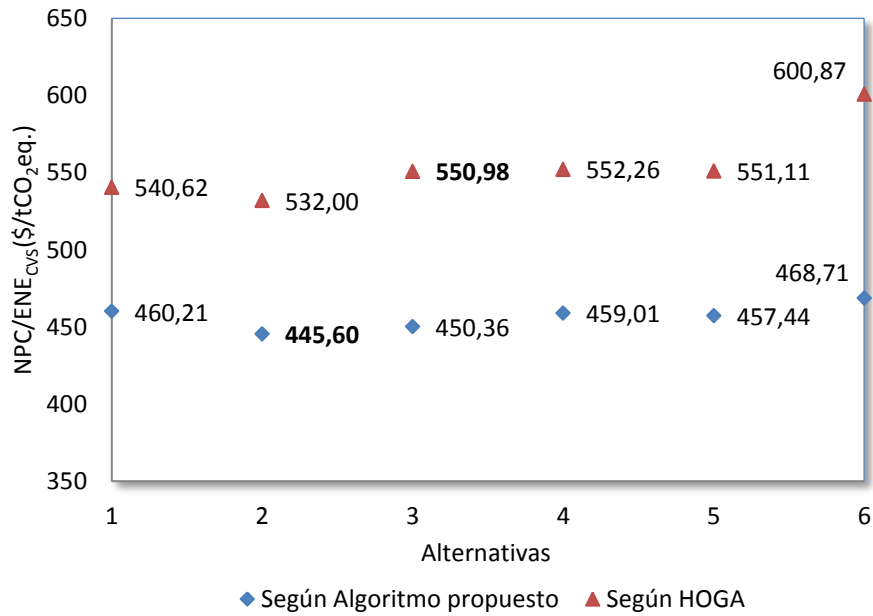


Figura 50. Relación Costo/Beneficio (NPC/ENE_{CVS}) correspondiente a cada una de las alternativas o soluciones no dominadas (en negritas la correspondiente a la solución compromiso en cada caso)

En la figura 51 se realiza una comparación entre la solución compromiso determinada mediante el algoritmo propuesto, la determinada a partir del grupo de soluciones no dominadas generado por HOGA y la alternativa de sistema fotovoltaico-baterías calculado mediante el método del “Mes peor”.

