

82
2ej



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ELECTRIFICACIÓN RURAL DE
COMUNIDADES AISLADAS
CON UN SISTEMA HÍBRIDO
EÓLICO - FOTOVOLTAICO - DIESEL**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N
VÍCTOR HUGO GONZÁLEZ SÁNCHEZ
OFELIA RODRIGUEZ VALDEZ
VÍCTOR SALINAS NUÑEZ
MEXICO, D.F. 1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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.

**Mira cada camino de cerca y con intención.
Pruébalo tantas veces como consideres necesario.
Luego hazte a ti mismo, y a ti solo, una pregunta:
¿tiene corazón este camino?
Si tiene, el camino es bueno; si no, de nada sirve.
Ningún camino lleva a ninguna parte,
pero uno tiene corazón y el otro no.
Uno hace gaseos el viaje; mientras lo sigas,
eres uno con él.
El otro te hará maldecir tu vida.
Uno te hace fuerte; el otro te debilita.**

Carlos Castaneda

**A nuestros padres, hermanos, familiares y amigos por su
inesquecible apoyo, y comprensión.
A nuestra Universidad que nos brinda la formación profesional
y humana necesaria para servir a nuestra Patria.
A todos nuestros profesores por compartir sus conocimientos
y experiencias.**

¡GRACIAS!!!

INDICE

Presentación	VN
Captulo I: Electrificación Rural en México	
I.1 Historia De La Electrificación Rural En México	2
I.2 Situación Actual De Las Comunidades Rurales En México	3
I.3 Sistemas Actuales De Generación	5
I.3.1 Sistemas Convencionales De Generación	5
I.3.2 Sistemas No Convencionales De Energía	7
I.4 Planteamiento	9
Bibliografía	10
Captulo II: Sistema Eolicoéctrico	
II.1 Introducción	12
II.2 Generalidades	12
II.3 Aprovechamiento De La Energía Eólica	13
II.3.1. Determinación De Una Zona Con Potencial Eólico	13
II.3.2 Escala Beaufort	14
II.3.3 Equipo De Adquisición De Datos	15
II.4 Usos Y Aplicaciones De La Energía Eólica	20
II.5 Aerogeneradores	21
II.5.1 Clasificación De Los Aerogeneradores	21
II.5.1.1 Aerogenerador De Eje Vertical	21
II.5.1.2 Aerogenerador De Eje Horizontal	21
II.5.2. Conceptos Preliminares	22
II.5.2.1 Definiciones	25
II.6 Aerogenerador De Eje Horizontal De Baja Potencia	28
II.6.1 Definición	28
II.6.2 Componentes Básicos	28
II.6.3 Principio De Operación	30
II.6.4 Protección Al Aerogenerador Contra Descargas Atmosféricas	31
II.6.5 Protección De Las Aspas	33
II.6.6 Protección Al Equipo Electrónico	34
II.6.7 Protección Al Generador	35
II.6.8 Conductores De Bajada	36
II.6.9 Sistema De Tierras	36
II.8 Ventajas Y Desventajas	38
II.9 Situación En México	38
Bibliografía	41
Captulo III: Sistema Fotovoltaico	
III.1 Conceptos Preliminares	44
III.2 Usos De La Energía Solar	47
III.3 Semiconductores	50
III.4 Efecto Fotovoltaico	52
III.5 Celdas Solares	53
III.5.1 Circuito Equivalente	54
III.6 Módulos Fotovoltaicos	57
III.7 Conjuntos	58
III.8 Sistemas Fotovoltaicos	58
III.8.1 Protecciones	61

Indice

III.9 Recomendaciones	62
III.10 Determinación De La Zona De Instalación	66
III.11 Mapas De Insolación	67
III.12 Glosario De Términos	67
Bibliografía	71

Capítulo IV: Plantas Eléctricas de Combustión Interna Diesel

IV.1 Delineación Preliminar	74
IV.2 Partes De Una Planta Eléctrica De Combustión Interna Diesel	75
IV.3 Motor De Combustión Interna Diesel	76
IV.3.1 Introducción Al Motor De Combustión Interna Diesel	76
IV.3.2 Definiciones Básicas Del Motor De Combustión Interna Diesel	77
IV.3.3 Clasificación Del Motor De Combustión Interna Diesel	78
IV.3.4 Principio De Funcionamiento Del Motor Diesel	78
IV.3.5 Componentes De Un Motor Diesel	79
IV.3.6 Sistemas Del Motor De Combustión Interna Diesel	80
IV.4 Generador Síncrono	82
IV.4.1 Conceptos Básicos De Generadores De Corriente Alterna	83
IV.4.2 Descripción General De Un Generador Síncrono Sin Escobillas	85
IV.4.3 Componentes Mecánicos	86
IV.4.4 Operación Eléctrica Del Generador De Potencia	87
IV.4.5 Regulador Electrónico De Voltaje	89
IV.5 Partes Complementarias De Una Planta Eléctrica De Combustión Interna	91
IV.5.1 Circuito De Control, De Transferencia Y Paro	92
IV.6 Elementos Auxiliares De Una Planta Eléctrica De Combustión Interna Diesel	93
IV.6.1 Sistema De Alimentación De Combustible	94
IV.6.2 Sistema De Lubricación	94
IV.6.3 Sistema De Enfriamiento	94
IV.6.4 Sistema De Admisión Y Escape	95
IV.6.5 Sistema De Arranque	96
IV.7 Arreglo Típico De Una Planta Eléctrica De Combustión Interna	96
IV.8 Aplicaciones	98
IV.9 Aplicación De Generadores Diesel Para La Electrificación De Comunidades Rurales	99
Bibliografía	102

Capítulo V: Sistema Híbrido

V.1 Introducción	104
V.2 Clasificación De Sistemas Híbridos	106
V.2.1 Sistema Híbrido Serie	106
V.2.2 Sistema Híbrido De Alimentación Alternada	107
V.2.3 Sistema Híbrido Paralelo	107
V.3 Descripción De Los Elementos	108
V.3.1 Inversores	108
V.3.1.1 Clasificación	108
V.3.1.2 Conceptos Básicos De Los Inversores Por Conmutación	109
V.3.1.3 Inversores Trifásicos	113
V.3.1.4 Operación Del PWM	116
V.3.1.5 Protección Del Inversor	117
V.3.1.6 Instalación	119
V.3.2 Banco De Baterías	119
V.3.2.1 Clasificación	119
V.3.2.2 Conceptos Básicos	120

Índice

V.3.2.3 Baterías De Plomo-Ácido	123
V.3.2.4 Principio De Operación	125
V.3.2.5 Comentarios	127
V.3.3 Sistema General Central (CGS)	128
Bibliografía	134

Capítulo VI: Metodología de Cálculo de un Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico-Diesel

VI.1 Diagnóstico De Una Comunidad Rural	136
VI.2 Jerarquización De Los Usos De La Energía Eléctrica En Comunidades Rurales	137
VI.2.1 Usos Domésticos	137
VI.2.2 Usos Comunitarios	139
VI.2.3 Usos Productivos	146
VI.3 Características De La Carga	146
VI.3.1 Definición De Los Principales Factores	146
VI.4 Uso Racional De La Energía	155
VI.5 Elaboración De La Curva De Demanda Diaria Estimada De Una Comunidad Rural	158
VI.6 Metodología De Cálculo De Las Fuentes De Generación	160
VI.6.1 Metodología De Cálculo Para La Selección De Un Aerogenerador	160
VI.6.1.1 Cuantificación De La Energía Requerida Para La Carga	161
VI.6.1.2 Estimación De La Energía Que Proporciona El Aerogenerador	162
VI.6.1.3 Cálculo Del Histograma De Velocidades De Viento	162
VI.6.1.4 Selección Del Aerogenerador	166
VI.6.2 Cálculo Del Sistema Fotovoltaico	166
VI.6.3 Selección De Una Planta Eléctrica De Combustión Interna Diesel	168
VI.6.4 Cálculo Del Banco De Baterías	170
VI.6.5 Selección Del Inversor De Voltaje	171
VI.7 Diseño Y Dimensionamiento De Los Sistemas Híbridos	173
Bibliografía	182

Capítulo VII: Instalaciones Eléctricas

VII.1 Instalaciones Eléctricas Del Sistema Y Las Aplicaciones	186
VII.1.1 Cálculo De Conductores	186
VII.1.2 Cálculo De Canalizaciones	189
VII.1.3 Sistema De Tierras	190
VII.2 Red De Distribución En Baja Tensión	191
VII.2.1 Cálculo De Conductores	193
VII.2.2 Protecciones	194
VII.2.2.1 Protección Contra Sobrecorriente	194
VII.2.2.2 Protección Contra Sobretensiones	201
VII.2.3 Recomendaciones Generales Para La Red De Distribución	206
Bibliografía	208

Capítulo VIII: Aplicación de Electrificación Rural con un Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico-Diesel

VIII.1 Introducción	210
VIII.2 Diagnóstico De La Comunidad De Santa María Magdalena	211
VIII.3 Diseño Del Sistema	222
Bibliografía	227

Indice

Conclusiones	229
Apéndice A	237
Apéndice B	239
Apéndice C	241
Apéndice D	243
Apéndice E	257
Apéndice F	262
Apéndice G	263
Apéndice H	266
Apéndice I	267

Presentación

En la actualidad existen miles de comunidades totalmente aisladas y en condiciones de extrema pobreza, que no cuentan con los servicios básicos para vivir de una manera digna. Para estas comunidades y para los sectores relacionados, el presente trabajo propone una opción para dar inicio a un cambio hacia un mejor futuro.

La primera parte de este escrito plantea la problemática de las comunidades rurales sin electrificar y muestra el avance hasta nuestros días de la electrificación en México. Por otro lado, se muestra una breve introducción hacia las nuevas fuentes alternas de energía que han tenido un desarrollo tecnológico notable a partir de la crisis de los 70's.

Luego, en el capítulo II comenzamos con el estudio de las fuentes de energía que serán parte del sistema híbrido propuesto, nos referimos al Sistema Eoloelectrico. Para el conocimiento de tal sistema establecemos un análisis del viento y que de acuerdo a muy diversos factores puede lograrse encontrar un sitio para colocar una máquina eólica. Más adelante nos concentraremos en los aerogeneradores de eje horizontal y estudiaremos minuciosamente uno de pequeña potencia.

Otra de las fuentes de energía de estudio será la solar y específicamente los sistemas fotovoltaicos. El recurso solar en nuestro país esta más que comprobado por la situación geográfica en la que nos encontramos. Aunque existen en desarrollo muchas de las tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar, hasta ahora los sistemas fotovoltaicos ofrecen la mayoría de las ventajas por su sencillez y versatilidad. En esta parte de nuestro estudio veremos los aditamentos necesarios para la aplicación de esta tecnología.

Hace algunos años las plantas de combustión diesel fueron la mejor opción para electrificar comunidades rurales y aunque presentan una gran cantidad de desventajas aún siguen siendo utilizadas. Este tipo de planta puede usarse como fuente de respaldo para nuestro sistema híbrido, sus características generales se mejoran para esta aplicación. En esta parte de la tesis se revisa el funcionamiento de las plantas de combustión diesel.

Los sistemas híbridos desarrollados hasta hoy son variados y encontramos en el mercado diferentes tecnologías aún como prototipos, en el capítulo V estudiamos algunas de ellas. Parte del sistema híbrido son las fuentes de energía, pero existen otros subsistemas que son indispensables para el buen funcionamiento del sistema en general, nos referimos al banco de baterías, al control del sistema y protecciones, aquí se les da un espacio para su estudio.

Para dimensionar adecuadamente un sistema híbrido no basta con calcular y comprobar el recurso solar y eólico en un sitio de interés sino que también tiene que satisfacer

las demandas de la comunidad a electrificar para ello se elaboró el capítulo VI. En el se estudian las posibles cargas al sistema. Además se ofrece una guía de cálculo para la elaboración de la curva de demanda y el dimensionamiento adecuado del sistema híbrido.

En el siguiente capítulo, se proporcionan los datos y cálculos principales para las instalaciones eléctricas en aplicaciones rurales y para la red de distribución, así como las protecciones para el sistema en general.

Es necesario tomar en cuenta las experiencias conseguidas en sistemas híbridos, en el capítulo VIII enlistamos los sistemas ya instalados en nuestro país, haciendo un breve estudio de los factores que se tomaron en cuenta para la selección del sistema híbrido del poblado de María Magdalena, en el estado de Hidalgo.

Debido a lo variado de los temas tratados en esta tesis, se consultó una gran variedad de fuentes de información como son libros, folletos, informes, pláticas personales, etc., extrayendo de ellos información íntegra; en estos casos se reconoce la fuente que proporciona tal información la cual es utilizada estrictamente para la realización de esta tesis profesional y sin fines de lucro, por tanto, no nos responsabilizamos por el mal uso que se le pueda dar a la información contenida en este trabajo posteriormente.

Objetivos

El presente trabajo pretende cumplir al menos con los siguientes objetivos:

- Estudio de los sistemas híbridos constituidos por un sistemas fotovoltaico, un aerogenerador y un generador diesel como fuente de respaldo para la generación de energía eléctrica.
- Presentar a comunidades rurales de hasta 500 habitantes una alternativa de electrificación con fuentes renovables de energía.
- Obtener un documento práctico-conceptual, que permita al lector asimilar los elementos básicos de arquitectura, instalación y operación de un Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico-Diesel.

CAPÍTULO I

**ELECTRIFICACIÓN RURAL EN
MÉXICO**

I.1 Historia de la Electrificación Rural en México

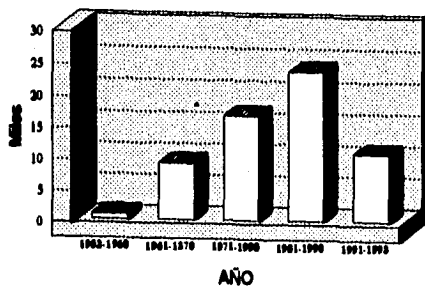
Cuando en 1937 se creó la Comisión Federal de Electricidad uno de los objetivos principales a cubrir era la demanda de servicio eléctrico a las poblaciones de provincia. En un principio los esfuerzos y recursos económicos se destinaron principalmente a crear infraestructura mediante la construcción de plantas generadoras, lográndose únicamente la electrificación de las poblaciones cercanas a éstas.

Las organizaciones campesinas plantearon al gobierno la necesidad de extender la electrificación para incrementar la producción de sus tierras, crear las agroindustrias necesarias y llevar bienestar y seguridad a sus hogares y comunidades. Para responder a esta demanda, el gobierno federal inicio en 1952 el Programa de Electrificación Rural. Según se muestra en la gráfica 1.1 se electrificaron 61 191 comunidades, beneficiando a 32.2 millones de habitantes, hasta el año de 1993 y para lo cual se han construido 148 550 km de líneas de distribución de media y baja tensión, con 2.44 millones de postes. La electrificación en México ha sido un esfuerzo sostenido con el cual el gobierno y la sociedad civil han logrado, de 1937 a 1993, que se preste servicio a más de 69 600 localidades en beneficio de 82 millones de mexicanos que representan el 94.03% de la población total del país. Además del servicio a la población, es notorio destacar la electrificación de pozos para riego agrícola: de 1959 a 1993 se han electrificado alrededor de 25 000 de los 79 000 que se tienen contratados, lo que ha incrementado la producción en más de 890 000 hectáreas. Estos trabajos se realizaron dentro del Programa de Electrificación y con la entonces Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos, la Comisión Nacional del Agua, el Banco Nacional de Crédito, los gobiernos estatales y los propios agricultores.

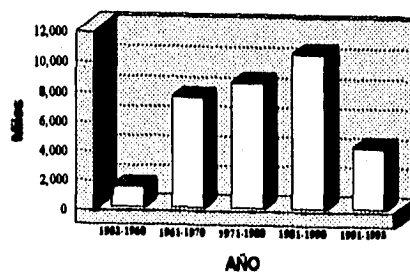
En la década de los ochenta, nuestro país sufrió de una recesión económica (al igual que hoy) que, aunada al alto costo que representó el pago de la deuda externa, agudizó la pobreza de grandes sectores de la población. La crisis disminuyó de manera importante los recursos del gobierno para obras de carácter social. Como una medida para solucionar esta problemática, el gobierno federal creó el Programa Nacional de Solidaridad, cuyas bases estructurales se determinaron con el enfoque de coordinar la aportación de recursos de diversa índole para combatir la pobreza extrema a través de una efectiva participación de los propios interesados. Así, se convocó a la sociedad y a los gobiernos estatales y municipales, a que unieran esfuerzos y recursos económicos para llevar a cabo tareas concretas, determinadas por las propias comunidades rurales. La obra realizada de 1989 a 1993, respaldada por el Programa Nacional de Solidaridad ha dado un fuerte impulso a la electrificación en el área rural. En los últimos seis años, se realizaron alrededor de 13 000 obras en poblados rurales, también se electrificaron 2 300 pozos para riego agrícola, beneficiando 58 000 hectáreas, todo esto con una inversión de N\$ 2 234 millones.

1.2 Situación Actual de las Comunidades Rurales en México

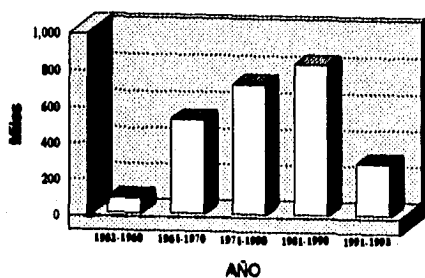
Debido al gran problema de centralización que vive nuestro país, observamos que existe un gran número de pequeños grupos humanos que se encuentran parcial o totalmente incomunicados y aislados de las grandes urbes, careciendo la mayor parte de ellos de servicios básicos tales como: carreteras, puentes, energía eléctrica, comunicación, agua potable, etc., y demás comodidades que podemos encontrar en las grandes ciudades.



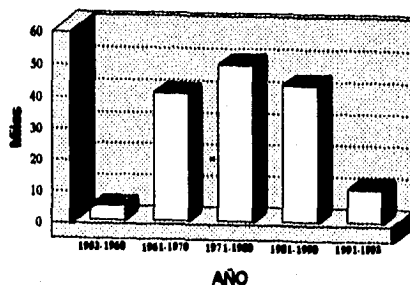
(a) Total de centros de población: 61 191.



(b) Total de habitantes beneficiados: 32 220 436.



(c) Total de postes: 2 441 544.



(d) Total de kilómetros: 148 550.

Figura 1.1. Evolución de la electrificación rural; El Sector Eléctrico de México; CFE, Fondo de Cultura Económica

Como consecuencia de la carencia de este tipo de servicios, los poblados rurales se encuentran en condiciones deplorables de vida, contando para sobrevivir únicamente con la explotación de los recursos naturales que existen en las regiones que habitan, provocando con ello el deterioro del ambiente, o bien, emigran de sus comunidades donde generalmente son explotados y discriminados. El campesino rural no es sólo un agricultor sino un productor

multifacético; en este momento la agricultura deja de ser la actividad determinante del nivel de vida. Hoy día, el campesino se ve obligado a buscar alternativas y diversos mecanismos que le permitan vencer los obstáculos para la diversificación de sus actividades.

Para este tipo de comunidades, es necesario buscar los recursos y la energía necesarios para superar la crisis y recibir los servicios básicos a que tiene derecho cualquier mexicano.

²En México contamos con un amplio mercado rural para la generación eléctrica con fuentes renovables de energía, ya que en el país aún existen 85,330 comunidades que tienen entre 1 y 1,000 habitantes sin electrificar; 455 comunidades de 1,000 a 2,499 habitantes con la misma carencia, sumando un total de 85,485 comunidades rurales que requieren del servicio eléctrico, en la tabla 1.1 se explica con mayor detalle y en la figura 1.2 podemos apreciar estos datos.

Lo pequeño de las comunidades así como su lejanía e inaccesibilidad las hacen elegibles para ser electrificadas en forma descentralizada, esto es, sin extender líneas de distribución para conectarlas a redes existentes, ya que esto traería consigo una elevada inversión inicial y altos costos de operación y mantenimiento, por ejemplo: CFE (Comisión Federal de Electricidad) atiende a comunidades con más de 250 habitantes, siempre y cuando se encuentren cerca de la red de distribución.