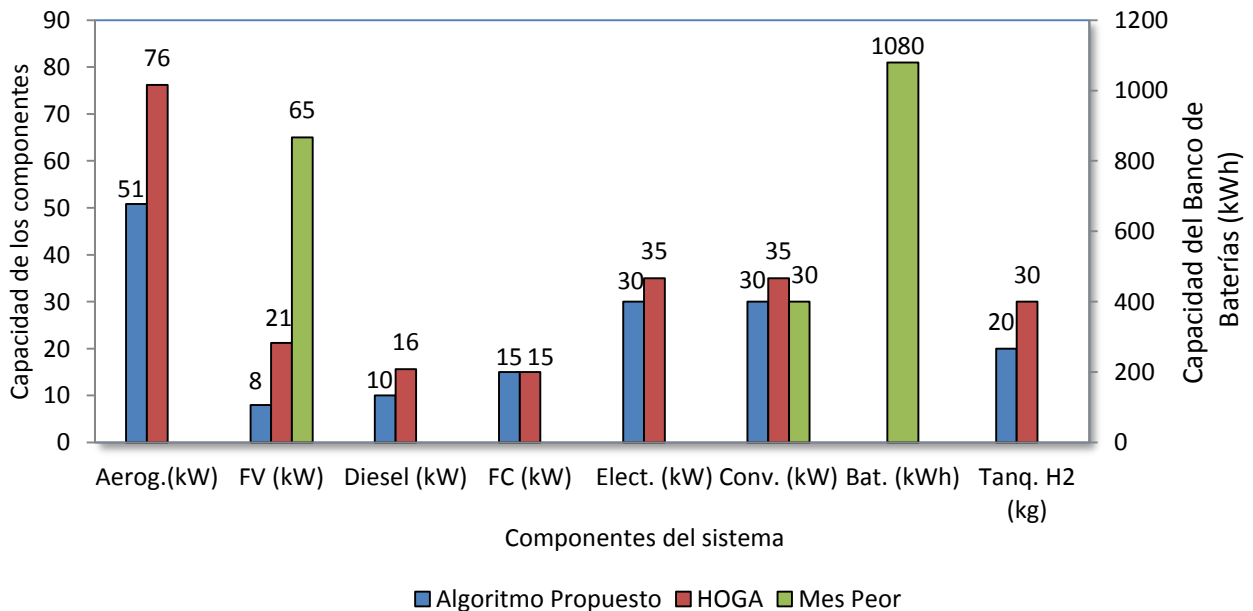


Figura 51. Capacidades nominales por componentes para las soluciones compromiso generada por el algoritmo propuesto y por HOGA y el sistema FV-baterías calculado por el “Mes peor”.

Podemos observar que las mayores diferencias entre las soluciones compromiso del algoritmo propuesto y el HOGA, tienen lugar en los sistemas de generación, principalmente en las potencias eólica y fotovoltaica necesarias. La solución compromiso obtenida mediante el algoritmo propuesto incluye dos aerogeneradores de 25.4 kW y 8 kW de paneles fotovoltaicos, mientras que la del HOGA incluye 76 kW eólicos (un aerogenerador más) y 21 fotovoltaicos (13 kW más).

Ambas soluciones compromiso eligen el almacenamiento de hidrógeno en vez del almacenamiento en baterías, como mejor opción para el almacenamiento de energía (téngase en cuenta que se ha considerado una disminución del 50 % en los precios del sistema de almacenamiento de hidrógeno). En ambos casos se ha impuesto la restricción de no conexión de baterías en paralelo, por las consecuencias negativas que este tipo de conexión tiene en la vida útil de tales sistemas de almacenamiento de energía.

Las dos soluciones compromiso analizadas son semejantes en cuanto a las capacidades de la celda de combustibles, electrolizador, convertidor y tanque de almacenamiento de hidrógeno. Por otra parte, la solución compromiso generada por el algoritmo propuesto (como comentamos antes) es menos costosa que la obtenida del grupo de soluciones no dominadas generadas por HOGA. Ambas, son menos costosas que el sistema fotovoltaico-baterías calculado mediante el método del “Mes peor” (Figura 52).

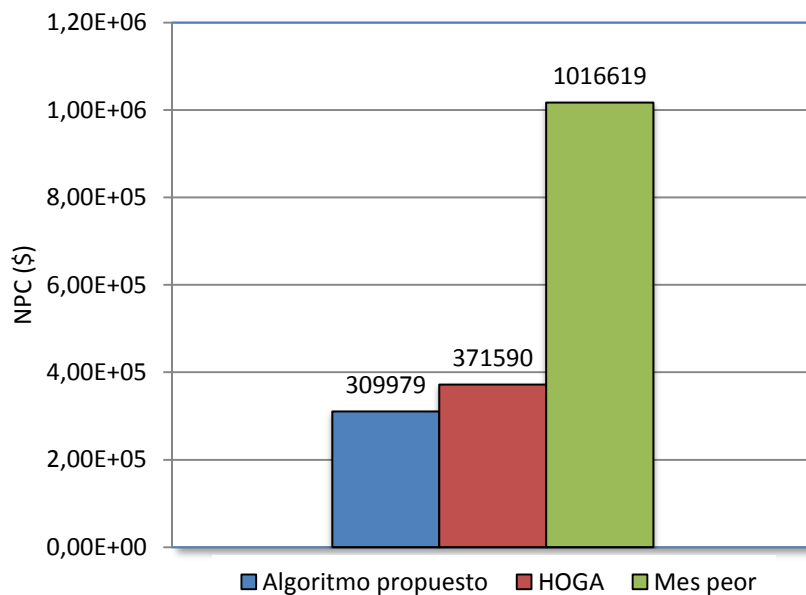


Figura 52. Comparación de las soluciones compromiso del algoritmo propuesto y del modelo HOGA, y el sistema FV-Baterías en cuanto al NPC.

En relación a las emisiones netas evitadas en el ciclo de vida por cada una de las soluciones compromiso, podemos observar sus diferencias en la figura 53. En el caso estudiado, el algoritmo propuesto genera una solución compromiso que evita 21.23 tCO₂eq. más que la solución compromiso generada por HOGA.