RANGO DE POBLACIÓN POR HABITANTES.	EXISTENTES		ELECTRIFICADAS		POR ELECTRIFICAR	
	LOCALIDADES	HABITANTES	LOCALIDADES	HABITANTES	LOCALIDADES	HABITANTES
1 A 5	44,429	206,767	13,489	62,688	30,940	144,079
6 A 10	17,664	146,829	4,746	39,196	12,918	107,633
11 A 99	46,303	1,889,643	1,821	743,282	31,482	1,146,363
100 A 499	31,317	8,106,617	22,173	5,948,829	9,144	2,157,788
500 A 999	9,005	6,558,644	8,139	5,847,612	846	711,032
1,000 A 2,499	5,265	8,362,664	5,110	7,997,246	135	365,418
2,500 A 9,999	2,109	10,076,347	2,109	9,743,177	0	333,170
10,000 A MÁS	642	36,431,223	642	33,921,333	0	509,888
RURAL = 27.53%	153,983	23,271,166	68,498	20,638,853	85,485	4,632,313
URBANA = 72.47%	2,731	66,307,370	2,731	63,664,712	0	842,898
TOTAL = 100.00%	156,734	91,778,736	71,249	86,303,565	85,485	5,475,171
INDICE DE ELECTRIFICACIÓN = 94.03% Datos proporcionados por CFE, diciembre de 1994. Unidad de electrificación						

Tabla 1.1. Índice de electrificación en México.

1.3 Sistemas Actuales de Generación

1.3.1 Sistemas Convencionales de Generación³

En México, la capacidad instalada de generación se encuentra formada de la siguiente manera: 61.8% con Termoeléctricas, 29.1% Hidroeléctricas, 4.1% Geotérmicas, 2.7% Carboeléctricas y 2.2% Nucleoeléctricas, ver figura 1.3. En cuanto a la distribución del consumo de energía por sector, el 55% corresponde al sector industrial; el 24.6% al residencial; el 9.5% al comercial; el 5.8% al agrícola y el 5% a Servicios, ver figura 1.3. Por uso final los motores consumen el 60%, la iluminación el 30% y el 10% lo consumen cargas múltiples, ver figura 1.3.

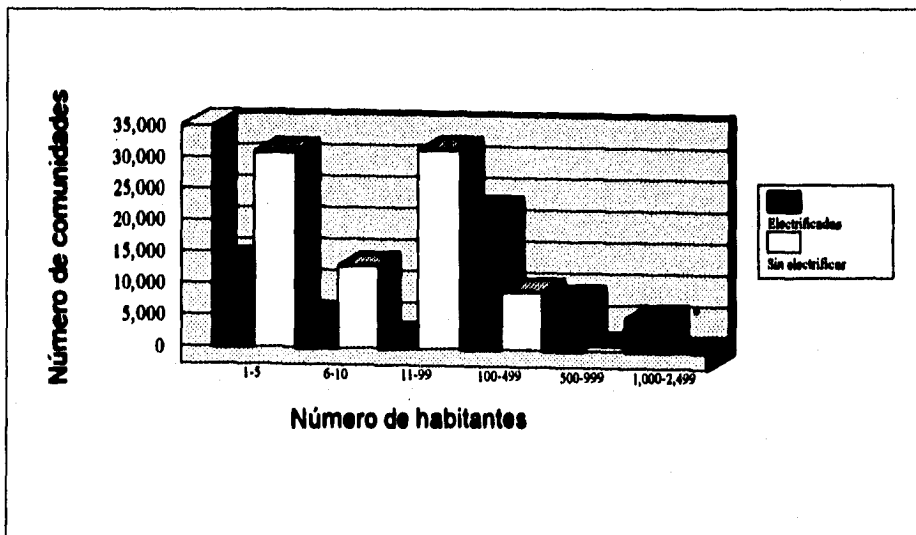
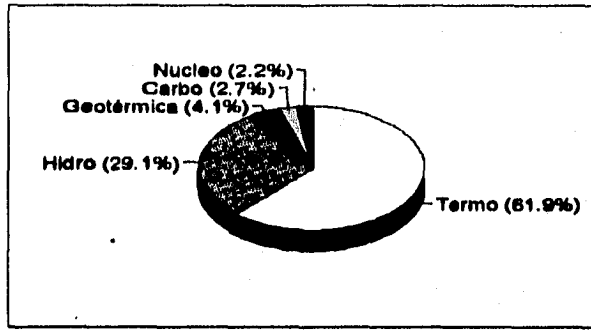


Figura 1.2. Gráfica del índice de electrificación rural.

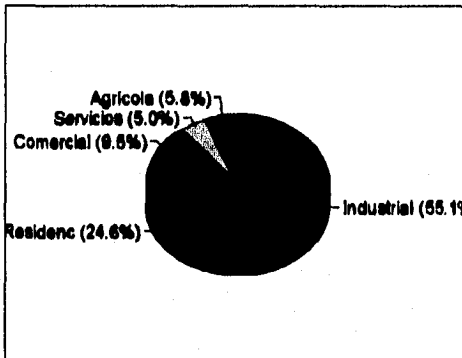
Por otro lado, de acuerdo con información proporcionada por la CFE, la emisión de dióxido de azufre (SO_2) a la atmósfera es de 15.7 kg por cada MW-hr que se produce a partir de combustóleo. El SO_2 es uno de los gases más peligrosos debido a que al interactuar con la humedad atmosférica produce ácido sulfúrico, el cual daña considerablemente los ecosistemas.

De manera similar, por cada kW-hr producido se emiten casi tres gramos de SO_2 cuando se emplea carbón en las plantas generadoras, ver tabla 1.2.

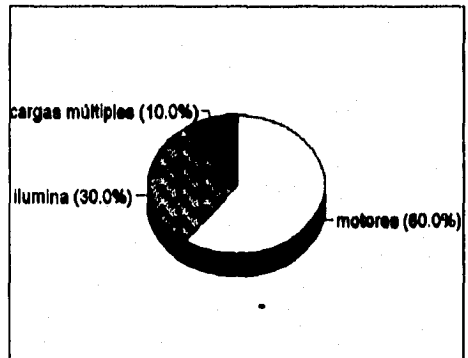
Esta información pone de relieve la trascendencia del uso de nuevas fuentes de energía para la protección y preservación del ambiente.



(a) Capacidad instalada



(b) Distribución de energía por sector.



(c) Uso Final de la energía eléctrica.

Figura 1.3. (a) Conformación de la capacidad instalada, (b) Distribución de la energía por sectores, (c) Distribución de la energía por uso final.

EMISIÓN DE CONTAMINANTES POR MW-hr GENERADO			
Contaminante	Combustóleo	Gas	Carbón
Dióxido de Azufre	15.7 kg	2.85×10^{-3} kg	8.625 kg
Oxidos de Nitrógeno (NO ₂):			
Quemadores Tangenciales.	1.15 kg	1.30 kg	
Quemadores frontales	2.90 kg	2.61 kg	4.90 kg
Partículas	1.07 kg	4.77×10^{-3}	1.31 kg

Tabla 1.2. Emisión de contaminantes por MW-hr generado.

El uso de recursos energéticos renovables evitan problemas de contaminación pero en conjunto no parecen representar una posibilidad real de apoyar de una manera significativa a la generación con respecto a la producida por hidrocarburos, al menos en el corto plazo. Por otro lado, la generación a base de energía nuclear representa otro tipo de contaminación de gran riesgo: el de radiaciones ionizantes. Estas radiaciones están ligadas con alteraciones en los seres vivos y en el medio circundante. Así pues, este tipo de energía debe resolver los siguientes dos problemas: 1) la seguridad y 2) la disposición final de los desechos radiactivos.

Los sistemas convencionales de suministro energético desarrollados principalmente a través de unidades de producción y distribución altamente centralizados, no siempre son la mejor opción cuando se trata de satisfacer las necesidades del sector rural. Esto se debe en parte al alto nivel de dispersión de las poblaciones en zonas rurales, la difícil topografía de nuestro territorio y las bajas demandas de energía que presentan las actividades en esas zonas, incluso las productivas.

En México, se han tenido experiencias de electrificar este tipo de comunidades con generadores diesel; sin embargo, dichas experiencias no han ofrecido las expectativas deseadas por el alto costo de operación y mantenimiento del equipo.

1.3.2 Sistemas No Convencionales de Energía

Las fuentes no convencionales de energía ofrecen múltiples ventajas para el suministro en el medio rural, esto es: son de origen local, son renovables, en muchos casos facilitan el uso de materiales y mano de obra locales, son compatibles con el medio natural y facilitan la producción económica de energía útil a pequeña escala. Pero también son, en mayor o menor grado, intermitentes, de baja densidad, no controlables en su origen y difíciles de predecir.

La magnitud y distribución de las fuentes no convencionales dependen de factores climatológicos, asociados a su vez de la ubicación geográfica del país y su orografía. El potencial de estas fuentes en México no ha sido cuantificado con el grado de detalle que amerita.

Se estima que en 1993 la energía generada mediante fuentes alternas totalizó 2.467×10^9 kW-hr; en la tabla 1.3 se muestra la distribución.

La variedad de tecnologías disponibles para aprovechar las fuentes renovables es grande, pero el número se reduce si se considera exclusivamente la generación de electricidad en comunidades rurales. Sobresalen por sus características de pequeña escala las tecnologías fotovoltaica, de estanque solar y de plato parabólico; los aerogeneradores; las pequeñas

centrales hidroeléctricas; y los biodigestores, gasificadores, carbonizadores y pequeñas calderas para quemar leña.

Los esquemas para el aprovechamiento de estas fuentes para la generación de electricidad requieren, además de los dispositivos primarios de captación y conversión, una gama de elementos tecnológicos que los complementan, tales como baterías para almacenamiento de electricidad, controles electrónicos, equipos de protección, elementos estructurales, etc., que se encuentran disponibles en mayor o menor medida en el mercado nacional.

Una opción para aprovechar los recursos renovables en sitios de interés, es la de conformar un sistema híbrido de generación, constituido por un sistema fotovoltaico, uno eólico, un microhidroeléctrico, etc., como fuente renovables, y un generador diesel como respaldo. Este tipo de sistemas ofrece un mayor grado de confiabilidad durante su vida útil y se abaten costos de operación y mantenimiento.

Fuentes	Características	Uso Final
Radiación Solar	Calentadores Solares Total instalados: 214, 088m ² Eficiencia promedio: 63% Radiación solar promedio: 18 MJ/m ² -día Generación: 256.6x10 ⁹ W-hr.	Calentamiento de Agua.
	Sistemas fotovoltaicos Total instalados: 9,200 kW horas promedio Radiación: 6 hrs/día Factor de planta: 80% Generación: 16x10 ⁹ W-hr	Telefonía, generación eléctrica y bombeo de agua.
Viento	Aerogeneradores y bombas de agua. Total instalados: 2.1 MW Capacidad de planta: 20% Generación: 580 MW-hr	Generación eléctrica y bombeo de agua.

Tabla 1.3. Energía generada por las fuentes renovables de energía. (Balance Nacional de Energía, 1994).

1.4 Planteamiento

De acuerdo con los puntos expuestos anteriormente podemos plantear los siguientes puntos:

- Es menester generar y distribuir energía eléctrica en las propias comunidades aisladas y sin electrificar para cubrir necesidades básicas y de esta manera elevar los ingresos y nivel de vida de sus moradores, causando el menor impacto ambiental posible.
- Es necesario buscar alternativas para diversificar la producción, sacando provecho de los conocimientos y recursos de las comunidades rurales, en su mayoría indígenas, con el menor impacto social y sin comprometer la idiosincracia de estos pueblos.
- Nuestro país, gracias a su ubicación geográfica cuenta con un gran potencial para el aprovechamiento de fuentes renovables de energía, principalmente solar, que no han sido aprovechadas en forma masiva hasta hoy para la generación de energía eléctrica en zonas aisladas y de difícil acceso.
- El uso de fuentes no convencionales de energía como parte de su desarrollo, se establece en base a los recursos propios con que cuentan las comunidades rurales, ofreciendo la posibilidad de contrarrestar el deterioro de su nivel de vida, así como fortalecer la organización social y afianzar el control local de sus recursos.
- Los sistemas híbridos que combinan la producción de energía renovable con el apoyo de un generador convencional, ofrecen la ventaja de una disponibilidad mayor del sistema y una capacidad de potencia pico con un consumo menor de combustible fósil.

Bibliografía

¹-Reséndiz-Núñez (Coordinador); El Sector Eléctrico de México; CFE, Fondo de Cultura Económica; México; 1994.

²-CFE; Unidad de Electrificación; Conversación directa con el Ing. Fernando Uriá.

³ Datos proporcionados por PAESE (Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico. Director del programa: Jesús Sada Gamiz.

⁴-SEMIP; Balance Nacional de Energía 1994; México; 1995.

⁵-UNAM, University of California; Memorias de la Primera Reunión Internacional sobre Energía y Medio Ambiente en el Sector Residencial Mexicano; Ed. John D. & Catherine T. Mac Arthur Foundation; México; 1991.

⁶-ATPAE (Asociación de Técnicos y Profesionistas en Aplicación Energética), FIDE; Memorias del XII Seminario Nacional sobre el Uso Racional de la Energía; Editado por ATPAE; México; 1991.

⁷-CONAE (Comisión Nacional de Ahorro de Energía); Memorias de las Segundas Jornadas de Cogeneración Congreso Internacional; CONAE; México; 1993.

CAPÍTULO II

SISTEMA EOLOELÉCTRICO

II.1 Introducción

El hombre siempre se ha valido de la naturaleza para sacarle provecho y a través del tiempo ha tratado de beneficiarse de ella. Este es el caso de la energía que proviene del viento, que es un recurso permanente. Las fuentes renovables de energía fueron desplazadas a partir de la revolución industrial, debido al invento de las máquinas de vapor y posteriormente de las máquinas que utilizan como combustible los productos derivados del petróleo.

Fue la crisis petrolera de la década de los 70's lo que reactivó el interés en fuentes alternas de energía, y entre ellas, la energía eólica para la generación de energía eléctrica. La experiencia previa en esta tecnología y su relativa sencillez respecto de otras alternativas modernas de generación eléctrica, permitía prever que sería una de las tecnologías emergentes que más pronto alcanzaría su viabilidad técnico-económica frente a las formas convencionales de generación eléctrica.

La situación actual de incertidumbre en el abastecimiento de petróleo y la preservación del medio ambiente, esta replanteando a nivel mundial un nuevo énfasis en fuentes alternas de energía y un mayor impulso a la energía eólica.

II.2 Generalidades

El sol es la fuente de energía que produce el viento. La capa atmosférica que cubre este planeta es un gran motor térmico regenerativo accionado por energía solar, cuyo movimiento se origina por la existencia de gradientes de presión ocasionados por una distribución no uniforme en el calentamiento de la superficie terrestre que va de mayor a menor presión, esto es, del Ecuador a los polos, y a la distinta inercia térmica entre las masas oceánicas y los continentes. (fig. 2.1).

El movimiento convectivo en la atmósfera altera su dirección dada la distribución de los continentes y los océanos, ya que al presentar estos últimos una mayor inercia térmica se alteran las direcciones de los gradientes de presión, mismos que cambian con el transcurso de las estaciones del año. A estos factores generales se aunan la topografía específica de cada región, la humedad, la vegetación y el ciclo día-noche, que dan origen a los gradientes de presión localizados y que determinan las características del viento en cada lugar.

Al ser el viento una masa de aire en movimiento contiene una cantidad de energía cinética que al pretender aprovecharse como energético, nos lleva a realizar cuidadosos estudios para conocer los lugares que puedan proporcionarnos dicho potencial y puedan ser útil y económicamente aprovechado. En la figura 2.1 se ilustra el fenómeno.

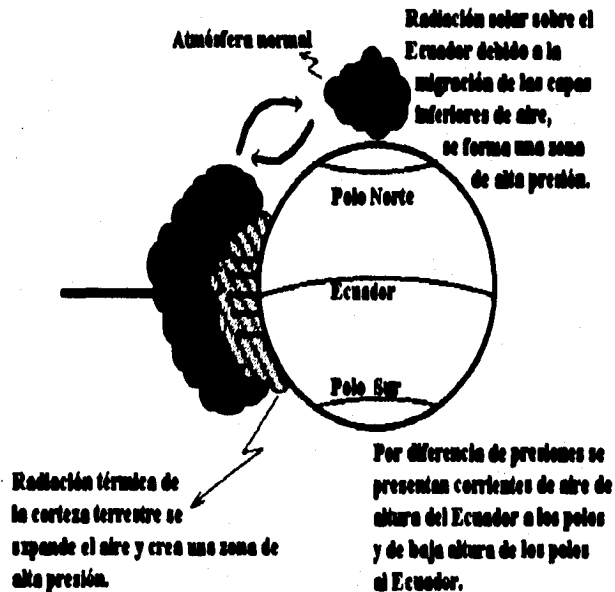


Figura 2.1. Generación del viento.

II.3 Aprovechamiento de la Energía Eólica

II.3.1 Determinación de una Zona con Potencial Eólico

La localización de un lugar con buen potencial eólico se puede estimar preliminarmente con base en cartas topográficas y de clima, ya que intensos desniveles e isobaras muy juntas son indicativas de fuertes gradientes de presión responsables de vientos de naturaleza regional. En el sitio específico, la evidencia ecológica es importante, ya que se manifiesta como deformaciones en los árboles sujetos a esfuerzos continuos ocasionados por los vientos dominantes, siendo el grado de esta deformación indicativa de su velocidad media.

El elegir un lugar apropiado para comprobar su potencial no es sencillo. Lo ideal sería ubicar una máquina eólica en la punta de una colina con pendiente muy suave y superficie lisa, en un lugar en donde soplara continuamente el viento. Por supuesto, sitios como este no es frecuente encontrarlos.

En la práctica, se requiere de un atlas eólico o en su defecto datos del servicio meteorológico nacional, para estimar en determinada zona, cual es la velocidad media anual del viento y la curva de frecuencia de las diferentes velocidades durante los últimos 5 años.

Con ello tendremos una idea del potencial eoloeléctrico de la zona, que nos ayudará a determinar como primera opción, la zona de instalación de un aerogenerador. Consideramos que a velocidades medias anuales de al menos 5 m/s , sería el requerimiento para máquinas de 5 kW o mayores.

II.3.2 Escala Beaufort

La escala Beaufort es un elemento auxiliar que permite a cualquier persona efectuar una estimación general sobre sitios con potencial eoloenergético. Para utilizar dicha escala, sólo se necesitan efectuarse algunas observaciones del efecto que produce el viento sobre el medio.

Estas observaciones consisten en, por ejemplo, ver el movimiento de los árboles, del humo o de una bandera. Cuando el viento es tenue, las hojas y pequeñas ramas de los árboles apenas se mueven; pero cuando el viento sopla con fuerza, se moverá todo el árbol. De la misma manera, cuando el viento es intenso, el humo que sale de una chimenea o de una fogata se desplaza casi en forma horizontal, y cuando el viento no sopla el humo se eleva vertical. (ver cuadro 2.1)

Dichas observaciones deberán efectuarse varias veces al día, a la misma hora, cuando menos durante cuatro semanas. Dependiendo del resultado obtenido, podrá considerarse la posibilidad de instalar alguna máquina movida por viento para bombear agua de un pozo, o bien, para generar electricidad.

Núm. Beaufort	Nombre en tierra	Velocidad equivalente a una altura de 10 m sobre el terreno descubierto. Intervalo en metros por segundo (m/s).	Características para la estimación en tierra
0	calma	0.0 a 0.2	El humo se eleva verticalmente
1	ventolina	0.3 a 1.5	El viento se revela por el movimiento del humo, pero no por las velotas
2	flojito	1.6 a 3.3	El viento se percibe en el rostro, las hojas se agitan, la veleta se mueve
3	flojo	3.4 a 5.4	Hojas y ramitas agitadas constantemente, el viento despliega las banderolas.
4	bonancible	5.5 a 7.9	El viento levanta polvo y hojitas de papel, ramitas agitadas.
5	fresquito	8.0 a 10.7	Los arbustos con hojas se balancean, se forman olitas con crestas en los estanques.
6	fresco	10.8 a 13.8	Las grandes ramas se agitan, los hilos telegráficos silban; el uso del paraguas se hace difícil.
7	frescachón	13.9 a 17.1	Los árboles enteros se agitan, la marcha contra el viento es penosa.
8	duro	17.2 a 20.7	El viento rompe las ramas, es imposible la marcha contra el viento.
9	muy duro	20.8 a 24.4	El viento ocasiona ligeros daños en las viviendas (arranca cañerías, chimeneas y tejados)
10	temporal	24.5 a 28.4	Raro en los continentes, árboles arrancados, importantes daños en las viviendas.
11	borrasca	28.5 a 32.6	Observado muy raramente, acompañado de grandes destrozos
12	huracán	> 32.7	Estragos graves y extensos.