Debe observarse que la alternativa de sistema fotovoltaico-baterías no evita emisiones en el ciclo de vida, ya que genera más emisiones que las correspondientes al sistema diesel utilizado como “sistema base”. Es decir, sería preferible instalar generadores diesel pues sus emisiones en el ciclo de vida serían inferiores a las emitidas por el sistema fotovoltaico-baterías calculado según el método del “Mes peor” (Figura 53).

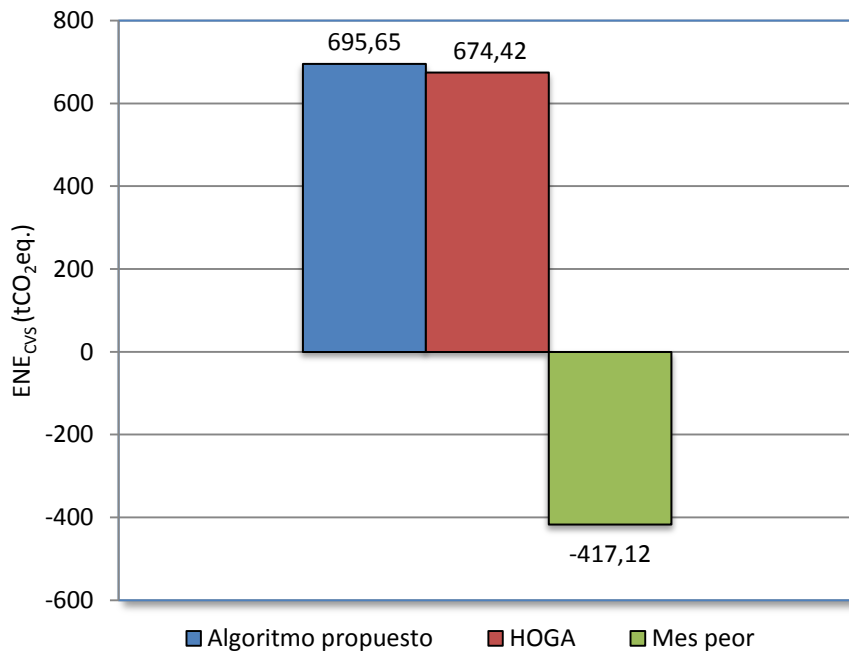


Figura 53. Comparación de las soluciones compromiso del algoritmo propuesto y del modelo HOGA, y el sistema FV-Baterías en cuanto a las ENE_{CVS}.

Las causas de las diferencias existentes entre las soluciones generadas por el algoritmo propuesto en este trabajo de investigación y las generadas por HOGA, son las siguientes:

- a) El modelo HOMER, utilizado para la optimización económica en el algoritmo propuesto, considera los generadores fotovoltaicos como un único panel y no como un grupo de paneles fotovoltaicos, como son considerados por HOGA. Esto hace que la potencia requerida por HOGA para los paneles fotovoltaicos sea mayor, ya que la eficiencia global de todo el

conjunto es menor que si se considerara como un único panel de igual potencia que la suma de cada uno de ellos.

- b) Las estrategias de control seguidas por ambos modelos son diferentes, cuyos detalles fueron descritos en los epígrafes I.1.2.1 y I.1.2.2.
- c) En el algoritmo propuesto, el cálculo de emisiones en el ciclo de vida de cada uno de los componentes del sistema se realiza por kWh de energía generada o almacenada, mientras que en HOGA se realiza por kW de capacidad nominal de cada uno de ellos.

Atendiendo a los análisis anteriormente realizados, se puede concluir que el algoritmo propuesto genera resultados comparables con los generados por el modelo HOGA, superando a este en los valores correspondientes de cada función objetivo, evaluada para cada una de las soluciones no dominadas.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

El análisis de los marcos teórico y contextual que caracterizan a los sistemas autónomos de generación de electricidad, demostró la existencia de oportunidades que favorecen su aplicación a corto, mediano y largo plazo, dado por la evolución esperada en los mercados energéticos mundiales. La persistencia de limitaciones prácticas que frenan su diseminación, sugiere el desarrollo de actividades de investigación que contribuyan a superar las barreras existentes. En este ámbito, el trabajo de investigación aquí presentado permitió el desarrollo de un algoritmo de optimización de sistemas autónomos, que contribuye al estado del arte de dicha temática aportando los siguientes elementos novedosos.