Cuadro 2.1. Escala beaufort, estimación de la velocidad promedio anual de viento en un sitio de posible aprovechamiento, IIE².

II.3.3 Equipo de Adquisición de Datos

La función de un equipo de medición de viento es la de la evaluación y caracterización del recurso energético eólico en sitios de interés.

Por lo general este tipo de sistemas se enfocan a la captura automatizada de datos de velocidad y dirección de viento con almacenamiento de la información adquirida en el módulo de memoria y recuperación de la misma a un lector de memoria que opera como periférico de una computadora personal.

El equipo de adquisición de datos se instala en campo, en donde una vez inicializado, su operación es automática e independiente por cierto período de tiempo. Al término de dicho lapso, o antes, el módulo de memoria que contiene los datos adquiridos se reemplaza y traslada hacia un centro de recuperación de información. En dicho centro, la información se transfiere a una computadora personal. El software de soporte automáticamente decodifica y organiza la información en archivos procesables computacionalmente. Por otro lado, la recuperación de la información capturada puede ser realizada en el sitio de instalación, utilizando para ello una computadora portátil y la asistencia del software de soporte.

Descripción general del equipo.

Los sistemas anemométricos, por lo general, están constituidos de los siguientes subsistemas:

- Sensores
- Equipo electrónico de adquisición de datos
- Módulo de memoria
- Lector de módulos de memoria
- Software de soporte

Sensores.

Los sensores utilizados miden la dirección y velocidad del viento. Tales sensores deben ser de tamaño pequeño, simples, de bajo precio y durables.

El anemómetro de copas mide la velocidad del viento. El giro de la rueda de copas, producido por el viento, inducen una pequeña corriente en CA que es directamente proporcional a la velocidad del viento. La frecuencia de la señal producida es medida por el equipo de adquisición de datos y este convierte la señal en unidades de m/s o mph.

La dirección del viento es detectada por un potenciómetro. El equipo de adquisición de datos aplica al potenciómetro un voltaje de excitación muy preciso, de tal manera que la señal de salida es un voltaje analógico que es directamente proporcional al azimut de la dirección del viento. En la figura 2.2 se muestran los dos sensores de medición de viento.

Sistema de adquisición de datos.

Datos adquiridos. El sistema adquiere datos de velocidad media del viento y su dirección dominante asociada en intervalos consecutivos de 5, 10, 15, 30 y 60 minutos (base de tiempo), esto por períodos de tiempo de 30 a 170 días. La velocidad media del viento se obtiene por el método de distancia recorrida que consiste en el conteo de los pulsos generados por el sensor anemométrico durante la base de tiempo. La dirección dominante asociada se obtiene por la determinación de la dirección de mayor frecuencia de ocurrencia en 32 a 35 posibles sectores (ver figura 2.3) a partir de muestras de intervalos de 2 a 10 seg. (de acuerdo a fabricantes).

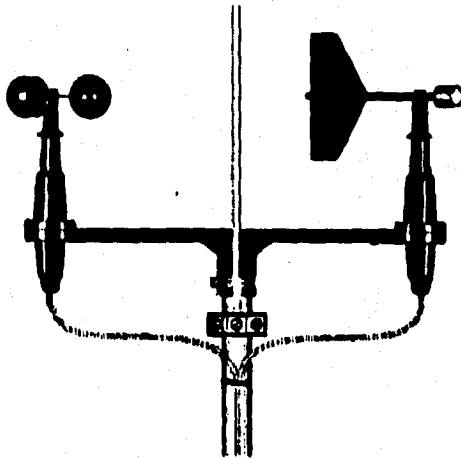


Figura 2.2. Sensores de medición de viento. Wind Speed and Directions Sensors, Campbell Scientific¹.

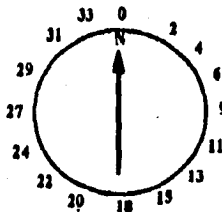


Figura 2.3: Códigos de dirección de viento.

La componente fundamental del sistema de medición de viento, es el equipo de adquisición de datos. El diseño electrónico de este subsistema es a base de un microcontrolador y circuitos periféricos de alta escala de integración, lo que permite obtener múltiples funciones en base a una baja densidad de componentes. Las características principales de este subsistema se mencionan a continuación:

Reloj/Calendario en tiempo real.

El sistema cuenta con un circuito que proporciona una base de tiempo estable y precisa para los eventos de temporización internos asociados con la toma de muestras y almacenamiento de datos. El circuito es programado desde la construcción del equipo y mantiene el proceso de actualización de fecha y hora en forma ininterrumpida e independiente del suministro de energía eléctrica principal.

La integración de esta capacidad, permite que en los eventos de inicialización de un proceso de adquisición de datos, se almacenen automáticamente, la fecha y la hora del evento, en el módulo de memoria. Así mismo, el sistema sincroniza los eventos de adquisición de datos a intervalos cerrados de 5, 10, 15, 30 y 60 minutos.

Rutinas de Autodiagnóstico. El software de operación del equipo de adquisición de datos, incluye varias subrutinas enfocadas al autodiagnóstico del sistema electrónico. En los eventos de encendido o de inicialización de un proceso de captura de información, estas subrutinas verifican el funcionamiento de cada uno de los circuitos periféricos, entre otras acciones; se valida la operación del reloj en tiempo real, la respuesta del convertidor analógico digital y la presencia y accesibilidad del módulo de memoria.

Interfase Hombre-máquina. La comunicación entre el equipo de adquisición de datos y el operador, se efectúa por medio de un display alfanumérico de cristal líquido.

Fuentes de alimentación. Los equipos consumen muy poca energía (del orden de 40mW-hr) y pueden ser alimentados por pequeños módulos fotovoltaicos, o bien, baterías alcalinas generalmente de 9 Watts.

Protección contra transitorios. A los equipos de adquisición de datos se integran dispositivos protectores cuya función es la derivar a tierra las descargas que se puedan generar y así evitar que impacten al sistema electrónico. Dicha protección físicamente se complementa con un sistema de tierras. La efectividad de la protección depende de la efectividad de la tierra física instalada y de la magnitud y duración de la descarga.

Gabinete para exteriores. El gabinete debe brindar protección contra lluvia, polvo, humedad, temperaturas extremas y corrosión.

Módulo de memoria.

El módulo de memoria puede ser una memoria EEPROM (Memoria de sólo lectura programable y eléctricamente borrable), o bien, una tarjeta de estado sólido del tipo tarjeta de crédito.

La información almacenada en el módulo permanece ahí en forma confiable para su posterior lectura en el centro de recuperación de información.

Software de soporte. A través de la interfase de comunicación serie, una computadora personal y el software de soporte que se integra al sistema, se tiene acceso a la ejecución de rutinas orientadas a:

Autodiagnóstico detallado.

Lectura de tarjetas de memoria.

Actualización del reloj en tiempo real.

Visualización de velocidad del viento.

Visualización de dirección de viento.

En la figura 2.4 se muestra un diagrama general de instalación de un equipo de adquisición de datos y en el apéndice A se dan algunas de las especificaciones técnicas de un equipo comercial.

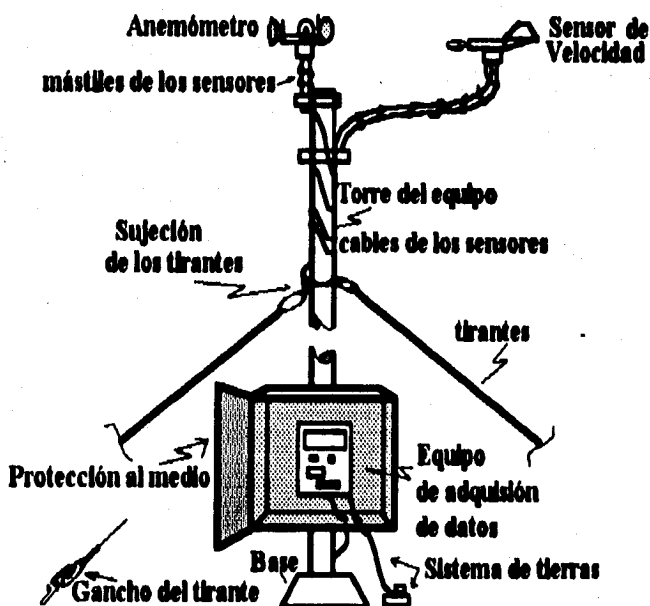


Figura 2.4. Instalación de un equipo de adquisición de datos. (NRG Logger).²

II.4 Usos y Aplicaciones de la Energía Eólica

Una instalación eólica está constituida por un conjunto de equipos necesarios para transformar la energía contenida en el viento en energía disponible, normalmente eléctrica o mecánica, según se empleen aerogeneradores o aerobombas, respectivamente. Generalmente estas instalaciones cuentan, en el caso de los aerogeneradores para producción eléctrica, con un centro de transformación y conexión a red o al consumo directo; y en el caso de las aerobombas para producción de energía mecánica, con un pozo de succión, bomba de desplazamiento positivo y depósito regulador.

El tipo de instalación depende fundamentalmente de las necesidades energéticas del usuario, del potencial eólico en el emplazamiento y de la disponibilidad de terrenos para satisfacer las necesidades energéticas.

Las aplicaciones de la energía eólica podemos clasificarla en dos grandes grupos: generación de potencia eléctrica y aplicaciones orientadas al uso final. (Cuadro 2.2).

APLICACION DE LA ENERGIA EOLICA	Generación de Potencia Eléctrica para Servicio de Energía Eléctrica.	Centrales Eoloelectricas. Generación Distribuida. Sistemas Aislados Híbridos.
	Orientadas al uso final (sistemas aislados).	Bombeo de agua. Molienda y trituración. Refrigeración. Producción de hielo. Calefacción. Usos residenciales. Desalación de agua. Compresión de aire. Señalización y telemetría. Producción de hidrógeno. Procesos electroquímicos.

Cuadro 2.2. Aplicaciones y usos de la energía eólica.

II.5 Aerogeneradores

II.5.1 Clasificación de los Aerogeneradores

Básicamente, conforme a su configuración, los aerogeneradores podrían agruparse en dos tipos: sistemas de eje vertical y los sistemas de eje horizontal. Los incluidos en el primer grupo no necesitan orientarse ya que aprovechan vientos de cualquier dirección; los del segundo grupo, aunque parcialmente limitados por su velocidad de respuesta a cambios de dirección en el viento, se caracterizan por eficiencias más altas que los del primer grupo.

II.5.1.1 Aerogenerador de Eje Vertical

Estos aerogeneradores cuentan con algunas ventajas de tipo estructural respecto a los de eje horizontal, debido a la sujeción de las aspas. Por otra parte, la no necesidad de orientación por la simetría de las aspas, permite aprovechar vientos de cualquier dirección, así como instalar el generador en tierra con una menor complejidad a la hora de efectuar labores de mantenimiento. En la figura 2.5a vemos un aerogenerador de eje vertical.

II.5.1.2 Aerogenerador de Eje Horizontal

Un aerogenerador de eje horizontal consiste básicamente en un máquina rotacional cuyo movimiento es producido por la energía cinética del viento al actuar sobre un rotor. Dicho rotor esta normalmente constituido por tres aspas con perfil de avanzado diseño aerodinámico. El movimiento rotacional producido, es transmitido y multiplicado a través de una caja de engranes hasta un generador que produce la energía eléctrica. Los componentes citados están instalados sobre una barquilla o bastidor situado en lo alto de una torre o poste. En la figura 2.5b se ilustran algunos tipos de aerogeneradores comerciales.

Ahora bien, de acuerdo a su potencia de salida, los aerogeneradores pueden ser clasificados en:

- * Baja potencia: hasta 100 kW.
- * Mediana potencia: de 100 a 1 000 kW.
- * Alta potencia: > 1 MW.

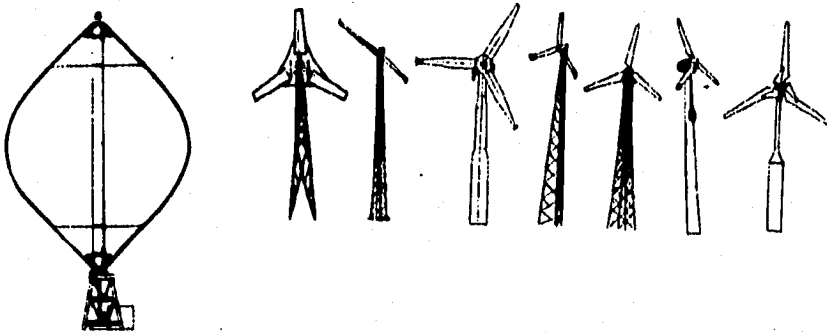
Los sistemas de baja potencia tienen un mercado muy disperso, aplicándose en residencias rurales, en la agricultura o en localidades remotas. Los sistemas de este tipo,

inicialmente utilizados a partir de 1850, fueron desplazados por las grandes compañías eléctricas.

La eficiencia de conversión de estos sistemas es de a lo sumo de dos terceras partes del 59% máximo teórico alcanzable, es decir tienen una eficiencia total del 30-40%. Los factores de carga (potencia promedio/potencia nominal) varía entre el 20 y 30%. La energía anual obtenida es función del diámetro del rotor y de las velocidades del viento del lugar de la instalación.

Los pequeños aerogeneradores son utilizados principalmente en zonas remotas que tienen un buen potencial eólico y usualmente compiten con pequeños generadores diesel.

Los aerogeneradores de potencias media y alta, en el intervalo de 100 kW a 3 MW se empezaron a desarrollar a partir de 1975, pensando que pudieran interconectarse a redes eléctricas de distribución ya existentes.



(a) Aerogenerador de eje vertical.

(b) Aerogeneradores de eje horizontal.

Figura 2.5. Tipos de aerogeneradores.

II.5.2 Conceptos Preliminares

Los sitios ideales para el aprovechamiento de la energía del viento son colinas de suaves pendientes en terrenos llanos, inmersas en corrientes persistentes de viento. Por otra parte, en los terrenos montañosos las condiciones orográficas pueden dar lugar a "ductos" por los que sopla el viento. La fricción del aire con el suelo y la vegetación reduce su velocidad al nivel del mismo, siendo un hecho conocido el aumento de la velocidad con la altura.

La generación de energía eléctrica por medio de un aerogenerador es posible cuando el viento tiene una velocidad superior a 3.5 metros por segundo, alcanzando su potencia nominal cuando el viento llega a velocidades de -por ejemplo- 15 metros por segundo.

La potencia aprovechable aumenta con la altura, por lo que mientras más alto se instale un aerogenerador mayor será la potencia generada. La vegetación existente en las zonas de alto viento reduce la velocidad del mismo, además de generar turbulencias y remolinos que afectan la eficiencia de los aerogeneradores; este efecto es importante por lo que para su instalación se buscan sitios de alto viento con velocidades entre los 4.5 y 25 metros por segundo, localizados en terrenos planos, en lagunas costeras o en el mar donde las interferencias son mínimas.

El viento tiene una energía cinética proporcional al cuadrado de su velocidad por la masa de volumen que se considere. Si este volumen corresponde al generado en la unidad de tiempo, por una área unitaria que se desplaza a tal velocidad, la potencia del viento por unidad de área es proporcional al cubo de su velocidad:

$$P/A = K \times V^3 \dots\dots\dots (2.1)$$

donde:

K es una constante que depende de la densidad del aire y de las unidades en que se expresan la potencia y la velocidad.

Esta expresión se conoce como la *Ley del Cubo* y es indicativa de porque es necesario un registro continuo de velocidades para hacer una estimación correcta de su contenido energético en la figura 2.6 se muestra esta gráfica.

A mayor altura sobre el nivel del terreno, la energía eólica se incrementa a razón del gradiente vertical de velocidades, ocasionado por la fricción del viento contra la superficie del terreno. De toda esta energía del viento sólo es posible obtener una fracción, que tiene un límite teórico establecido por el científico alemán A. Betz en 1927, por el cual un aeromotor sólo puede extraer 59.3% de la energía del viento. Para obtener 100% de la energía cinética del viento, sería necesario que el equipo conversor le quitase el movimiento, reduciendo su velocidad hasta cero, lo cual es imposible. De esta manera la ecuación que define la potencia aprovechable del viento, para condiciones ideales, es:

$$P = 0.593 \times K \times A \times V^3 \dots\dots\dots (2.2)$$

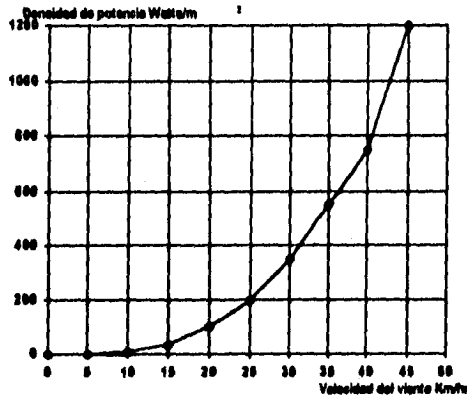


Figura 2.6. Ley del cubo.

Uno de los elementos determinantes en la indagación del potencial eoloenergético, es la curva de potencia del viento, la cual se obtiene en base a la duración de velocidades específicas de viento en función del número de horas en el año. En la figura 2.7 se muestra dicha gráfica.

Los vértices EFG de la gráfica significa que el viento es débil y no se genera energía. A partir del segmento FG se inicia la generación normal de energía eléctrica. El valor nominal de operación se consigue a partir del segmento CH. En el segmento BI se presenta el corte de energía por altas velocidades del viento. Toda el área sombreada representa la producción anual de energía. El área contenida en los puntos AOED representa la producción anual de energía si el aerogenerador trabajase durante todo el año a valores nominales.

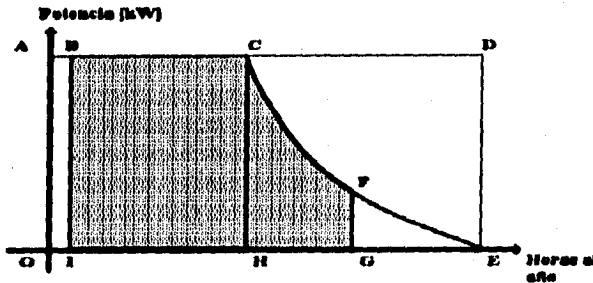


Figura 2.7. Curva de potencia del viento.

Las siguientes definiciones pueden relacionarse con la gráfica anterior:

- a) producción anual específica de energía en el rotor:
 $E_a = \text{energía producida en un año} / \text{área del rotor} = \text{kWh/m}^2 \dots \dots \dots (2.3)$

b) potencia media generada.

$$P = kWh / 8760 \dots\dots\dots (2.4)$$

c) factor de planta o de capacidad.

$$F_c = kWh / (8760 \times kW_{nom.}) \dots\dots\dots (2.5)$$

F_c oscila típicamente entre 0.25 y 0.30.

d) factor de disponibilidad.

$$A = \text{número de horas en que el rotor está disponible} / 8760 \dots\dots\dots (2.6)$$

A es aproximadamente igual a 0.95.

e) diagrama vectorial de un perfil aerodinámico (ver figura 2.8)

II.5.2.1 Definiciones

A continuación se definirán los términos que aparecen en el diagrama que se ilustra en la figura 2.8 y algunos otros complementarios⁴:

- 1.- *Anemograma*: gráfica que relaciona la velocidad del viento con un periodo determinado.
- 2.- *Ángulo de ataque*: es el ángulo formado por el vector representativo de la velocidad relativa del viento y por la línea de cuerda de la sección del aspa.
- 3.- *Ángulo de torcimiento*: es el ángulo formado por el plano de giro del aspa y por la línea de cuerda de la sección.
- 4.- *Ángulo de inclinación*: es la suma del ángulo de ataque con el ángulo de torcimiento.
- 5.- *Arrastre*: es la fuerza aerodinámica ejercida por el viento sobre la sección, con una dirección paralela al del vector de velocidad relativa del aire.
- 6.- *Aspa*: principal elemento de una turbina de viento, cuya función es convertir la energía del mismo en un movimiento rotatorio de un eje, valiéndose de la fuerza de sustentación.

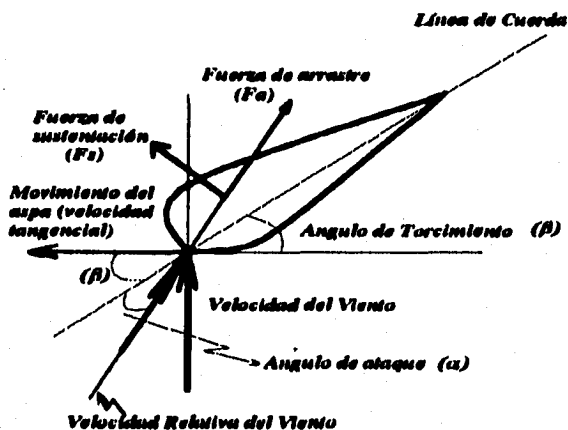


Figura 2.8. Diagrama vectorial de un perfil aerodinámico.

7.- *Borde de ataque*: parte del asa que incide sobre el flujo de aire.

8.- *Borde de fuga*: es el borde posterior de un perfil aerodinámico, opuesto al borde de ataque.

9.- *Coefficiente de sustentación*: es un coeficiente obtenido empíricamente en un túnel de viento a partir de la medición de la fuerza aerodinámica de sustentación.

10.- *Coefficiente de potencia*: es un coeficiente que nos indica la eficiencia de la turbina de viento para transformar la energía cinética en energía mecánica.

C_p : pot. mecánica en el eje del rotor / $(0.5 \times \rho \times V^3 \times \pi \times R^2) = P_r/P_v$ (2.7)

donde

P_r : potencia mecánica en el eje.

P_v : potencia teórica del viento.

ρ : densidad del aire.

V : velocidad del aire.

πR^2 : aire circular de la superficie recorrida en las aspas del rotor.

11.- *Coefficiente de par*: es un coeficiente que relaciona al coeficiente de potencias con λ .

$$C_t = C_p / \lambda \text{ (2.8)}$$

- 12.- **Cubo:** elemento extremo de la turbina, donde se fijan las aspas.
- 13.- **Cuerda:** línea recta que une los bordes de ataque y fuga en la sección transversal de un aspa.
- 14.- **Desplome:** es la pérdida de la fuerza de sustentación e incremento de la fuerza de arrastre, como resultado de la separación del flujo de aire sobre la superficie del aspa por un elevado ángulo de ataque.
- 15.- **Diámetro del rotor:** es el diámetro del área circunscrita por el recorrido de las aspas al girar.
- 16.- **Dirección de rotación:** es el sentido de giro de la turbina vista de frente. Dextrógiro hacia la derecha y Levógiro hacia la izquierda.
- 17.- **Distribución de velocidad del viento:** es un histograma de velocidades en un lapso determinado en donde se inicia el número de horas acumuladas en cada intervalo de velocidades de viento. Los periodos de calma se consideran de velocidad cero.
- 18.- **Eoloenergético:** término relativo a la energía que se puede sustraer del viento.
- 19.- **Estela:** flujo turbulento de aire hacia sotavento, propiciado por una obstrucción.
- 20.- **Fuerza giroscópica:** debido al momento de inercia giratorio de las aspas de la turbina, se presenta una oposición a que se cambie la posición de su eje. Esta resistencia al cambio puede producir vibración en la torre de montaje y en el cubo de la turbina, así como esfuerzos en el sistema de orientación.
- 21.- **Fuerza gravitatoria:** es el peso de las aspas de la turbina que ubicadas instantáneamente en determinadas posiciones durante su giro ejercen cargas mecánicas cíclicas.
- 22.- **Límite de Betz:** es la eficiencia teórica de máxima conversión de energía que se puede obtener en una turbina de viento. Su valor es de 0.593 del total de la energía cinética contenida en el viento a una velocidad dada en el área de trabajo.
- 23.- **Orientación:** es el giro del eje de la turbina sobre un plano horizontal. Se hace para dirigir el aerogenerador a favor o en contra del viento (hay aerogeneradores que trabajan en contra del viento).
- La orientación puede ser libre a través de una cola o con rotores laterales , y motorizada por un sistema automático de control (SAC).

24.- *Potencia mecánica del rotor*: es la potencia aprovechable en el eje de la turbina, expresada en función del coeficiente de potencia y la potencia disponible del viento.

25.- *Velocidad de inicio*: es la velocidad del viento a la altura del cubo de la turbina, con la cual un aerogenerador comienza a producir energía aprovechable.

26.- *Velocidad de salida*: es la velocidad del viento a la altura del cubo de la turbina, con la cual un aerogenerador cesa de producir energía aprovechable para prevenir un daño estructural o fatiga excesiva.

27.- *Velocidad media del viento*: es la velocidad promedio del viento en un lapso determinado.

*Norma IIE-NAG-II

II.6 Acrogenerador de Eje Horizontal de Baja Potencia

II.6.1 Definición

Un aerogenerador es un dispositivo conversor de energía electromecánica, cuyo primomotor consiste en una turbina impulsada por el viento, la que mueve directa o indirectamente a un generador eléctrico.

II.6.2 Componentes Básicos

Un sistema conversor de energía eólica, está compuesto básicamente por los siguientes elementos⁵:

1.-Turbina.

Las turbinas están constituidas usualmente por tres aspas de perfil aerodinámico, que se encuentran montadas sobre un elemento de enlace llamado cubo. De aquí, parte horizontalmente el eje de la turbina, que apoyado sobre un par de chumaceras transmite la potencia mecánica a una caja de engranes.

En las aspas de la turbina, se localizan los frenos aerodinámicos, los cuales por fuerza centrífuga despliegan alerones que reducen la velocidad del rotor a valores seguros; también se logra este efecto si se giran las aspas sobre su eje longitudinal para variar el ángulo de ataque y abatir la fuerza de sustentación. Cuando los alerones están pasivos, forman parte del perfil aerodinámico de las aspas.

2.-Freno mecánico.

Este dispositivo se ubica usualmente entre el eje de baja velocidad y la caja de engranes. Tiene la función de parar totalmente la turbina en caso de emergencia o de sobregiro. Ello lo logra a través de un sistema hidráulico que activa un juego de pastas sobre el disco de freno.

3.-Caja de engranes.

Consiste en un tren multiplicador de velocidad de 3 pasos, inmerso en aceite, cuya función es incrementar la velocidad angular del eje de la turbina a una velocidad que sea aprovechable por el generador eléctrico (de 1,200 a 1,800 rpm). El eje de salida, denominado eje de alta velocidad, se une a la flecha del generador con un acoplamiento flexible que amortigüe los esfuerzos mecánicos transmitidos.

4.-Generador eléctrico.

Es el elemento conversor de energía electromecánica, el cual transforma la potencia de salida de la caja de engranes o eje del rotor, en potencia eléctrica utilizable.

Usualmente es un motor trifásico de inducción con rotor jaula de ardilla, operando en forma inversa. Estas máquinas, también llamadas generadores asíncronos, normalmente vienen interconectados en delta, contando con un voltaje típico de línea de 480 Volts. Requieren estar conectados a la red de distribución para extraer potencia reactiva y poder generar potencia real; es posible prescindir de la red si se utilizan capacitores para suministrar corriente de excitación; este último caso es poco frecuente.

En pequeños aerogeneradores, de tipo residencial por ejemplo, se utilizan alternadores con gran número de polos o generadores de corriente directa.

Los aerogeneradores que cuentan con máquinas de inducción, deben aportar entre el 4 y 10% máximo de la potencia del sistema. Su velocidad de operación es tal que la velocidad del rotor suele ser entre el 4 y 6% mayor que la velocidad de sincronismo (datos prácticos).

5.-Barquilla.

Consiste en una estructura metálica de acero que sirve para contener a todos los elementos del aerogenerador y que debe ser lo suficientemente resistente para soportar los esfuerzos mecánicos de orientación y de variación en el ángulo de ataque. La orientación puede ser libre utilizando colas o minirotors laterales (sistema pasivo) o de orientación dirigida a través de un sistema automático de control (sistema activo).

El sistema activo, evidentemente, es más complicado y queda sujeto a grandes esfuerzos, ya que los constantes cambios de dirección del viento y los esfuerzos inerciales y gravitacionales de las aspas, se concentran en los dientes de engrane de posición que en ciertos casos llegan a romperse. Para solucionar este problema, actualmente se está experimentando con nuevos diseños.

6.-Cubierta.

Es una protección externa que cubre a los elementos del aerogenerador para resguardarlo de la intemperie y para silenciar el ruido interior. Cuenta con aberturas para proporcionar una adecuada ventilación.

7.-Sistema Automático de Control (SAC).

Es un sistema de control electromecánico, que es operado mediante un microprocesador; su función es medir, registrar y controlar, al menos las siguientes funciones: a) velocidad de inicio de operación, b) velocidad de salida de operación, c) conexión del generador a la red eléctrica, d) orientación de la barquilla, e) orientación del ángulo de ataque de las aspas, f) paros de emergencia de las turbinas, g) parámetros eléctricos (kW, A, V, etc.), h) temperaturas.

Los aerogeneradores pequeños no cuentan con este dispositivo.

8.-Torre.

Es el elemento que coloca al aerogenerador a la altura apropiada para que el viento opere a la turbina con la velocidad y eficiencias necesarias.

Son estructuras de acero, con geometría tubular o reticular; usualmente son del tipo tubular cónica, tubular segmentada, tubular con tirantes y reticular.

Las torres tubulares son más caras, pero en su interior se ubican los cables de bajada del aerogenerador y el sistema de medición y de control, quedando protegidos contra los rayos ultravioleta (UV), polvo, elementos corrosivos y lluvia.

En la figura 2.9 se muestra la configuración básica de un aerogenerador de eje horizontal.

II.6.3 Principio de Operación

El principio de operación de un aerogenerador puede resumirse a lo siguiente: con vientos débiles, la turbina gira lentamente pero no genera electricidad debido a que no se han alcanzado las RPM requeridas por el generador.

Cuando el viento sopla con más intensidad y se llega a la velocidad de "inicio", los sensores de velocidad, ubicados en el eje, envían la señal al sistema automático de control (SAC), el cual propicia a través de un motor, la súbita aparición del campo magnético polar del generador (campo rotatorio) y se comienza a producir electricidad. Al aumentar la velocidad del viento, aumentará la potencia eléctrica.

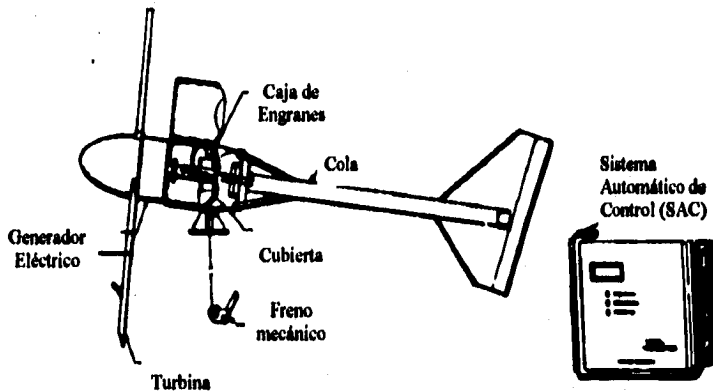


Figura 2.9. Aerogenerador de eje horizontal de 10 kW. BWC Excel-R Owner's Manual and Part List³.

Cuando se presentan ráfagas de viento violentas, los sensores de velocidad envían la señal para que el SAC desenergice al generador eléctrico; esto acontece a una velocidad del viento prefijado, que es la "velocidad de salida". Si se desconectara súbitamente la carga eléctrica del generador o se desenergizara la red, se presenta un sobregiro de la turbina que propicia el paro del generador; simultáneamente, por fuerza centrífuga se despliegan los alerones de seguridad o se varía el ángulo de ataque, para disminuir el giro del rotor a una velocidad tal que pueda activarse el freno mecánico.

Si el viento cambia de dirección, los sensores de posición ubicados en una veleta, envían la señal al SAC para corregir automáticamente la orientación hacia barlovento o sotavento, según el caso.

La potencia aprovechable aumenta con la altura, por lo que mientras más alto se instale un aerogenerador mayor será la potencia generada. La vegetación existente en las zonas de alto viento reduce la velocidad del mismo, además de generar turbulencias y remolinos que afectan la eficiencia de los aerogeneradores.

II.6.4 Protección del Aerogenerador contra Descargas Atmosféricas

Ante el fenómeno de descargas eléctricas atmosféricas, un aerogenerador de eje horizontal debe ser considerado como un dispositivo de alto índice de riesgo, sobre todo en

áreas geográficas con gran densidad de rayos; esto se debe a la configuración geométrica del equipo, sus materiales de construcción y a los requerimientos topográficos de la zona de instalación.

A pesar del alto número de componentes metálicos de alta conductividad con que cuenta un aerogenerador, incluyendo a la torre, cuando un rayo lo impacta, la sobrecorriente no se conduce a tierra sin causar daños, ya que se presentan efectos colaterales indeseables aunque se instale un buen sistema pararrayos-tierra. Los principales efectos a considerar son los siguientes:

- a) La sobrecorriente produce daños severos en las aspas de madera con resina epóxica y en las de fibra de vidrio, además de un envejecimiento prematuro de empaques y lubricantes de los sistemas mecánicos de la barquilla.
- b) El campo electrostático nube-tierra puede originar pequeñas descargas eléctricas capaces de dañar a los circuitos electrónicos.
- c) El campo magnético asociado a la corriente del rayo induce voltajes transitorios elevados que pueden dañar a los equipos de estado sólido.
- d) El campo eléctrico propiciado por la caída de voltaje en la inductancia de la torre representa potenciales riesgosos a lo largo de la estructura.

En el caso específico de los equipos electrónicos, se sabe que son determinantes en los sistemas de control y protección de los aerogeneradores, por ello, deben estar eficientemente resguardados contra los efectos de una descarga atmosférica. Entre los daños típicos están los siguientes :

- i) Una sobrecorriente transitoria puede afectar el cableado y los componentes de un circuito electrónico aledaño, induciendo una tensión por efecto Faraday.
- ii) Cualquier par de conductores separados por un dieléctrico representa un capacitor. Si dos líneas equipotenciales de campo eléctrico coinciden con los conductores, pueden perforar su dieléctrico.
- iii) Debido a la inductancia de la torre la caída de tensión en el instante del rayo produce voltajes que pueden exceder los 2,500 V/cm. Este nivel de tensión daña diferentes configuraciones de circuitos integrados.

iv) Si un capacitor está conectado a tierra en una de sus terminales y la otra está al potencial del campo eléctrico existente a unos metros de mayor nivel durante la descarga, el rompimiento dieléctrico es inminente.

v) El blindaje de un cable coaxial puede estar directamente conectado a tierra y el conductor central conectado a un sensor en la barquilla del aerogenerador. Con el gradiente de voltaje en el instante del rayo, se perfora el aislamiento del cable coaxial y la corriente puede dañar equipos electrónicos.

vi) Cuando existen alambres paralelos a la trayectoria de la descarga eléctrica, el campo magnético asociado inducirá elevados voltajes que representan un riesgo. Si los cables están perpendiculares respecto a la descarga no existe este problema.

vii) Dos subsistemas electrónicos interconectados por cable y ubicados a diferente altura sobre la torre pueden sufrir daño por sobrecorriente o coincidir cada subsistema con una línea equipotencial de campo eléctrico.

Así mismo, los impactos directos del rayo al cableado eléctrico o a sensores y a antenas proporcionarán suficiente corriente para generar una evaporación explosiva que causaría severos daños.

II.6.5 Protección de las Aspas ⁴

Al instalar una varilla pararrayos en el aerogenerador se logra una útil protección contra descargas de polaridad negativa, con polaridad positiva la varilla colaborará de manera definitiva al interceptar más del 50% de los rayos. Sin embargo, si el aerogenerador cuenta con aspas de fibra de carbono, acero o aluminio, la función del pararrayos se cancela ya que las aspas interceptarán las descargas atmosféricas.

El hecho de tener aspas metálicas no implica que conducirán la corriente del rayo sin daño alguno ya que se pueden presentar grandes esfuerzos mecánicos, lo anterior ocasiona fatiga estructural del aspa y/o deformaciones permanentes.

Otro problema es el arqueo eléctrico que puede aparecer encima de los elementos articulados y ejes de giro en las aspas con frenos aerodinámicos de punta o con ángulo de ataque variable. En este caso, puede producirse fusión del metal en pequeñas áreas del aspa o picadura del metal por arcos recurrentes.

Si las aspas cuentan con algún tipo de sensor, como los medidores de deformación, detectores de hielo, etc., seguramente quedarán dañados.

En el aspa metálica sola, los daños son menores y usualmente no impedirán la operación del rotor eólico.

El panorama cambia radicalmente con aspas de fibra de vidrio y de madera con resinas epóxicas, ya que al ser malos conductores la corriente del rayo puede causar su destrucción.

En estos casos, se debe proporcionar un camino de baja resistencia por la superficie del aspa, para evitar que la sobrecorriente circule por su estructura. Una recomendación es aplicar cinta conductora de aluminio en los bordes de ataque y de fuga del aspa. También podría utilizarse pintura de plata aplicada con spray o una malla reticular metálica sobre la superficie. Esta malla puede cubrirse con resina epóxica y pintura para no ocasionar problemas aerodinámicos. Cualquiera de estas medidas preferentemente debe efectuarlas o asesorarla el fabricante del rotor.

II.6.6 Protección al Equipo Electrónico ⁴

La técnica fundamental para proteger al equipo electrónico se basa en el desvío de la sobrecorriente por rayo lejos de los equipos y/o en la utilización de elementos de protección en lugares críticos que desvíen localmente la sobrecorriente y entrapen los campos electromagnéticos.

En el primer caso, se debe utilizar una varilla pararrayos con sus conductores de bajada y su electrodo de tierra, el equipo electrónico debe estar alejado de los conductores de bajada patas de la torre, alambres de retenida y otros soportes metálicos. Una distancia incrementada implica un menor efecto del campo magnético.

Si un contenedor de equipo electrónico no puede ubicarse a distancia segura de la trayectoria de la sobrecorriente, se colocará en el centro exacto de un arreglo simétrico de conductores de bajada, en los cuales se cancelarán mutuamente los campos magnéticos sin afectar al equipo del contenedor.

En el segundo caso, una estructura metálica cerrada de configuración cilíndrica, sirve para confinar la corriente y los campos transitorios. Este escudo debe de interceptar tanto los campos magnéticos como los eléctricos y evitar las fugas de campo; el blindaje metálico, continuo y hermético proporciona un escudo más efectivo que las mallas o las pantallas parciales.

Los cables de suministro de potencia y comunicaciones pueden introducirse en canalizaciones conduit metálica de pared gruesa, lo que da una buena protección, este blindaje

debe utilizarse únicamente como ducto, no como conductor para señales eléctricas. Los cables en el interior deben ser coaxiales o en parejas trenzadas, para que el voltaje inducido en ellos sea aproximadamente el mismo y no haya diferencia de potencial riesgosa.

Además de los apartarrayos de la línea, es necesario utilizar otro supresor de transitorios, por ejemplo un varistor, instalado lo más cerca posible del equipo electrónico a proteger, tendrá la función de drenar a tierra el pico incidente de sobrecorriente, con un rápido tiempo de respuesta y manteniendo el voltaje nominal en las terminales de entrada del equipo.

II.6.7 Protección al Generador ⁴

Cuando un rayo impacta un aspa del generador y la cubierta de la barquilla no es metálica, la sobrecorriente circulará por diferentes trayectorias conductoras de la barquilla, siendo una de ellas la que deriva al generador asíncrono. Con descargas de poca intensidad pero de forma recurrente, sobrevendrá con el tiempo la perforación del aislamiento.

Con descargas de alta intensidad, se excederá el nivel básico de aislamiento (NBA) de los embobinados y quedarán dañados si no se cuenta con la protección apropiada.

Por otro lado, al fabricar la cubierta con material conductor eléctrico, el riesgo para el generador y otros componentes eléctricos se reduce notablemente, ya que la cubierta opera como una pantalla protectora contra campos electromagnéticos y como un conductor de mínima impedancia al paso de la sobrecorriente. Si a él se anexan anillos de contacto en la flecha de baja velocidad del rotor eólico para derivar corriente a la cubierta metálica, se optimizará la protección contra una descarga atmosférica directa.