1. Se incorpora el análisis de *outliers* en los datos de velocidad del viento, previo al ajuste de su histograma de frecuencias mediante funciones de densidad de probabilidad, utilizando métodos robustos.
2. Se incorpora una etapa dedicada a la optimización del aerogenerador necesario para la aplicación en cuestión del sistema autónomo, en el sentido de lograr un mejor acoplamiento entre su curva de potencia y la distribución teórica de velocidades del viento en el sitio específico. Esto posibilita una adecuada selección del aerogenerador, maximizándose sus índices de producción de energía y contribuyendo a la optimización global del sistema.
3. Se utiliza la optimización enumerativa del modelo *HOMER* para generar un grupo de soluciones factibles (alternativas), que cumplen ciertas restricciones, para luego ser calculadas las emisiones netas evitadas en el ciclo de vida de cada alternativa. Este es un aspecto novedoso pues la optimización sería tanto económica como ambiental, siendo esta última realizada en el ciclo de vida de cada componente, y no en su vida útil como tiene lugar en trabajos precedentes.
4. Se generan grupos de soluciones eficientes (frentes de Pareto) para diferentes porcentos de energía no servida, obteniéndose curvas de isofiabilidad cuyos puntos corresponden a determinadas combinaciones de componentes del sistema.
5. Se introduce la programación compromiso, como una herramienta eficaz en el análisis de decisiones multicriterios, con lo cual se podrá seleccionar de cada curva de isofiabilidad la alternativa más cercana a la solución ideal.

Se realizó la validación del algoritmo propuesto, para lo cual este fue aplicado a la optimización multicriterio de un sistema aislado para la electrificación de una comunidad rural cubana, y los resultados fueron comparados con aquellos obtenidos mediante el modelo *HOGA*.

Las soluciones no dominadas generadas por el algoritmo propuesto, aunque son comparables con las generadas por el modelo *HOGA*, superan a las generadas por este último al alcanzar mejores valores en las funciones objetivo optimizadas: los valores del *NPC* son menores, mientras que los valores de las emisiones netas evitadas son mayores. De la misma manera las soluciones más próximas a la óptima, determinadas mediante la técnica de programación compromiso, son cuantitativamente superiores en el caso del algoritmo propuesto en relación a la determinada por *HOGA*.

ANEXOS

A.1. Propiedades del hidrógeno y algunas equivalencias

Propiedades

Densidad	0,0899 kg/Nm ³ (gas) 0,0708 kg/l (líquido)
Poder calorífico inferior	120 MJ/kg
Poder calorífico superior	141,86 MJ/kg
Límites de explosión	4,0 - 75,0% (concentración de H ₂ en aire)
Límites de detonación	18,3 - 59,0% (concentración de H ₂ en aire)
Capacidad calorífica específica	C _p =14,199 J/(kgK) C _v =10,074 J/(kgK)
Coefficiente de difusión	0,61 cm ² /s

Equivalencias hidrógeno–energía

Masa H ₂ (kg)	H ₂ gas (Nm ³)	H ₂ líquido ¹⁵ (litros)	Energía ¹⁶ (MJ)	Energía ¹⁶ (kWh)
1	11,12	14,12	120	33,33
0,0899	1	1,270	10,8	3,00
0,0708	0,788	1	8,495	2,359
0,00833	0,0926	0,1177	1	0,278
0,0300	0,333	0,424	3,6	1

Equivalencias caudal de hidrógeno–potencia eléctrica

kg/h de H ₂	Nm ³ /h de H ₂ gas	Litros/h de H ₂ líquido ¹	Potencia ² (kW)
1	11,12	14,12	33,33
0,0899	1	1,270	3,00
0,0708	0,788	1	2,359
0,00833	0,0926	0,1177	0,278
0,0300	0,333	0,424	1

¹⁵ El hidrógeno es líquido a presión atmosférica por debajo de 20,39 K

¹⁶ Basado en poder calorífico inferior

**Comparativa hidrógeno-otros combustibles
(valor energético basado en poder calorífico inferior)**

1 kg de H ₂	2,78 kg de gasolina
	2,80 kg de gasóleo
	2,40 kg de metano
	Entre 2,54 y 3,14 kg de gas natural (dependiendo de la composición de este)
	2,59 kg de propano
	2,62 kg de butano
<hr/>	
1 litro de H ₂ líquido	0,268 litros de gasolina
	0,236 litros de gasóleo
	0,431 litros de metanol
<hr/>	
1 litro de H ₂ (a 350 bar)	0,0965 litros de gasolina
	0,0850 litros de gasóleo
	0,240 litros de metano (a 350 bar)
	Entre 0,3 y 0,35 litros de gas natural (a 350 bar)
	0,117 litros de propano (a 350 bar)
	0,127 litros de butano (a 350 bar)
<hr/>	
	0,191 litros de metanol

A.2. Valores de la función Gamma para $1 < p < 2$

p	$\Gamma(p)$	p	$\Gamma(p)$
1	1.000000	1.5	0.886227
1.02	0.988844	1.52	0.887039
1.04	0.978438	1.54	0.888178
1.06	0.968744	1.56	0.888639
1.08	0.959725	1.58	0.891420
1.1	0.951351	1.6	0.893515
1.12	0.943590	1.62	0.895924
1.14	0.936416	1.64	0.898642
1.16	0.929803	1.66	0.901668
1.18	0.923728	1.68	0.905001
1.2	0.918169	1.7	0.908639
1.22	0.913106	1.72	0.912581
1.24	0.908521	1.74	0.916826
1.26	0.904397	1.76	0.921375
1.28	0.900718	1.78	0.926227
1.3	0.897471	1.8	0.931384
1.32	0.894640	1.82	0.936845
1.34	0.892216	1.84	0.942612
1.36	0.890185	1.86	0.948687
1.38	0.888854	1.88	0.955071
1.4	0.887264	1.9	0.961766
1.42	0.886356	1.92	0.968774
1.44	0.885805	1.94	0.976099
1.46	0.885604	1.96	0.983743
1.48	0.885747	1.98	0.991708
		2	1.000000

A 3. Ligas de interés

- ✓ Agencia Internacional de Energía
<http://www.iea.org>
- ✓ Asociación Americana de Energía Eólica
<http://www.awea.org>
- ✓ Asociación Danesa de la Industria Eólica
<http://www.windpower.org>
- ✓ Asociación Europea de Energía Eólica
<http://www.ewea.org>
- ✓ Asociación Internacional para la Energía de Hidrógeno
<http://www.iahe.org>
- ✓ Asociación Latinoamericana de Energía Eólica
<http://www.lawea.org>
- ✓ Asociación Mexicana de Energía Eólica
<http://www.amdee.org>
- ✓ Asociación Mundial de Energía Eólica
<http://www.wwindea.org>
- ✓ Biblioteca Digital de la UNAM
<http://dgb.unam.mx>
- ✓ Consejo Mundial de la Energía Eólica
<http://www.gwec.net>
- ✓ HOMER Energy
<http://www.homerenergy.com>
- ✓ Universidad de Zaragoza
<http://www.unizar.es>

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFIA

- [1] Informe sobre el desarrollo mundial. Desarrollo y cambio climático. (2010). Banco Mundial. Disponible en línea en: <http://www.worldbank.org>.
- [2] World Energy Outlook. Resumen Ejecutivo. (2009). International Energy Agency. Disponible en línea en: <http://www.worldenergyoutlook.org>.
- [3] Lastres D. O (2007). Simulación de sistemas eólicos autónomos con almacenamiento de hidrógeno. Ph.D Tesis. CIE-UNAM. México.
- [4] Korpås M. (2004). Distributed Energy Systems with Wind Power and Energy Storage. Ph.D Tesis. Norwegian University of Science and Technology. Disponible en línea en: <http://mdh.diva-portal.org/smash/get/diva2:122023/FULLTEXT01>.
- [5] Sovacool K. B. and Hirsh F. R. (2008). Island wind-hydrogen energy: A significant potential US resource. Technical Note. Renewable Energy, Volume 33(8), pp. 1928–1935.
- [6] Nakken T., Strand L.R., Frantzen E., Rohden R., and Eide P.O. (2005). The Utsira wind-hydrogen system-operational experience. Norsk Hydro ASA, N-0246 OSLO. Norway.
- [7] Gazey R., Salman S.K., Aklil-D'Halluin D.D. (2006). A field application experience of integrating hydrogen technology with wind power in a remote island location. Journal of Power Sources, Volume 157 (2), pp. 841–847.
- [8] Glöckner R., Kloed C., Nyhammer F. and Ulleberg Ø. (2002). Wind/hydrogen systems for remote areas. A norwegian case study. In Proceedings of WHEC 2002 - 14th World Hydrogen Energy Conference, Montreal, 9-14 June 2002.
- [9] Grimsmo L.N., Korpås M., Gjengedal T. and Møller-Holst S. (2004). A Study of a Stand-Alone Wind and Hydrogen System. Nordic Wind Power Conference, 1-2 March. Chalmers University of Technology.
- [10] Nelson D.B., Nehrir M.H. and Wang C. (2006). Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems. Nota Técnica. Renewable Energy, Volume 31 (10), pp. 1641–1656.
- [11] Kasseris E., Samaras Z. and Zafeiris D. (2007). Optimization of a wind-power fuel-cell hybrid system in an autonomous electrical network environment. Renewable Energy, Volume 32 (1), pp. 57–79.
- [12] Ntziachristos L., Kouridis C., Samaras Z., and Pattas K. (2005). A wind-power fuel-cell hybrid system study on the non-interconnected Aegean islands grid. Renewable Energy 30 (10), pp.