En el caso de los sobrevoltajes originados por descargas eléctricas atmosféricas lejanas que inciden por las líneas de alta tensión de la subestación acoplada al aerogenerador, los apartarrayos protegen eficazmente al transformador, sin embargo, la tensión residual del apartarrayos que impacta al primario del transformador, se transfiere inductiva y capacitivamente al embobinado secundario y por ende al generador asíncrono de aerogenerador. Con corrientes de alta intensidad o con apartarrayos mal seleccionados, el sobrevoltaje transferido puede exceder el NBA del generador (y/o del transformador), originando el daño a sus aislamientos.

Aunque la capacitancia propia del generador y la de sus cables subterráneos contribuyen a atenuar el pulso transferido de sobrevoltaje, pueden presentarse oscilaciones por resonancia debido a los parámetros inductivos-capacitivos de los embobinados de ambas máquinas, con los consiguientes riesgos para el aislamiento.

Para evitar esta situación, y cuando el nivel cerámico de la región y costos del equipo así lo ameriten, se optará por utilizar apartarrayos de baja tensión (<1,000 volts) en las terminales del secundario del transformador o en las del generador, depende del tipo de instalación, conectados entre fase y tierra, así como entre fases. La energía térmica disipada en estos dispositivos puede ser alta, por lo que se cuidara su selección. Para baja energía serán útiles los apartarrayos de gas (Argón, Helio, Kriptón, Hidrógeno, etc.), análogos a los utilizados para protección de equipo electrónico.

II.6.8 Conductores de Bajada ⁴

La función de los conductores de bajada es dar una trayectoria definida de baja impedancia a la corriente por rayo. En posteria no metálica para aerogeneradores pequeños, deben utilizarse al menos dos conductores de bajada desnudos, preferentemente de cobre, con calibre no menor a 2 AWG, distribuidos simétricamente sobre el aerogenerador y la estructura soporte.

En aerogeneradores con torre de acero, se puede utilizar dicha estructura como conductor de bajada haciendo las conexiones apropiadas. Si se usan conductores, pueden ser de cobre con calibre mínimo 2/0 AWG o de aluminio 4/0 AWG, construidos con un diseño tal que permita una cómoda flexibilidad en los dobleces y que tenga una buena refrigeración con el aire circundante.

El cable de unión entre la torre y el electrodo de tierra o el contacto entre los conductores de bajada y el mencionado electrodo, deben estar firme y perfectamente adheridos, ya sea por conectores de alta presión, o de preferencia, con soldadura, por ejemplo: Caldwell.

II.6.9 Sistema de Tierras ⁴

En una varilla de copperweld, su constante de tiempo fluctua entre 10^{-7} y 10^{-9} seg. (inductiva y capacitiva); como un impulso de rayo está en el orden de 10^{-6} seg. no habrá retraso significativo de tiempo por efecto inductivo y capacitivo, por lo que estos parámetros no serán relevantes; por lo anterior en pararrayos y apartarrayos de aerogeneradores, se recomienda utilizar una varilla copperweld enterrada, al menos, 2.8 m en forma vertical. Para terrenos cuya resistividad sea menor de $3000 \Omega\text{-m}$ y para potencias que no excedan los 250 kW, se permite una resistencia de 10Ω para el sistema de tierras.

En el caso de excederse los 3,000 Ω .m, la resistencia permitida será de 20 Ω . La tensión de operación del sistema es independiente para las tierras relacionadas con el fenómeno de rayo. Por lo anterior, en aerogeneradores de eje horizontal, se recomienda utilizar varillas de tierra en pararrayos y apartarrayos, para inhibir los sobrevoltajes peligrosos por reactancias elevadas.

De acuerdo a la constante inductiva de un conductor enterrado, es recomendable utilizar un electrodo de 3.0 m o a lo más de 6.0 m., para atenuar la impedancia transitoria en el instante del rayo. Si nos encontramos con un suelo de alta resistividad, es conveniente dar un tratamiento adicionando sulfato de cobre o sulfato de magnesio; siendo preferible tener bentonita, la cual presenta mayor ventaja que los sulfatos mencionados.

El sistema de tierra de la subestación eléctrica que acopla a los aerogeneradores con la red de distribución, estará compuesto por un sistema de tierras convencional, constituido por varillas interconectadas, electrodos de diversas geometrías y mallas de retícula ortogonal, en donde para su diseño deberán utilizarse los conceptos de tensión de paso y tensión de contacto.

Si en la subestación utilizamos una malla de retícula ortogonal sin varillas, enterradas de 0.25 hasta 2.50 m podemos estimar la resistencia del sistema de tierra a proyectar con la expresión de *Sverak*, que será más útil que la expresión de *Laurent* y *Niemann*:

$$R_T = \rho \left\{ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 \times A}} \left(1 + \frac{1}{(1+h\sqrt{20/A})} \right) \right\} \dots\dots\dots (2.9)$$

donde:

A: área ocupada por la malla (m²)

ρ : resistividad promedio del terreno (Ω m)

L: longitud total del conductor enterrado (m)

h: profundidad de la malla (m)

El problema de protección eléctrica de un aerogenerador queda circunscrito a una adecuada selección y coordinación de los diferentes elementos del sistema. Por último en el apéndice B mostramos las características eléctricas principales de un aerogenerador comercial de 10kW.

II.8. Ventajas y Desventajas

La preocupación por la degradación ambiental y la conveniencia de disminuir la dependencia de suministros exteriores, son factores que influyen decididamente sobre las políticas energéticas a la hora de fomentar la investigación, desarrollo y aplicaciones de las energías renovables.

Dentro de las posibilidades energéticas y ambientales de las distintas energías, la energía eólica por su carácter limpio e inagotable, permite un gran desarrollo como recurso endógeno en aquellas áreas que cuentan con el potencial necesario para su aplicación.

Desde el punto de vista ambiental, podemos decir que las centrales de generación de electricidad con viento, no afectan la vida vegetal, ni a los cuerpos de agua, no afectan al aire ni al clima, y no presentan riesgos sobre la salud del ser humano.

Se considera así mismo que presentan poco o ningún efecto sobre la vida animal. La operación de estas centrales no requiere de la combustión de sustancias ni genera emisión de gases. Un proyecto eólico con capacidad de 100 MW instalado en el Istmo de Tehuantepec substituiría la combustión de 1,140,000 barriles anuales de petróleo y, evitaría la descarga de 250,000 toneladas anuales de CO₂ a la atmósfera.

Los terrenos utilizados por las plantas eólicas pueden continuar sirviendo a la actividad a que estaban asignadas, es decir, si se trata de terrenos de cultivo o bien de pastoreo pueden permanecer en el mismo uso. Los requerimientos de espacio para la instalación de los equipos eólicos es menor al 5% de la superficie de los predios.

Los efectos ambientales más importantes relacionados con las plantas eólicas están relacionados con la alteración del paisaje y un poco con el ruido. Sin embargo, los niveles de ruido que se obtienen están dentro de los valores límite impuestos por las regulaciones locales de los lugares donde se encuentran las plantas.

II.9 Situación en México

La República Mexicana cuenta con un aceptable número de manifestaciones de vientos susceptibles de ser aprovechables en la generación de potencia. Las estaciones del Servicio Meteorológico reportan velocidades y persistencias del viento que hacen presumir la viabilidad de proyectos de conversión; por ejemplo, sitios como Salina Cruz, Oaxaca, donde se han efectuado mediciones desde hace más de 40 años, y donde los efectos del viento se hacen

presentes al observar la vegetación local, cuyo crecimiento se desvía de la vertical, orientándose por la fuerza del viento.

Entre los lugares con elevado potencial eólico, se encuentran:

- * La Ventosa, Oaxaca.
- * La Venta, Oaxaca.
- * La Virgen, Zacatecas.
- * Zona costera de Veracruz.
- * Pachuca, Hidalgo.
- * Santa María Magdalena, Hidalgo.
- * La Rumorosa, Baja California.
- * Cabo Catoche, Quintana Roo.
- * San Quintín, Baja California.
- * Cozumel, Quintana Roo.

De estos sitios, los localizados en el Istmo de Tehuantepec son los que están considerados como los de mayor potencial en el país de acuerdo con los registros de mediciones realizadas a la fecha.

Las mediciones anemométricas confirman el potencial de la zona. Las mediciones efectuadas en la Venta, Oaxaca, han confirmado un área potencial de 15 km²; en este lugar se registran velocidades promedio anual de 7 m/s a 10 metros de altura, que convierten a la región en una de las de mayor potencial eólico en el mundo; se ha instalado la central Eoloelectrica de la Venta, cuya potencia instalada es de 1.5 MW, generando anualmente 3,900 MWh, producción equivalente a la generada con 6,700 barriles de combustóleo.

Se prevé que para el año 2,000 haya una potencia eoloelectrica instalada de 15,000 MW en todo el mundo. (cuadro 2.4).

PAIS	POTENCIA ACTUAL (MW)	PAIS	POTENCIA ACTUAL (MW)
E.U.A	1,870.00	MEXICO	2.1
DINAMARCA	520.00	ARGENTINA	1.00
ALEMANIA	330.00	EGIPTO	1.00
HOLANDA	170.00	PORTUGAL	1.00
INGLATERRA	145.00	IRLANDA	1.00
ESPAÑA	55.00	SOMALIA	1.00
INDIA	50.00	CABO VERDE	0.25
GRECIA	35.00	AZORES	0.24
R.P CHINA	25.00	MADEIRA	0.24
SUECIA	15.00	HAITI	0.15
ITALIA	10.00	MAURICIO	0.12
BELGICA	5.00		
TOTAL: 3,238.1MW			

Cuadro 2.4. Datos proporcionados por la Comisión Federal de Electricidad, 1994⁶.

Bibliografía:

- ¹- Campbell Scientific, Inc.; Wind Speed and Directions Sensors; Campbell Scientific, Inc.; Utah, USA; 1993.
- ²- NRG, Systems, INC.; NRG LOGGER #9200 Manual. A Serial Real Time Direction/Velocity Data Logger for 2 Level Wind Measurent; NRG, Systems, INC; Hinerburg, Vermont, USA, 1990.
- ³- Caldera M Enrique, Saldaña, Ricardo, Estimación de la Velocidad Promedio Anual de Viento en un Sitio de Posible Aprovechamiento, IIE.
- ⁴- Garza Macías, Aníbal, Aerogeneradores de eje horizontal. proyecto de norma IIE-NAG, 1994.
- ⁵- Bergey Windpower Company, Inc.; BWC Excel-R Owner's Manual and part list.
- ⁶- Comisión Federal de Electricidad, gerencia de proyectos geotermoelectricos, Unidad de nuevas fuentes de energía.
- ⁷- Vaughn Nelson, Earl H. Gilmore, "Introduction to Wind Energy", Report 93-3, November 1993, Alternative Energy Institute
- ⁸- Borja, Marco A., Lagunas M., Javier; SCAAUT-IIE. Producto de Competencia Internacional; Ed. Revista Solar de la ANES (Asociación Nacional de Energía Solar), Núm. 21, pp 4-9; Verano 1992, México.
- ⁹- Caldera M. Enrique, Puga Ramirez N., La Energía Eólica, División de fuentes de energía, IIE.

CAPÍTULO III

SISTEMA FOTOVOLTAICO

III.1 Conceptos Preliminares¹

La energía solar que recibe la superficie terrestre puede convertirse en energía útil para el hombre (calorífica, mecánica o eléctrica) mediante muy diversas tecnologías.

Los rayos del sol proporcionan energía radiante o *radiación*, que no es otra cosa que ondas electromagnéticas de diferente frecuencia. Las unidades de energía que se utilizan comúnmente son los kiloWatts-hora; así mismo, las de potencia son los kiloWatts. La radiación solar total interceptada por la tierra es de aproximadamente 1.51×10^{18} kWh/año o 5.4×10^{12} TJ/año.

La radiación solar recibida fuera de la atmósfera terrestre es prácticamente constante mientras que la recibida sobre la superficie terrestre varía considerablemente. La energía recibida del sol en un área unitaria expuesta perpendicularmente a sus rayos, a una distancia promedio entre el sol y la Tierra y en ausencia de la atmósfera terrestre recibe el nombre de *constante solar* y tiene un valor aceptado de 1.353 kW/m^2 ($\pm 1.5\%$). Este es el valor que se obtiene al integrar el área en la parte inferior del gráfico de la figura 3.1. Ahí se muestra el espectro de radiación extraterrestre junto al espectro de radiación conocido como masa de aire 1 (MA-1). Este valor indica el efecto que sufre la radiación al atravesar el espesor de la atmósfera. Es evidente que la atmósfera tiene una gran capacidad de absorción y reduce la energía solar que llega de la tierra, particularmente en ciertas longitudes de ondas.

Como se comentó, no toda la radiación recibida del sol tiene la misma longitud de onda. El espectro solar comprende la región ultravioleta (de 0.115 a 405 micras) con 9.293% de la energía, la región visible (de 0.405 a 0.74 micras) con 41.476% de la energía, y la región infrarroja (de 0.740 a 1,000 micras) con 49.231% de la energía. La máxima intensidad de la energía solar ocurre en la región visible del espectro. Las características del espectro solar son importantes para seleccionar algunos de los materiales empleados en el aprovechamiento de ésta fuente.

La radiación solar se altera considerablemente (por dispersión y absorción) al pasar a través de la atmósfera y el total incidente sobre la superficie horizontal terrestre rara vez excede de 1 kW/m^2 . La radiación solar puede descomponerse en *directa* y *difusa*. La primera de ellas se refiere al flujo de rayos solares recibidos desde la dirección del disco solar; la *radiación difusa* es la que llega a la superficie terrestre desde el resto del cielo y es producto de la dispersión que sufre la luz solar a través de la atmósfera terrestre. La proporción de cada una de ellas en la radiación total depende de la nubosidad, humedad, presencia de partículas suspendidas en la atmósfera y otras condiciones ambientales, pudiendo llegar a corresponder a la radiación difusa desde un 10% hasta un 85% de la total, siendo esta proporción menor en zonas tropicales. La composición de la radiación es importante dado que algunas tecnologías

solares disponibles aprovechan sólo la insolación directa, mientras que otras aprovechan la total. Por otra parte, la radiación solar recibida es diferente para distintas latitudes y la que llega sobre superficies inclinadas difiere de la recibida sobre superficies horizontales.

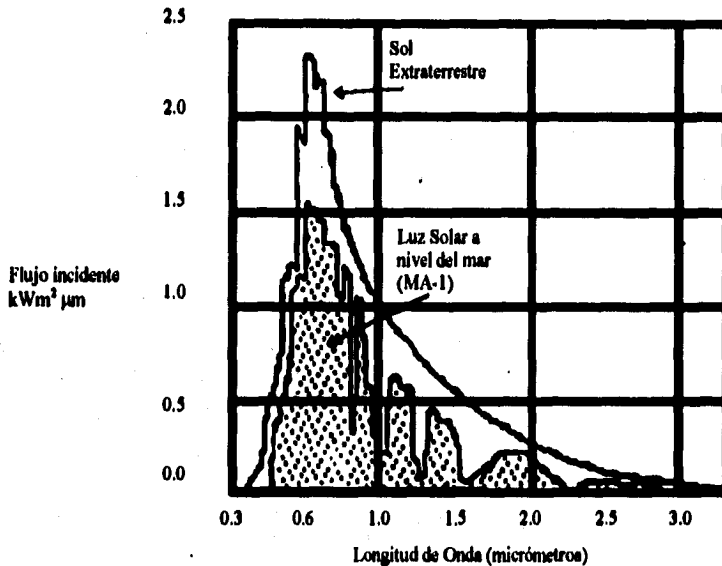


Figura 3.1. Espectro de radiación.

Existe un gran número de instrumentos para medir la radiación solar total o sus componentes directa o difusa, tanto en sus valores instantáneos como de los integrados a lo largo de un cierto intervalo de tiempo. Entre los instrumentos de medición pueden distinguirse genéricamente los *pirheliómetros* de incidencia normal (radiación directa), los *piranómetros* (radiación total) y los *difusómetros* (radiación difusa); estos últimos son generalmente piranómetros con una banda o disco de sombra que impide al sensor detectar la radiación directa midiendo por tanto sólo la componente difusa.

Insolación es la cantidad de energía solar que recibe un área determinada durante un período de tiempo dado. Se mide en kiloWatt-horas por metro cuadrado. También se usan mediciones en BTU por pie cuadrado por hora, Langleys [Ly] y megajoules por metro cuadrado. Los factores de conversión son:

$$\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2 = \text{Ly} / 85.93 = 316.96 \text{ Btu} / \text{pie}^2 \text{ hora} = 3.6 \text{ MJ}/\text{m}^2 \quad (3.1)$$

$$1 \text{ Ly} = 1 \text{ cal} / \text{cm}^2 \quad (3.2)$$

Los datos de insolación se presentan frecuentemente como valores de promedio diario para cada mes. La *irradiancia máxima* es la disponible al mediodía solar de cualquier día dado, no importa cual sea la estación. El mediodía solar se define como la hora cuando el sol llega a su apogeo durante su trayectoria a través del firmamento. El término *horas de sol máximo* u *horas-pico* es el número equivalente de horas diarias en que la irradiancia solar alcanza un promedio de 1000 W/m^2 . Las horas de sol máximo corresponden directamente a la insolación.

La figura 3.2 muestra la trayectoria diaria del sol para un lugar del hemisferio norte. Esta trayectoria representa el ángulo relativo del sol con respecto a una superficie horizontal para una latitud de 40° en el hemisferio norte.

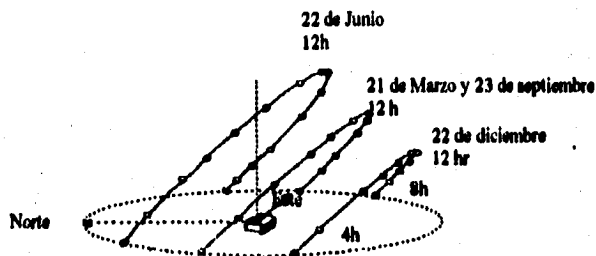


Figura 3.2. Trayectorias estacionales del sol a 40° N de latitud.

Dos *características básicas* de la energía solar son fuente de la mayor parte de las dificultades tecnológicas para su aprovechamiento :

a) su baja densidad por unidad de área, lo que hace necesario dispositivos con gran extensión para captar cantidades importantes de energía, y

b) su intermitencia, lo que implica que para muchas de sus aplicaciones potenciales se requieran dispositivos de almacenamiento energético que encarecen las tecnologías.

Estas dos características hacen suponer que los esfuerzos de investigación y desarrollo podrían dirigirse fundamentalmente hacia dos puntos: a) la tecnología de materiales en su más amplio sentido, y b) el almacenamiento de energía.

El almacenamiento temporal de energía, a bajo costo, es una condición para que la utilización de la energía solar se lleve a cabo a escalas importantes.

III.2 Usos de la Energía Solar²

Las tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar son muchas y muy variadas; sus ventajas y desventajas dependen en buena medida de la aplicación o uso final de ella. Se consideran generalmente cuatro grandes grupos de tecnologías, según el proceso de conversión de energía solar en energía útil que empleen. Para cada uno de los procesos de conversión hay diferentes tecnologías, clasificadas en la tabla 3.1.

A continuación se explican brevemente las tecnologías antes mencionadas a excepción del sistema fotovoltaico, ya que es el tema de éste capítulo y posteriormente se describe con detalle.

a) Procesos Termodinámicos

a.1 Sistemas térmicos pasivos. En los sistemas solares térmicos pasivos, la energía solar captada se convierte en calor sin el empleo de equipos auxiliares electromecánicos tales como ventiladores o bombas (esto es, sin emplear elementos "activos"). La transferencia de calor, y en dado caso la circulación del fluido caliente, ocurren de manera natural. Los sistemas térmicos pasivos han sido y son empleados principalmente para el acondicionamiento del ambiente en construcciones y edificios, proporcionando calor en invierno y fresco en verano, para calentar el aire ambiente en invernaderos y, con menor frecuencia y más limitaciones, para secado de materiales orgánicos y calentamiento de agua a bajas temperaturas. Por lo anterior, el término "sistemas solares pasivos" suele identificarse sólo con el acondicionamiento ambiental de construcciones, en lo que se ha llamado heliodiseño o helioarquitectura.

a.1.1 De ganancia directa. En estos sistemas, la energía solar es recibida a través de una superficie vidriosa orientada hacia el sur (en el hemisferio norte), con frecuencia colocada verticalmente. La energía captada en exceso de la requerida durante el día se almacena en los elementos constructivos de la edificación (por ejemplo en las paredes de concreto, ladrillo, etc., o en los pisos y techo) para su aprovechamiento durante la noche.

a.1.2 Con paredes de almacenamiento térmico. Una pared, colocada a unos 30 cm detrás de la superficie vidriada orientada al sur, recibe la radiación solar que atraviesa el vidrio y sirve de almacén térmico. El calor almacenado se transfiere al resto del edificio por convección y radiación. En otras aplicaciones la pared-almacén térmico está formada por tubos, tanques, botellas, etc., con agua en su interior.

a.1.3 Con espacio solar agregado. Es un sistema que combina el concepto de ganancia directa y de pared-almacén térmico, formando una especie de invernadero entre el vidrio y la pared de la construcción orientada al sur.

a.1.4 Con techo de almacenamiento térmico. En estos sistemas la captación de la energía solar y el almacenamiento de calor se realizan en el techo de la construcción.

a) Procesos termodinámicos	a.1 Sistemas térmicos pasivos	a.1.1 De ganancia directa a.1.2 Con paredes de almacenamiento térmico. a.1.3 Con espacio solar agregado a.1.4 Con techos de almacenamiento térmico
	a.2 Sistemas térmicos estacionarios	a.2.1 Colectores planos a.2.2 Colectores tubulares a.2.3 Colectores con concentración a.2.4 Estanques solares
	a.3 Sistemas térmicos con seguimiento	a.3.1 Distribuidos a.3.2 Torre Central
b) Procesos químicos		
c) Sistemas termiónicos		
d) Sistemas fotovoltaicos		

Tabla 3.1. Tecnologías usadas en Energía Solar.

a.2 Sistemas térmicos estacionarios. Los sistemas térmicos estacionarios capturan la energía solar incidente sobre la superficie terrestre mediante dispositivos colectores fijos, esto es, que no modifican su posición para intentar seguir el movimiento aparente del Sol. Dichos colectores convierten la energía solar en energía calorífica y la transfieren a un fluido de trabajo (agua, aire, aceites, gases de alto peso molecular, etc.) Los colectores son así adicionalmente cambiadores de calor.

a.2.1 Colectores planos. Básicamente, un colector plano consta de una superficie plana o absorbadora hecha de metal, usualmente de cobre, cuya superficie expuesta al sol es

oscurecida para aumentar su absorción de calor, y de una red de tubos soldados al absorbedor. Este conjunto se coloca en una caja con aislante por detrás del absorbedor y una o varias capas de vidrio plano por delante del mismo.

En el diseño antes mencionado, el colector se instala generalmente inclinado, para incrementar su eficiencia en la captación de energía solar, dependiendo el ángulo de inclinación de la latitud del lugar.

a.2.2 Colectores tubulares. El principio de operación es muy similar al de los colectores planos, salvo que, los colectores tubulares operan con vacío (o baja presión) entre el absorbedor y el tubo envolvente de vidrio, con lo que se eliminan (o reducen) las pérdidas por conducción y convección.

a.2.3 Colectores con concentración. En el caso de los colectores con concentración, para aumentar la cantidad de energía recibida sin incrementar proporcionalmente el área de absorbedor expuesta al sol y por tanto las pérdidas, se emplean espejos que reflejan la radiación que incide sobre ellos en un área de absorbedor más pequeña.

a.2.4 Estanques solares. Una masa estática de agua (estanque, lago, mar) es potencialmente un colector solar horizontal que puede tener una gran área de captación. La mayoría de los sistemas térmicos solares de baja temperatura constan de una unidad que capta la energía solar y otra, separada, en la que se almacena la energía capturada. En los estanques o lagos solares el colector y el almacén térmico están fundidos en uno, ya que el mismo cuerpo de agua realiza las dos funciones.

a.3 Sistemas térmicos con seguimiento. Cuando se desean alcanzar temperaturas medias o altas ($>250^{\circ}\text{C}$) mediante el aprovechamiento de la energía solar, se hace necesario, dada la baja densidad energética de la radiación solar, el uso de colectores con una mayor relación de concentración que la obtenible en los colectores solares estacionarios con concentración. Los colectores de alta razón de concentración deben reflejar los rayos solares en áreas muy pequeñas comparadas con la de captación. Para lograr esto los colectores deben ser capaces de seguir el movimiento diario aparente del Sol, ya sea en una o en dos direcciones.

a.3.1 Sistemas distribuidos. Como en el caso de los colectores estacionarios con concentración, en los concentradores con seguimiento, un conjunto de espejos (o lentes) recibe la radiación solar y la refleja (o refracta) hacia un absorbedor, cuya superficie es mucho más pequeña que el área de captación, con una razón de concentración mayor que 10, esto permite aumentar la densidad energética de la radiación recibida por el absorbedor, pero requiere que el colector siga el movimiento del Sol en una o dos direcciones, lo que se logra con dispositivos especiales. El absorbedor eleva su temperatura y al ponerse en contacto con un fluido de

trabajo que circula por su interior le cede calor. Las temperaturas alcanzables con estos sistemas son mayores que con cualquiera de los colectores solares tratados anteriormente.

a.3.2 De torre central. El principio de operación de los sistemas de torre central es conceptualmente el mismo que el de los distribuidos, salvo porque en este caso todos los colectores (espejos planos o heliostatos) reflejan la radiación solar hacia un absorbedor común colocado en la parte alta de la estructura. La razón de concentración de estos sistemas está limitada prácticamente por la precisión de enfoque de los heliostatos y por la curvatura natural de la superficie terrestre. Los sistemas de torre central generalmente están asociados con la generación de energía eléctrica en plantas de gran tamaño pero también han sido propuestos para la generación de vapor en diferentes industrias.

b) Sistemas fotoquímicos.

Son sistemas de conversión en que la energía solar se convierte directamente en un potencial químico, generalmente almacenable en forma de un combustible capaz de liberar esta energía posteriormente.

c) Sistemas termiónicos

Los sistemas termiónicos (o termo-iónicos) convierten la energía calorífica directamente en electricidad, aprovechando la emisión de electrones de una superficie o cátodo caliente. Los electrones viajan a través del vacío o de un espacio gaseoso hacia un ánodo frío o colector. Al conectar una carga eléctrica entre el cátodo y el ánodo se puede extraer potencia eléctrica útil.

Las tecnologías fotoquímicas son, junto con los sistemas termiónicos, el camino menos desarrollado para el aprovechamiento de la energía solar.

III.3 Semiconductores

En la estructura atómica aislada existen niveles de energía discretos asociados con cada electrón orbital, por lo tanto, cada material tendrá su propio conjunto de niveles de energía permisibles para los electrones en su estructura atómica.

En la figura 3.4 se presentan en forma esquemática los niveles de energía en diferentes materiales, se muestra un material conductor (cobre), el cloruro de sodio (sal) como aislante y el silicio como semiconductor.

Como se aprecia en la figura hay una separación entre la banda de valencia y la de conducción, esta separación se denomina ancho de banda (E_g) y representa el potencial que requiere un electrón de la banda de valencia para alcanzar la de conducción, en el caso de los

materiales conductores ésta separación no existe, es decir las bandas se traslapan, por lo que los electrones de valencia transitan libremente por dicha zona y por lo tanto el material presenta una excelente conductividad, en el caso del material aislante, el ancho de banda es bastante amplio, por lo que requerirá un potencial muy grande para que dicho material conduzca.

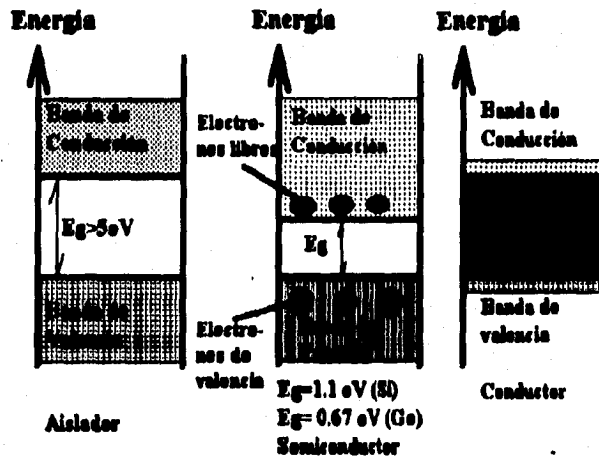


Figura 3.4. Bandas de valencia.

En los materiales semiconductores el ancho de banda es lo suficientemente pequeña como para que algunos electrones salten de la banda de valencia a la de conducción, para que esto suceda es necesario que el electrón haya absorbido energía suficiente para pasar de una banda a otra; cuando esto sucede, queda un "hueco" en la banda de valencia y hay un electrón en la de conducción (generación de pares electrón-hueco), debido a esto es posible la conducción de energía eléctrica en los semiconductores. Cuando el número de electrones y huecos que se forman son iguales, el semiconductor se denomina intrínseco. Agregando impurezas a un material semiconductor intrínseco se puede lograr que el número de electrones disponibles para la conducción sea mayor que el de huecos, en cuyo caso se habla de un semiconductor tipo n, o si el número de huecos es mayor entonces es un semiconductor tipo p.

La energía necesaria para que los electrones salten de una banda a otra la pueden adquirir de causas naturales para romper el enlace covalente y asumir el estado libre. Estas causas naturales incluyen efectos como la energía luminosa en forma de fotones y la energía térmica que surge del medio circundante.

Todo dispositivo fotovoltaico debe concebir un campo eléctrico que exista internamente en él, para que al crearse los pares electrón-hueco estas cargas se separen físicamente y viajen hacia lados opuestos del dispositivo para crear una diferencia de potencial (figura 3.5) y así producir una potencia útil. Tal campo eléctrico puede producirse por una unión p-n o mediante la unión de un metal con un semiconductor.

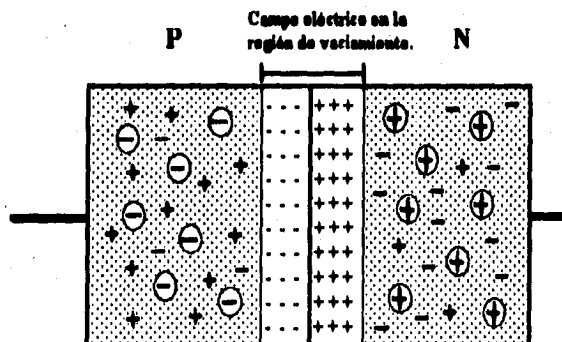


Figura 3.5. Unión p-n sin polarización externa

Si la unión se polariza inversamente, es decir, el semiconductor tipo p se conecta a la terminal negativa y el tipo n a la terminal positiva, entonces el ancho de la barrera se incrementa, y si se conectan al revés, el ancho de la barrera disminuye. A éste efecto de alta conducción eléctrica en un sentido y baja en sentido contrario se le conoce como efecto de rectificación.

III.4 Efecto Fotovoltaico

Si a una unión p-n se le ilumina con un haz de luz ionizante, entonces en ambos lados de ella algunos electrones absorberán la energía del haz, por lo cual se tendrá la generación de pares electrón-hueco. Si en estas condiciones se conecta un voltímetro en los extremos de la unión se medirá un cierto voltaje. A la aparición de este voltaje debido a la absorción de la luz en la unión rectificadora se le llama *efecto fotovoltaico*. Si a los extremos de la estructura se conecta una resistencia de carga, se tendrá la generación de una potencia eléctrica por ella y como efecto total tendremos la *transformación de energía luminosa a energía eléctrica*.

III.5 Celdas Solares³

A la estructura básica o unidad elemental en la cual se presenta este fenómeno se le llama *celda solar*.

Las características Corriente contra Voltaje (I vs V) de una celda solar en la oscuridad y bajo iluminación se muestra en la figura 3.6. La ecuación que rige el comportamiento en la oscuridad esta dada por la de un diodo rectificador de corriente (Ecuación 3.3) mientras que bajo iluminación se debe de introducir la corriente fotogenerada I_L , la cual, fluye en dirección contraria a la corriente del diodo. De esta manera se tiene que la corriente I que circula por una estructura rectificadora cuando a esta se le ilumina con una potencia de luz constante esta dada por (3.4):

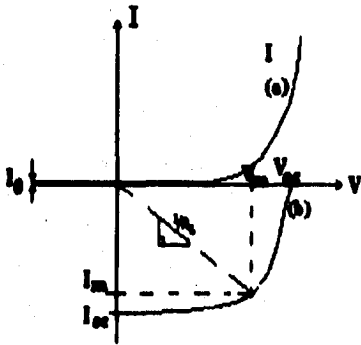
$$I = I_0 e^{(e V_0 / A k T)} - I \quad (3.3)$$

$$I = I_d - I_L \quad (3.4)$$

En la figura 3.6 podemos identificar tres puntos de la curva I vs V que definen a los parámetros fotovoltaicos de una celda solar. Estos son los puntos por donde la curva corta a los ejes V e I, y el punto que define al rectángulo inscrito de mayor área. El punto por donde la curva corta al eje I define la corriente a corto circuito I_{sc} (máxima corriente que entrega la celda a potencia cero), el punto por donde la curva corta al eje V define el voltaje a circuito abierto V_{oc} (máximo voltaje proporcionado por la celda) y el punto de la curva de coordenadas V_m e I_m , para el cual se tiene la máxima transferencia de potencia P_m ($P_m = V_m \times I_m$). Para el caso de una celda solar ideal se tendrá que: I_m tiende al valor de infinito. I_{sc} y V_m tiende al valor de V_{oc} . Por otra parte, el punto para máxima transferencia de potencia nos proporciona la resistencia de carga R_L óptima para extraer de la celda la máxima potencia. Su valor se obtiene en forma geométrica al inscribir en la curva I vs V el rectángulo de mayor área posible, y el valor del inverso de la pendiente de la recta trazada desde el origen a ese punto corresponde al valor de R_L .

La eficiencia de conversión de una celda solar, simbolizada por la letra griega η , se define como la razón de la potencia máxima P_m que entrega la celda y la potencia incidente P_i de la luz solar y se le suele representar en porcentaje; es decir,

$$\eta = (P_m / P_i) \times 100\% \quad (3.5)$$



Características I vs V de una celda solar:
 (a) en la oscuridad
 (b) bajo iluminación
 Se observan parámetros principales

Figura 3.6. Características ideales de una celda solar.

III.5.1 Circuito Equivalente³

Hasta ahora se ha considerado a la celda solar como un dispositivo ideal; pero como es un generador de potencia eléctrica, esta debe tener una resistencia interna, la cual, puede estar compuesta por dos resistencias: una en serie y la otra en paralelo. Para analizar una celda que presente pérdidas de potencia se utiliza un circuito equivalente como el que se muestra en la figura 3.7. En él se pone de manifiesto la resistencia en serie R_s y la resistencia en paralelo R_{sh} de la celda junto con un generador de corriente y un diodo. La R_s se origina en los electrodos que se colocan a la celda y a la resistencia intrínseca del semiconductor. Su valor se puede determinar a partir de la curva I vs V en polarización directa y en donde la respuesta es casi lineal. La R_{sh} se origina por las pérdidas superficiales a lo largo de los bordes de la celda y a los defectos cristalinos del semiconductor. Su valor se puede obtener a partir del valor absoluto de la derivada del voltaje respecto a la corriente (dV/dI) en polarización inversa con el voltaje tendiendo a cero ($V \rightarrow 0$). El valor ideal de R_s es cero mientras que para R_{sh} es infinito.

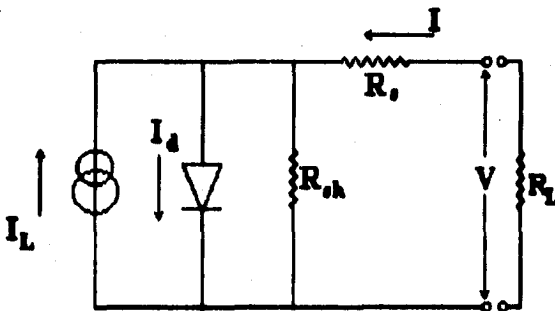


Figura 3.7. Circuito equivalente de la celda solar.

Por otra parte, la potencia máxima que puede entregar una celda solar depende de la potencia de la luz que incide en ella. El voltaje generado por una celda solar de Silicio varía muy poco con respecto a la potencia de la luz incidente (figura 3.8). Esto las hace ideales para cargar baterías. No obstante, la corriente es directamente proporcional a la iluminación y por lo cual la potencia entregada por la celda también es proporcional a ella. Es interesante notar que para una resistencia de carga pequeña o bien en corto circuito, la celda actúa como una fuente de corriente constante y no se destruye.

Desde esta figura es evidente que el voltaje generado por una celda solar de silicio varía muy poco con respecto a la potencia de la luz incidente.

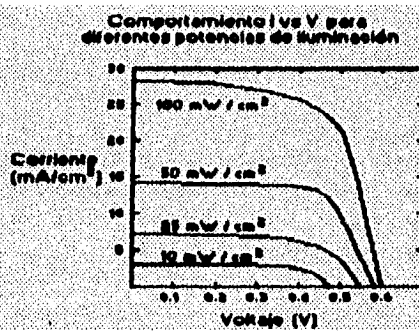


Figura 3.8. Comportamiento I vs V para diferentes potencias de iluminación

La potencia de salida de la celda disminuye según aumenta la temperatura, pero la corriente del aparato aumenta ligeramente cuando sube la temperatura: en cambio la tensión disminuye con más rapidez. El resultado es una disminución de potencia de 0.4 a 0.6% por cada grado centígrado (figura 3.9).

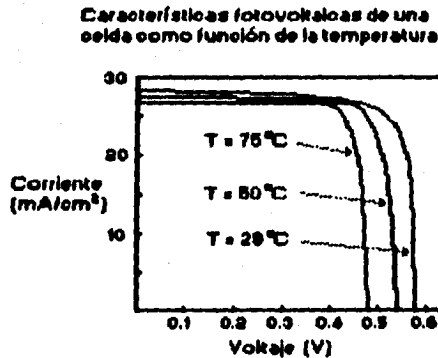


Figura 3.9. Características de una celda en función de la temperatura

Una de las metas que se persiguen al elaborar celdas solares es que la eficiencia de conversión de energía solar o energía eléctrica sea lo más alta posible. Hay ciertos materiales que pueden proporcionar eficiencias de conversión altas, pero en la práctica no se ha podido lograr debido a que existe una serie de factores que ocasionan pérdidas en ellas.

La reacción fotovoltaica puede producirse usando una variedad de materiales. Los átomos de materiales, como el Silicio y el Germanio (semiconductores), forman un patrón bastante definido que es de naturaleza periódica. Un patrón completo se denomina cristal y el arreglo periódico de los átomos, red. Si sucede lo contrario se dice que es un material amorfo. Cualquier material compuesto únicamente de estructuras cristalinas repetitivas del mismo tipo se llama estructura monocristalina. Sin embargo, son pocos los materiales apropiados desde un punto técnico. Algunos con posibilidad comercial se señalan en la tabla 3.2

Materiales fotovoltaicos con potencial comercial		
Material	Tensión típica de una celda en circuito abierto	Corriente típica de una celda en corto circuito
Silicio cristalino y policristalino (Si-x)	≈ 0.6 V	≈ 35 mA/cm ²
Si Amorfo (Si-a)	≈ 0.9 V	≈ 15 mA/cm ²
Arsenuro de Galio	≈ 1.0 V	≈ 27 mA/cm ²
Si-a en tándem (dos celdas)	≈ 1.8 V	≈ 10 mA/cm ²
Diselenuro de Cobre Indio (SCI)	≈ 0.4 V	≈ 35 mA/cm ²
Sulfuro de cadmio, Telururo de cadmio	≈ 0.7 V	≈ 25 mA/cm ²

Tabla 3.2. Materiales fotovoltaicos con potencial comercial¹.

Las celdas solares se pueden dividir en tres tipos: de volumen o de material masivo, de películas delgadas y de concentración. Las de volumen, son las que actualmente se comercializan en forma de módulos y generalmente son de Silicio monocristalino (Si-c) o de policristalino (Si poly), y se empiezan a fabricar las de Silicio amorfo (Si-a). Por otra parte las celdas solares de películas delgadas son empleadas en la mayoría de los equipos electrónicos y ahora comienza su aplicación en potencia en forma de módulos.