1471–1487.

- [13] Samaniego J., Alija F., Sanz S., Valmaseda C. and Frechoso F. (2008). Economic and technical analysis of a hybrid wind fuel cell energy system. *Renewable Energy*, Volume 33 (5), pp. 839–845.
- [14] Posadillo R. and Luque R. L. (2008). A sizing method for stand-alone PV installations with variable demand. *Renewable Energy*, Volume 33 (5), pp. 1049–1055.
- [15] Khan M.J. and Iqbal M.T. (2009). Analysis of a small wind-hydrogen stand-alone hybrid energy system. *Applied Energy*, Volume 86 (11), pp. 2429–2442.
- [16] Abdullah M.O., Yung V.C., Anyi M., Othman A.K., Ab. Hamid K.B. and Tarawe J. (2010). Review and comparison study of hybrid diesel/solar/hydro/fuel cell energy schemes for a rural ICT Telecenter. *Energy*, Volume 35 (2), pp.639–646.
- [17] Sopian K., Mohd Z. I., Wan Ramli W. D., Mohd Y. O., Baharuddin Y. and Nowshad A. (2009). Performance of a PV–wind hybrid system for hydrogen production. *Renewable Energy*, Volume 34 (8), pp. 1973–1978.
- [18] Dufo L.R and Bernal A. J.L. (2008). Multi-objective design of PV– wind– diesel– hydrogen– battery systems. *Renewable Energy*, Volume 33 (12), pp. 2559-2572.
- [19] Kashefi K. A., Riahy G.H. and Kouhsari SH.M. (2009). Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generating system, considering component outages. *Renewable Energy*, Volume 34 (11), pp. 2380-2390.
- [20] Hakimi S.M. and Moghaddas-Tafreshi S.M. (2009). Optimal sizing of a stand-alone hybrid power system via particle swarm optimization for Kahnouj area in south-east of Iran. *Renewable Energy*, Volume 34 (7), pp. 1855-1862.
- [21] Dufo L. R. (2007). Dimensionado y control óptimos de sistemas híbridos aplicando algoritmos evolutivos. Ph.D. Tesis. Universidad de Zaragoza. Disponible en línea en: <http://www.unizar.es/rdufo/Tesis.htm>.
- [22] Seeling-Hochmuth, G.C. (1997). A combined optimization concept for the design and operation strategy of hybrid-PV energy systems. *Solar energy*, Volume 61 (2), pp. 77-87.
- [23] Seeling-Hochmuth, G.C. (1998). Optimisation of hybrid energy systems sizing and operation control. A dissertation presented to the University of Kassel in Candidacy for the Degree of Dr.-Ing. Disponible en línea en: <http://www.upress.uni-kassel.de/online/frei/978-3-933146-19-9.volltext.frei.pdf>.