Como cada celda solar genera una pequeña cantidad de energía eléctrica, tenemos que interconectarlas en serie y/o paralelo para obtener la cantidad de energía requerida. Así mismo puede ser necesario convertir la corriente continua generada a corriente alterna para alguna aplicación en particular. También, si no coinciden los patrones de insolación y de carga, entonces será necesario el incluir subsistemas de almacenamiento y/o auxiliares, para poder satisfacer los requerimientos eléctricos durante todo el tiempo de operación de los equipos.

III.6 Módulos Fotovoltaicos

Un módulo fotovoltaico es un grupo de celdas fotovoltaicas que han sido laminadas y selladas herméticamente para que no represente un peligro al medio ambiente. Comúnmente estas celdas se conectan en serie para producir una tensión aprovechable. Los módulos fotovoltaicos más comunes contienen de 35 a 40 celdas en serie y generan una tensión de aproximadamente 22 volts de c.c. en circuito abierto.

Las características de cada módulo dependen del criterio de estandarización del fabricante. Sin embargo, éste debe proporcionar las curvas de normalización de cada uno de los diversos módulos que produzca: Corriente-Voltaje a diferentes niveles de insolación y Corriente-Voltaje a diferentes temperaturas ambientes. Ver apéndice C.

La salida de un módulo determinado se puede calcular aproximadamente estudiando una familia de curvas gráficas de corriente y tensión (I vs V), como se muestran en la figura 3.10. Existen tres puntos importantes de interés en la curva I - V ; el punto de potencia máxima (I_{pm} y V_{pm}), la tensión de circuito abierto (V_{ca}) y la corriente de corto circuito (I_{cc}). La corriente de la celda solar es directamente proporcional a la irradiancia solar (fig.10) y es afectada escasamente por la temperatura (fig. 10).

Los módulos de celdas cuadradas tienen más potencia ya que llenan perfectamente la forma rectangular del panel sin que queden áreas inútiles. El panel de celdas circulares desperdicia siempre los espacios entre celdas adyacentes. La relación entre ambas potencias será aproximadamente la que hay entre el área del círculo y la del cuadrado circunscrito a éste, esto es:

$$P_1/P_2 = \pi R^2 / 2R^2 = \pi / 2 = 1.57 \quad (3.6)$$

La eficiencia de los módulos en general, es siempre menor que la eficiencia de las celdas por varias razones: No toda el área del módulo está cubierta por celdas, pérdidas en la cubierta anterior y relleno, y variaciones en las características de celda a celda.

Las causas principales en las fallas de los módulos son la rotura de la celda, la delaminación del encapsulante y las roturas de interconexiones.

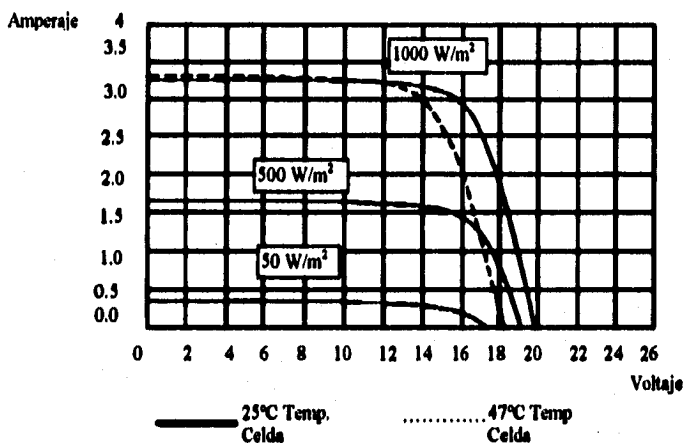


Figura 3.10: Características de módulos solares.

III.7 Conjuntos

Cuando varios módulos fotovoltaicos se conectan en serie para generar la tensión que requiere una determinada carga, la configuración se llama **circuito de alimentación** (también se denomina **cadena**).

Un **conjunto fotovoltaico** consiste en varios circuitos de alimentación conectados en paralelo que generan la corriente necesaria para satisfacer la demanda de energía de una carga determinada. En algunos de los sistemas más grandes, se integran varios circuitos de alimentación por medio de interruptores de alta capacidad de corriente continua. Esta agrupación se denomina **subconjunto**.

III.8 Sistemas Fotovoltaicos

Un **sistema fotovoltaico (SFV)** es un generador de electricidad que satisface cualquier patrón de consumo requerido para una carga específica, en función del patrón de

insolación disponible en el sitio particular. En la figura 3.11 se muestra un diagrama de bloques general. Puede ser tan sencillo como una celda solar conectada directamente como fuente eléctrica en una calculadora, o puede ser tan complicada como el caso en que su participación en una red eléctrica regional deba ser optimizada con relación a otras unidades generadoras, tales como termoeléctricas o carboeléctricas.

Un sistema fotovoltaico incluye no sólo los circuitos de alimentación y los subconjuntos, sino también los dispositivos necesarios para el acondicionamiento de la potencia, el equipo de protección y seguridad del sistema, y las estructuras de soporte.

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican de diversas maneras. Algunas clasificaciones comunes son las siguientes⁴:

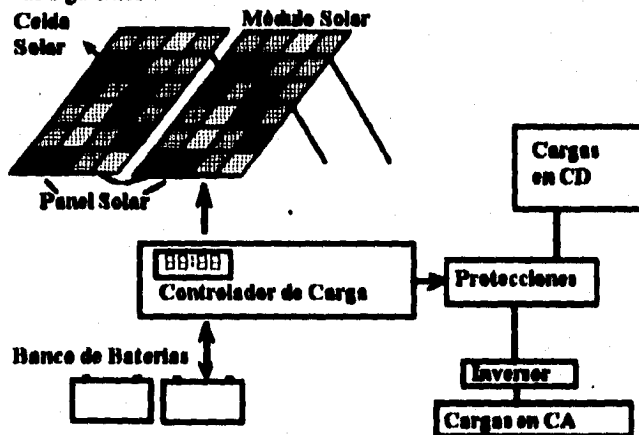


Figura 3.11. Configuración básica de un sistema fotovoltaico.

- **Sistema independiente.** Este es un sistema fotovoltaico, también llamado sistema autónomo, que no va conectado a la red de electricidad de la empresa de servicios públicos. La mayoría de los sistemas independientes utilizan baterías para almacenar la energía que se genera durante el transcurso del día para utilizarla durante la noche o en días nublados.
- **Sistema conectado a la red.** Este sistema fotovoltaico va vinculado a la red de distribución de energía eléctrica de la empresa de servicios públicos. La energía que no se usa para las cargas se transfiere a la red de distribución. Por el contrario, si el sistema fotovoltaico no genera suficiente energía para satisfacer la demanda de la carga, puede recibir la energía necesaria mediante la misma red.

- **Sistema de placas planas.** Este es un sistema fotovoltaico integrado por módulos de geometría plana que usa irradiancia solar natural (no concentrada). Emplea irradiancia solar de ambos tipos, directa y dispersa, para producir electricidad. Estos sistemas generan algo de energía hasta en días nublados.
- **Sistema concentrador.** Este sistema contiene, como parte de su estructura, módulos con dispositivos ópticos para concentrar la irradiancia solar. Estos sistemas aprovechan únicamente la irradiancia en forma de rayos directos. Debido a que esta forma de irradiancia es la única que puede ser enfocada mediante lentes o espejos ópticos, un sistema concentrador no puede generar energía en días nublados. Las altas intensidades que producen estos módulos generan temperaturas altísimas que deben disiparse mediante mecanismos pasivos o activos de enfriamiento.
- **Sistema de inclinación fija.** Consiste en cualquier conjunto fotovoltaico cuyos módulos hayan sido instalados con una inclinación y una orientación invariable. El conjunto puede montarse en un techo, en un poste o en el suelo. Como los módulos de concentración tienen que seguir el trayecto del sol para captar la irradiancia del rayo solar directo, estos sistemas emplean únicamente módulos de placas planas.
- **Sistema de seguimiento o rastreo.** En este tipo de sistema los módulos van colocados en un mecanismo de rastreo para seguir el trayecto del sol y son de uno o dos ejes. Los sistemas de un eje siguen el sol diariamente del oriente al poniente; los sistemas de dos ejes tienen además un control de elevación para rectificar el movimiento estacional del sol del norte al sur. Los sistemas de seguimiento o rastreo son más costosos que los de inclinación fija, pero producen más energía eléctrica por área de unidad ya que, al seguir el sol, logran maximizar el aprovechamiento de la irradiancia disponible en todo momento. Los sistemas de seguimiento pueden utilizar cualquiera de los dos tipos de módulos: de placas o concentradores.
- **Sistema híbrido.** Se denomina así a cualquier sistema provisto de más de una fuente de energía.

El resto del sistema (RDS) se define como todo menos los módulos fotovoltaicos y la carga. El RDS puede incluir lo siguiente:

- El terreno, la cerca, los edificios, etc.
- Las estructuras de soporte para los módulos.
- El alambrado exterior y las cajas de empalme.
- Los dispositivos para acondicionar la energía: inversores, controladores, transformadores, etc.

- Equipo de seguridad y protección: diodos, interruptores, protectores contra rayos, disyuntores, cables y varillas a tierra, etc.
- Baterías para almacenar energía.
- Instrumentos meteorológicos: piranómetros, termómetros, anemómetros, etc.
- Equipos para la adquisición de datos para controlar y evaluar el rendimiento del sistema fotovoltaico.

III.8.1 Protecciones¹

Las cajas de empalme deben ser de cierre hermético y resistente a la intemperie para proteger las conexiones del módulo. Los conectores de la caja deben ser firmes. Para unir los cables conductores debe usarse un método sencillo pero seguro, de modo que las conexiones sean durables.

Los conjuntos fotovoltaicos son sumamente sensibles al efecto negativo que produce la sombra. A diferencia de los colectores térmicos solares, la sombra sobre pequeñas partes de un módulo puede reducir considerablemente la energía de salida de todo el conjunto. Los módulos conectados en serie deben conducir una misma cantidad de corriente. Si algunas células quedan bajo sombra, no podrán producir corriente y pasarán a una polaridad inversa, esto significa, que dichas células disiparán energía en forma de calor y fallarán después de cierto tiempo. En este caso se recomienda colocar diodos de paso o derivación en los módulos conectados en serie. Estos diodos no se necesitan si todos los módulos están en paralelo, como en conjunto de 12 V que usa módulos de 12 V. Empero, en el caso de una tensión elevada, los diodos de derivación en cada módulo le permiten un paso alternativo a la corriente e impiden que la célula bajo sombra disipe grandes cantidades de energía. Aunque este procedimiento posterga la falla eventual, no impide la pérdida de producción de energía causada por la sombra. Antes de instalar un conjunto fotovoltaico es importante verificar en el propio sitio si hay posibilidades de que se produzca una sombra. Después de la instalación el sitio debe mantenerse limpio y despejado. La sombra causada por arbustos o una sola rama de un árbol puede reducir considerablemente la producción del conjunto.

El flujo de corriente dentro de un sistema fotovoltaico se puede controlar mediante diodos de bloqueo. Todo sistema independiente debe tener un método para impedir el flujo inverso de corriente de la batería al conjunto y/o para proteger cadenas débiles o defectuosas. Los diodos de bloqueo se usan a menudo con este fin. En la figura 3.12 se muestra el uso de diodos de bloqueo en cada cadena, de cuatro módulos en serie, conectados en paralelo. Cuando se conectan en paralelo numerosas cadenas, como sucede en los sistemas de gran capacidad, se recomienda usar diodos de bloqueo de cadenas para impedir el flujo de corriente desde las cadenas fuertes hasta las débiles. Sin estos diodos, la corriente procedente de algunas cadenas

podría pasar a través de cadenas sombreadas o defectuosas, lo que con el tiempo dañaría los módulos.

En los sistemas de 12 ó 24 V formados con varios módulos individuales conectados en paralelo, raras veces se emplean diodos de bloqueo en cada cadena, aunque podrían suministrar la protección descrita. En estos casos, generalmente se instala un solo diodo entre el controlador y el conjunto para impedir el flujo inverso de corriente. En la figura 3.12 también se muestra un interruptor de desconexión manual entre el conjunto y el controlador, mientras que en la figura 3.13 se indica el método de alambreado recomendable. Se usa un interruptor bipolar provisto de fusibles. Si ocurre algún problema, los fusibles protegen al controlador para inspección o mantenimiento. Por otro lado, es necesario tener precaución porque la corriente del conjunto siempre está presente a la entrada del interruptor de desconexión, cualquiera que sea su condición. En la figura 3.13 se muestra un interruptor con fusible en el conductor positivo que va a la carga, lo que es indispensable para proteger la carga en caso de una falla a tierra.

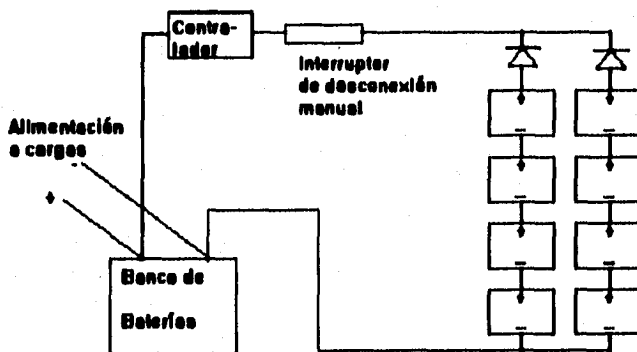


Figura 3.12. Conjunto fotovoltaico con uso de diodos de bloqueo.

III.9 Recomendaciones¹

Para realizar el diseño de un sistema fotovoltaico se deben tomar en cuenta una serie de factores indispensables ya sea para que el diseño sea adecuado, así como, cumplir con las expectativas de las comunidades. Es por ello que a grandes rasgos se presentan algunas recomendaciones importantes para la ejecución del proyecto:

- Simplicidad del diseño del sistema.
- Disponibilidad del sistema.

- Minuciosidad al estimar la carga para artefactos eléctricos.
- Consultar las fuentes locales de informes meteorológicos.
- Disponibilidad de materiales y su costo.
- Conocer el sitio de instalación antes de proyectar el sistema.
- Instalar el sistema cuidadosamente.
- Formular un plan de mantenimiento periódico.
- Calcular el costo del ciclo de vida útil para comparar la opción fotovoltaica con otras alternativas.

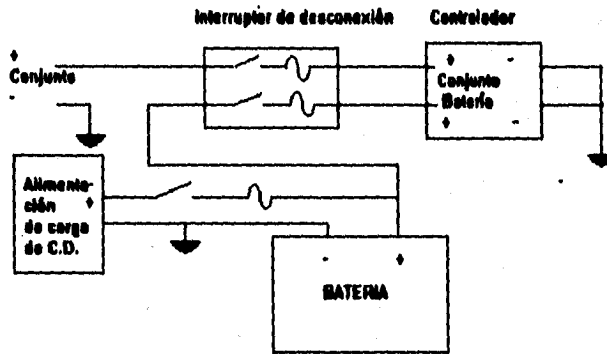


Figura 3.13. Protección a tierra.

Los siguientes aspectos deben ser considerados por los posibles usuarios de estos sistemas:

- Acceso al lugar de instalación.- Un sistema fotovoltaico bien proyectado funcionará sin necesidad de atención. Los ahorros en costos laborales y de viajes pueden ser importantes.
- Modularidad.- Un sistema fotovoltaico puede ser proyectado para una fácil expansión. Si la demanda de energía pudiera aumentar en años futuros, se debe considerar la facilidad y el costo de aumentar la capacidad del sistema.
- Suministro de combustible.- Los costos de suministro de combustible al lugar de la instalación puede exceder en mucho el costo del propio combustible.
- Aspectos ambientales.- La instalación y operación de un sistema fotovoltaico puede ser llevada a cabo con muy poco impacto en el medio ambiente.
- Mantenimiento.- Cualquier sistema generador de energía necesita mantenimiento. La experiencia demuestra que el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es menor que el de la mayoría de otras alternativas.
- Durabilidad.- Un sistema generador fotovoltaico no tiene partes móviles, y su desgaste es mínimo.

Para muchas aplicaciones, las ventajas de la energía fotovoltaica compensan el alto costo inicial de los sistemas que la producen. Si la capacidad del sistema es demasiado alta, el costo inicial aumenta innecesariamente. Si se especifican partes poco durables, aumentan los costos de mantenimiento y reemplazo de esas partes. Las diferencias pueden ser significantes. Los estimados del costo del ciclo de duración, pueden duplicarse fácilmente si se hacen selecciones inapropiadas durante el diseño del sistema.

A continuación se presentan algunos puntos de interés que aparecen en las nuevas normas mexicanas para nuestro estudio acerca de sistemas fotovoltaicos⁵.

Respecto a las instalaciones:

× Los circuitos de la fuente fotovoltaica y los circuitos de salida fotovoltaica no deben estar contenidos en la misma canalización, charola, cables, cajas de salida o cajas de empalme o accesorios similares como circuitos alimentadores o ramales de otros sistemas.

× Las conexiones a un módulo o panel deberán estar dispuestas de tal manera que al remover un módulo o panel de un circuito de la fuente fotovoltaica no interrumpa un conductor de puesta a tierra a otro circuito de la fuente fotovoltaica.

× Cuando la estructura y los materiales de la edificación a la que proporciona energía el sistema fotovoltaico no tenga la resistencia mecánica necesaria, los módulos deberán ser montados en estructura independiente que les dé el soporte y la orientación necesarios, asegurando su adecuada ventilación. En todo caso, el cable de acometida entre el sistema fotovoltaico y la edificación deberá quedar adecuadamente protegido contra posibles daños físicos.

Respecto a la detección e interrupción de fallas de puesta a tierra.

× El circuito de protección contra falla de puesta a tierra debe ser capaz de detectar una falla de tierra, interrumpiendo la trayectoria de la falla y deshabilitando el arreglo.

Requisitos para los circuitos.

× En una fuente de energía fotovoltaica y sus circuitos de corriente directa, la tensión considerada debe ser la tensión de circuito abierto especificado.

× Se permitirán operar hasta 600 V los circuitos de la fuente fotovoltaica.

× La capacidad de corriente de los conductores y la especificación o ajuste de los dispositivos de sobrecorriente en un circuito de un sistema solar fotovoltaico no deben ser menores al 125% de la corriente calculada.

× La corriente para el tipo individual de circuito deberá ser calculada como sigue:

a) Circuitos de la fuente fotovoltaica. La suma de la corriente especificada de corto circuito de los módulos en paralelo.

b) Circuito de salida fotovoltaica. La corriente especificada de corto circuito de la fuente de energía fotovoltaica.

c) Circuito de salida de la unidad de acondicionamiento de potencia. La corriente de salida especificada de la unidad de acondicionamiento de potencia; a excepción de que la corriente especificada de un circuito sin dispositivo de sobrecorriente debe ser la corriente de corto circuito y no deberá exceder la capacidad de corriente de los conductores del circuito.

× Para una fuente fotovoltaica que tiene diferentes tensiones de salida y emplea un conductor común de retorno, la capacidad de corriente del conductor de retorno no deberá ser menor a la suma de los rangos de los dispositivos contra sobrecorriente de los circuitos individuales de salida.

Respecto a la protección contra sobrecorriente.

× Los conductores y equipos del circuito de la fuente fotovoltaica, del circuito de la salida fotovoltaica, del circuito de salida de la unidad de acondicionamiento de potencia y del circuito de la batería de almacenamiento deberán estar protegidos. Los circuitos conectados a más de una fuente de electricidad deberán tener dispositivos de sobrecorriente localizados de tal manera que brinden protección de sobrecorriente de todas las fuentes hacia los conductores y módulos. Se debe considerar un posible regreso de corriente de cualquiera de las fuentes de alimentación, incluyendo una alimentación a través de la unidad de acondicionamiento de potencia hacia el circuito de salida fotovoltaica y hacia los circuitos de la fuente, al determinar si se provee protección de sobrecorriente de todas las fuentes hacia los conductores y módulos.

Medios de desconexión.

× Se deben proveer medios para desconectar todos los conductores que lleven corriente de una fuente de energía fotovoltaica de todos los otros conductores en un edificio u otra estructura.