- [24] Koutroulis, E., Kolokotsa, D., Potirakis A. and Kalaitzakis, K. (2006). Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms. *Solar Energy*, Volume 80 (9), pp. 1072–1088.
- [25] Bernal J.L., Dufo L. R., and Rivas-Ascaso D.M. (2006). Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions. *Renewable Energy*, Volume 31 (14), pp. 2227–44.
- [26] *HOMER*. Hybrid Optimization Model for Electric Renewables. Disponible para descarga libre en: <http://www.homerenergy.com>.
- [27] Lambert T., Gilman P. and Lilienthal P: «Micropower system modeling with *HOMER*». En: *Integration of alternative sources of energy*. New Jersey. Wiley Interscience. John Wiley & Sons, Inc. 2006, pp. 379-418.
- [28] *HOGA*. Versión 1.94. Manual del Usuario. (2008). 99 p. Disponible en línea en: <http://www.unizar.es/rdufo/hoga.htm>.
- [29] Santianes C. M.J., Martínez P. M., Jiménez C. J.A. (2008). Aerogeneradores de potencia inferior a 100 kW. 37 p. Disponible en línea en: http://www.ciemat.es/recursos/doc/Areas_Actividad/Prospectiva_Tecnologica/34301686_2112_00911951.pdf.
- [30] Burton T., Sharpe D., Jenkins N. and Bossanyi E. (2001). *Wind energy handbook*. Wiley Interscience. England. John Wiley & Sons, Inc., pp. 43-207.
- [31] Tar K. (2008). Some statistical characteristics of monthly average wind speed at various heights. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 12 (6), pp. 1712–1724.
- [32] Justus, C. G., Hargraves W. R., Mikhail A. and Graber D. (1978). Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Applied Meteorology*, Volume 17 (3), pp. 350-353.
- [33] *Hydrogen & Fuel Cells. Review of National R&D Programs*. (2004). International Energy Agency. Disponible en línea en: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/hydrogen.pdf>.
- [34] Larminie J. and Dicks A. (2003). *Fuel Cell Systems Explained*. Second Edition. Wiley Interscience. England. John Wiley & Sons, Inc., pp. 48-60.
- [35] Chamberlin C. E., Kim J., Lee S.-M., and Srinivasan S. (1995) Modeling of proton exchange membrane fuel cell performance with an empirical equation. *Journal of Electrochemical Society*, Volume 142 (8), pp. 2670–2674.
- [36] Botas J.A., Calles J.A., Dufour J. y San Miguel G. La economía del hidrógeno. Una visión global sobre la revolución energética del siglo XXI. Disponible en línea en:

<http://www.aecientificos.es/empresas/aecientificos/documentos/LAECONOMIADELHIDROGENO.pdf>

- [37] 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.
- [38] 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.
- [39] Amada M. J. Curso de energía eólica. Master Europeo en Energías Renovables y Eficiencia Energética. Universidad de Zaragoza. 108 p.
- [40] Lecuona N. A. (2002). La energía eólica: Principios básicos y tecnología. Leganés. Versión 4.0. 81 p.
- [41] Álvarez C. (2006). Energía eólica. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid. 171 p.
- [42] Ackermann T. (2005). Wind Power in Power Systems. Wiley Interscience. England. John Wiley & Sons, Inc. 745 p.
- [43] Manwell J.F., McGowan J.G. and Rogers A.L. (2002). Wind energy explained. Theory, design and application. Wiley Interscience. England. John Wiley & Sons, Inc. 590 p.
- [44] Soltura R., Martín G., Díaz J. C., Rodríguez G., Ayala L., *et al.* (2003). Evaluación del potencial eólico en Cuba. Aplicaciones del WASP: Atlas Eólico de la Isla de la Juventud. Memorias de la Conferencia Internacional CIER 2003. Habana, Cuba.
- [45] Touré S. (2005). Investigations on the Eigen-coordinates method for the 2-parameter Weibull distribution of wind speed. Renewable Energy, Volume 30 (4), pp. 511–521.
- [46] Justus, C. G. and Mikhail A. (1976). Height variation of wind speed and wind distribution statistics. Geophysical Research Letters, Volume 3 (5), pp. 261-264.
- [47] Jaramillo O.A. and Borja M.A (2004). Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico: a bimodal probability distribution case. Renewable Energy, Volume 29 (10), pp. 1613–1630.
- [48] Li M. and Li X. (2005). MEP-type distribution function: a better alternative to Weibull function for wind speed distributions. Renewable Energy, Volume 30 (8), pp. 1221–1240.
- [49] Akpinar S. and Akpinar K. E. (2007). Wind energy analysis based on maximum entropy principle (MEP)-type distribution function. Energy Conversion and Management, Volume 48 (4), pp. 1140-1149.

- [50] Carta J.A and Ramírez P. (2007). Analysis of two-component mixture Weibull statistics for estimation of wind speed distributions. Technical Note. *Renewable Energy*, Volume 32 (3), pp. 518–531.
- [51] Carta J.A., Ramírez P. and Bueno C. (2008). A joint probability density function of wind speed and direction for wind energy analysis. *Energy Conversion and Management*, Volume 49 (6), pp. 1309-1320.
- [52] Cadenas E. y Rivera W (2008). Análisis estadístico de mediciones de la velocidad del viento utilizando la técnica de valores desviados. Simposio de Meteorología. Santiago de Querétaro. México.
- [53] Verma, S.P. (2005). *Estadística Básica para el Manejo de Datos Experimentales: Aplicación en la Geoquímica (Geoquimiometría)*: México, D. F., Universidad Nacional Autónoma de México, 186 p.
- [54] Barnett V. and Lewis T., (1994). *Outliers in Statistical Data*. 3rd ed. John Wiley and Sons Ltd. USA.
- [55] Celik A. (2003). Assessing the suitability of wind speed probability distribution functions based on wind power density. *Renewable Energy*, Volume 28 (10), pp.1563–1574.
- [56] Pinedo P.I. (2007). *Aplicación de los sistemas de información geográfica a la integración de las energías renovables en la producción de electricidad en las comunidades rurales. Caso de estudio: Electrificación del Municipio Cubano de Guamá*. Editorial CIEMAT. Madrid, España.
- [57] Gavaldá G. O. (2004). *Market Analysis. The Demand Side*. HSAPS Workshop. 22nd of January 2004. Pikermi, Greece.
- [58] Jenny A., Hechavarría F.F. and Mosler H.J. (2007). Psychological Factors Determining Individual Compliance with Rules for Common Pool Resource Management: The Case of a Cuban Community Sharing a Solar Energy System. *Human Ecology*, Volume 35 (2), pp. 239–250.
- [59] Santos P. J.F. y Llamas L. P. Metodología de ayuda a la decisión para la electrificación rural apropiada en países en vías de desarrollo. Disponible en línea en <http://www.iit.upcomillas.es/docs/03FSP01.pdf>.
- [60] Jangamshetti S. H. and Rau G. (2001). Normalized power curves as a tool for identification of optimum wind turbine generator parameters. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Volume 16 (3), pp. 283-288.
- [61] Jangamshetti S. H. and Rau G. (1999). Site matching of wind turbine generators: a case study. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Volume 14 (4), pp. 1537-1543.

- [62] Katsigiannis Y.A., Georgilakis P.S. and Karapidakis E.S. Multiobjective genetic algorithm solution to the optimum economic and environmental performance problem of small autonomous hybrid power systems with renewable. Available online in: <http://users.ntua.gr/pgeorgil/Files/J44.pdf>.
- [63] Weisser D. (2007). A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. *Energy*, Volume 32 (9), pp. 1543-1559.
- [64] Dones, R., Heck, T. and Hirschberg, S. (2004). Greenhouse gas emissions from energy systems, comparison and overview. *Encyclopedia of Energy*, Volume 3 (xx), pp. 77-95.
- [65] Khan F.I., Hawboldt K., and Iqbal M.T. (2005). Life cycle analysis of wind–fuel cell integrated system. *Renewable Energy*, Volume 30 (2), pp. 157–177.
- [66] Schleisner L. (2000). Life cycle assessment of a wind farm and related externalities. *Renewable Energy*, Volume 20 (3), pp. 279–288.
- [67] Kemmoku Y, Ishikawa K, Nakagawa S, Kawamoto T, Sakakibara T. (2002). Life cycle CO₂ emissions of a photovoltaic/wind/diesel generating system. *Electrical Engineering in Japan*, Volume 138 (2), pp. 14–23.
- [68] Voorspools K.R., Brouwers E.A., D’haeseleer W.D. (2000). Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in ‘emission-free’ plants: results from the low countries. *Applied Energy* 67 (3), pp. 307–330.
- [69] Romero C. (1996). *Análisis de las decisiones multicriterio*. Publicaciones de Ingeniería de Sistemas. Isdefe. Madrid. 115 p.