× Se deben proveer medios para desconectar equipos tales como una unidad acondicionadora de energía, ensamble de filtraje y similares de todos los conductores no aterrizados de todas las fuentes. Si el equipo está energizado por más de una de las fuentes, los medios de desconexión deben ser agrupados e identificados.

× Se deberán proveer de medios de desconexión para desconectar un fusible de todas las fuentes de alimentación si el fusible está energizado por ambas direcciones y está accesible a personal no calificado. Tal fusible en un circuito de fuente fotovoltaica deberá poderse desconectar independiente de los fusibles en otros circuitos de la fuente fotovoltaica.

× Los medios de desconexión para conductores no puestos a tierra consistirán de un(os) interruptor(es) operable(s) manualmente o un(os) interruptor(es) termomagnético(s).

× Se deben proveer de medios para deshabilitar un arreglo o porciones de arreglos.

Puesta a Tierra.

× Para una fuente de energía fotovoltaica, un conductor de un sistema de 2 conductores especificado a más de 50 V y un conductor neutro de un sistema de 3 conductores debe ser puesto a tierra sólidamente.

La conexión a tierra del circuito de corriente directa debe hacerse en cualquier punto, único, del circuito de salida fotovoltaica. El sistema estará mejor protegido contra transitorios de tensiones por descargas eléctricas atmosféricas si se localiza el punto de conexión a tierra lo más cerca posible a la fuente fotovoltaica.

III.10 Determinación de la Zona de Instalación⁶

Información climatológica

Para un correcto cálculo y funcionamiento del SFV se requiere la siguiente información:

- Temperatura ambiente.
- Temperatura mínima esperada.
- Temperatura máxima esperada.
- Número de días consecutivos totalmente nublados promedio anual.
- Valores de la insolación global horizontal y directa. Así como valores mensuales y anuales
- Insolación anual promedio mínima.
- Velocidad del viento.
- Ubicación geográfica de la zona.

La precisión de esta información obviamente dependerá de la aplicación, pero en general es deseable una base de datos horario en un periodo de un año. Obviamente, con solo estos datos el sistema funcionará la mayoría de los días del año, generando más energía de la necesaria; que se podría aprovechar en otros usos.

El criterio determinante para el diseño del sistema fotovoltaico es el mes en que baja al mínimo la proporción de energía solar disponible y la demanda de carga para aparatos eléctricos. El ángulo de inclinación recomendado para el conjunto fotovoltaico se incorpora también en la selección del mes determinante. Este ángulo, que se selecciona en conjunto con el mes determinante, brinda el mayor valor de insolación.

III.11 Mapas de Insolación⁷

A partir de los mapas de insolación disponibles es posible determinar para cada mes del año la insolación promedio mensual diaria. Los valores de insolación se deben convertir a $\text{kW-h/m}^2/\text{día}$. Los datos mencionados, son estimaciones de la insolación solar sobre un plano horizontal.

Para obtener los valores en kW-h/m^2 se utilizan los siguientes factores de conversión:

Para datos en Ly:

$$\text{Ly}/85.93 = 0.0116\text{Ly} \text{ (kW-h/m}^2\text{)}$$

Para valores en MJ/m^2

$$3.6 \text{ MJ/m}^2 = 1 \text{ kW-hr/m}^2$$

para convertir el dato(X) en kW-h/m^2 a horas-pico:

$$X \text{ (kW-h/m}^2\text{)} / 1 \text{ (kW/m}^2\text{)} = X \text{ (horas-pico)} \quad (3.7)$$

En el apéndice D se presentan los mapas de insolación correspondientes a cada uno de los meses así como un mapa anual.

En el mapa correspondiente al promedio anual, se observa que las regiones de mayor insolación en la República son las del norte de Sonora y Chihuahua, que serían las más propicias para fines de instalaciones que requieran de una incidencia alta de energía solar. Existen otras dos regiones bastante definidas, con más de 450 Ly/día en el año: una que abarca Durango, Zacatecas, Aguascalientes, la mayor parte de Guanajuato y el noroeste de Jalisco; otra que comprende la parte de Puebla y otra bastante amplia de Oaxaca. Además se aprecia que más de la mitad del país recibe 400 Ly/día en el año, lo que significa que en México el uso de la energía solar representa una fuente importante de energéticos para el futuro.

En el capítulo VI se proporcionan las fórmulas necesarias para realizar el diseño de un sistema fotovoltaico.

III.12 Glosario de Términos^{1,2}

A continuación resumimos algunos de los términos vistos en este capítulo:

Ángulo de incidencia.- Ángulo que forma un rayo de luz al llegar a una superficie reflectora con la línea perpendicular a dicha superficie.

Ángulo inclinación.- Ángulo de inclinación del colector, medido a partir del plano horizontal.

Área del arreglo fotovoltaico.- Superficie total de los módulos fotovoltaicos expuestos a la radiación solar en un sistema fotovoltaico.

Azimut.- Ángulo horizontal medido en grados a partir del norte verdadero en el sentido de las agujas del reloj.

Cadena.- Número de módulos conectados eléctricamente con el fin de obtener la tensión de funcionamiento del conjunto.

Carga Pico.- Máxima carga o uso de potencia eléctrica que ocurre en un periodo de tiempo dado, por lo general un día.

Celda de silicio cristalino.- Celda fotovoltaica fabricada con cristales de silicio.

Celda de silicio monocristalino.- Celda que proviene de un lingote de un solo cristal.

Celda de silicio policristalino.- Celda que proviene de un lingote cuya estructura es policristalina.

Celda fotovoltaica.- Dispositivo semiconductor con tratamiento químico que convierte la irradiación solar en electricidad.

Conexión en paralelo.- Interconexión de módulos fotovoltaicos o baterías, en que se juntan las terminales de una misma polaridad.

Conexión en serie.- Interconexión de módulos fotovoltaicos o baterías de manera que la tensión total resulta ser la suma de las tensiones de todos los componentes.

Confiabilidad del sistema.- Probabilidad de que el sistema ejecute su función programada en el tiempo programado bajo condiciones planteadas.

Conjunto.- Grupo o arreglo de módulos fotovoltaicos interconectados eléctricamente e instalados mecánicamente en su ambiente de funcionamiento.

Corriente de corto circuito.- Corriente que se genera en una celda, módulo, o conjunto de módulos de un sistema fotovoltaico cuando se ponen en cortocircuito las terminales de salida, es decir, máxima corriente que entrega la celda a potencia cero.

Corriente de potencia máxima.- Amperaje que produce un módulo que funciona en el codo de la curva I-V.

Corriente del conjunto.- Corriente que genera el conjunto fotovoltaico cuando se expone a la luz solar.

Corriente nominal de módulo.- Corriente de un módulo bajo condiciones normales de prueba.

Curva I-V.- Trazado gráfico de las características de corriente en función de la tensión de una celda, módulo o conjunto de un sistema fotovoltaico.

Diodo de bloqueo.- Diodo que impide el flujo de corriente dentro de un conjunto fotovoltaico, o desde la batería hasta el conjunto, durante periodos de oscuridad o de baja producción de corriente.

Diodo de paso.- Diodo conectado en paralelo con un bloque de módulos también en paralelo para desviar la corriente en caso de sombreado o falla de dicho bloque. También se le denomina diodo de derivación.

Disponibilidad.- La disponibilidad de un sistema fotovoltaico es el porcentaje del tiempo en que el sistema puede suministrar el 100% de energía de la carga.

Disponibilidad del sistema.- Probabilidad o porcentaje de tiempo en que un sistema fotovoltaico podrá satisfacer la demanda de energía de la carga.

Eficiencia de conversión de la celda.- Cociente de la energía eléctrica producida por una celda solar (bajo condiciones de sol máximo) sobre la energía de la luz solar incidente sobre la celda.

Horas de sol máximo.- Valor equivalente al número de horas diarias en que la irradiancia solar media es de 1000 W por metro cuadrado.

Hora-sol.- Neologismo que se podría usar como unidad de medida solar, con el significado de "una hora de sol máximo".

Insolación.- Radiación solar que llega a una superficie en un periodo de tiempo. Generalmente se expresa en kilowatt-hora por metro cuadrado.

Irradiancia.- Radiación solar instantánea que llega a una superficie. Generalmente se expresa en kilowatts por metro cuadrado.

Kilowatt-hora (kW-hr).- Equivale a una potencia de mil watts durante un periodo de una hora.

Langley (L).- Unidad de irradiancia solar. Su valor es de caloría-gramo por centímetro cuadrado.

Mes determinante.- Mes en que baja al mínimo la proporción de energía solar disponible y la demanda de carga para aparatos eléctricos. Este es el mes que determina el diseño del sistema fotovoltaico.

Modularidad.- El concepto de emplear idénticas subunidades completas en la construcción de un sistema.

Módulo.- La unidad más pequeña reemplazable de un conjunto fotovoltaico.

Orientación.- Posición en relación con los cuatro puntos cardinales. La unidad de medida de orientación es el azimut.

Panel fotovoltaico.- Designación de un número de módulos fotovoltaicos reunidos en un solo bastidor mecánico.

Piranómetro.- Instrumento que mide la irradiancia solar recibida de todo un hemisferio.

Punto de funcionamiento.- Corriente y tensión que produce un módulo bajo condiciones de carga.

Punto de potencia máxima.- Modo de funcionamiento de un controlador de potencia que regula continuamente una fuente de tensión fotovoltaica para que la fuente funcione a su punto máximo de potencia.

Radiación difusa.- Radiación que se recibe del sol después de la reflexión y dispersión que produce la atmósfera.

Recurso solar.- Cantidad de insolación que recibe un sitio o lugar.

Silicio amorfo.- Celda de silicio que carece de estructura cristalina.

Sistema independiente.- Sistema fotovoltaico autónomo, es decir, que funciona sin necesidad de estar conectado a la red de energía eléctrica de la empresa de servicios públicos.

Sistema fotovoltaico.- Instalación de módulos fotovoltaicos y otros componentes, proyectada para generar potencia eléctrica a partir de la luz del sol.

Sitio remoto.- Lugar donde la empresa o compañía de servicios públicos no suministra electricidad.

Tensión de funcionamiento del conjunto.- Tensión que suministra el conjunto fotovoltaico bajo carga.

Tensión de funcionamiento del sistema.- Tensión de servicio o régimen de un sistema fotovoltaico.

Tensión de circuito abierto.- Tensión máxima que produce una celda, módulo o conjunto fotovoltaico sin aplicación de carga.

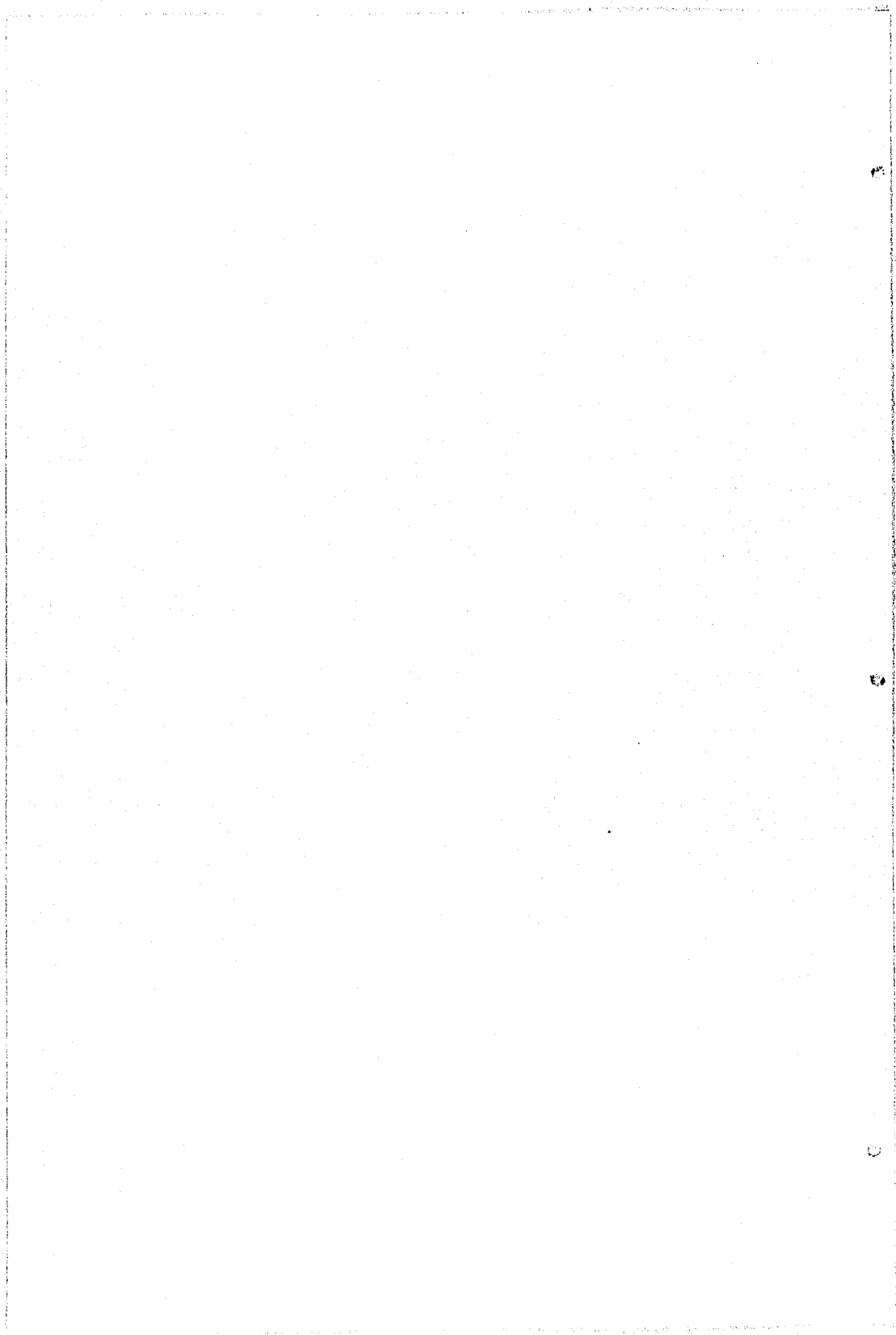
Temperatura normal de funcionamiento de una celda (abrev. NOCT de su nombre en inglés).- Se define como la temperatura de un módulo fotovoltaico que funciona en condiciones de 800 W/m^2 de irradiancia, 20° C . de temperatura ambiental y una velocidad de viento de 1 metro por segundo. Este valor sirve para calcular la temperatura nominal de funcionamiento de un módulo en el ambiente de trabajo.

Varistor.- Resistor variable que depende de la tensión. Normalmente se utiliza en equipos sensibles como medio de protección contra rápidos aumentos o descargas de energía y conducirlos a tierra.

Watt-pico.- Cantidad de potencia que un dispositivo fotovoltaico producirá al mediodía de un día claro (irradiancia a 1000 W/m^2) y una temperatura de celda de 28° C ., cuando la celda está colocada directamente de cara al sol.

Bibliografía

- ¹ - Sandia National Laboratories; Manual de Prácticas Recomendadas para Proyectos de Sistemas Fotovoltaicos Independientes; 1987 Albuquerque, New Mexico, USA.**
- ² - Concheiro, Antonio Alonso; Alternativas Energéticas; Editorial Fondo de Cultura Económica; 1985 México**
- ³ - Unidad Académica de los Ciclos Profesional y de Posgrado del C.C.H.; Laboratorio de Energía Solar; Instituto de Investigaciones en Materiales; Notas del Curso de Actualización de Energía Solar 1994; 1994, Temixco, Morelos**
- ⁴ - Design Assistance Center; Sandia National Laboratories; La Seguridad en el Trabajo con Sistemas Fotovoltaicos; 1991, Albuquerque, New Mexico, USA**
- ⁵ - Diario Oficial de la Federación; Normas Mexicanas para Instalaciones Eléctricas. NOM 001; 10 de Octubre de 1994.**
- ⁶ - ANES (Asociación Nacional de Energía Solar); Memorias de la IX Reunion Nacional de Energía Solar; 1985, Mérida, Yucatán.
Ponencia: Métodos de diseño para sistemas fotovoltaicos.
Juan Luis del Valle, CINVESTAV.**
- ⁷ - Almanza Salgado Rafael; Muñoz Gutierrez, Felipe; Ingeniería de la Energía Solar; Editorial Colegio Nacional; 1994; México D.F**
- ⁸ - Integrated Power Corporation; Photovoltaic and Hybrid Remote Power Systems; 1988.**
- ⁹ - Tonda Juan ; El Oro Solar y otras Fuentes de Energía; Editorial Fondo de Cultura Económica; 1993, México D.F.**
- ¹⁰ - Facultad de Arquitectura, Universidad de Guanajuato; Panel de Energía Solar. Perspectivas de la Energía Solar en México; 1994.**



CAPÍTULO IV

**PLANTAS ELÉCTRICAS DE
COMBUSTIÓN DIESEL**

IV.1 Delineación Preliminar¹

Las plantas eléctricas convencionales son dispositivos que aprovechan cierto tipo de energía para producir energía eléctrica. Dicha energía puede provenir de:

- Derivados del petróleo
- Caídas de agua
- Procesos radiactivos
- Los gases provenientes del subsuelo
- Mareas

De acuerdo al tipo de energía que aprovechan las plantas, éstas se clasifican en:

- Plantas Hidroeléctricas
- Plantas Termoeléctricas
- Plantas Nucleoeléctricas
- Plantas Maremotrices
- Plantas Geotérmicas
- Plantas con Motor de Combustión Interna

Las plantas con motores de combustión interna son aquellas que aprovechan la energía térmica de un combustible para producir movimiento en un motor de combustión interna y éste a su vez, mueve a un generador eléctrico.

Normalmente se clasifican como sigue:

De acuerdo al tipo de combustible:

- Con motor a gas.
- Con motor a gasolina.
- Con motor a diesel

De acuerdo al tipo de servicio:

- Servicio continuo.
- Servicio de Emergencia.

Por su operación:

- Manual.
- Automática.

El tipo de combustible a usar para el tipo de planta de combustión interna a estudiar será el diesel, por las ventajas que presenta frente al de gasolina; para esto se confirma observando el cuadro 4.1, donde se aprecian las diferencias básicas entre los motores de gasolina y diesel.

Diferencias básicas entre los motores de Gasolina y Diesel		
Componentes	Gasolina	Diesel
Sistema de Combustión	1) Bomba de gasolina, filtros y carburador, múltiple de admisión complicado. 2) El combustible y el aire se mezclan antes de entrar a la cámara de combustión	1) Bomba de transferencia, filtros, bomba de inyección y toberas. Múltiple de admisión sencillo. 2) Únicamente entra aire en la cámara de combustión; el combustible se inyecta precisamente a tiempo, buena eficiencia térmica (más kcal utilizables)
Tipo de combustible	Gasolina: costosa, problemas de almacenamiento, flamable	Combustible diesel: Comúnmente más barato y se consume menor cantidad. Sin problemas de almacenamiento. Inflamable.
Relación de compresión	6-8:1	15-19:1
Presión de compresión	100-120 lbs/plg ²	500-600 lbs/plg ²
Sistema de ignición	Magneto a baterías, con bobina, bujías, volantes, relevadores, alambres, condensadores, platinos, etc.	Ignición por compresión a 538°C. A la velocidad de arranque ocurre aproximadamente a 149°C.
Construcción del motor	Peso ligero, grandes esfuerzos de tensión para los émbolos, cigüeñal, árbol de levas, biela, etc.	Más grande y robusto para tener mayor cantidad de fuerza y duración que partes similares del motor de gasolina.
Operación Eficiencia	Arranque más rápido Se desperdicia gran cantidad de combustible.	Tarda más tiempo para arrancar Buena eficiencia térmica, más kilocalorías (kcal) convertidas en energía y potencia utilizable.

Cuadro 4.1. Diferencias básicas entre los motores de gasolina y diesel.

IV.2 Partes de una Planta Eléctrica de Combustión Diesel

- **Motor de combustión diesel:** su función es convertir la energía química de un combustible a energía mecánica para poder impulsar un generador eléctrico.
- **Servicios auxiliares:** entre estos servicios se encuentran los siguientes: lubricación, alimentación de combustible, enfriamiento, escape, protección contra alta temperatura del agua, baja presión del aceite y sobrevelocidad, motor de arranque, controles de arranque y paro, válvulas de purga, bomba de inyección de combustible, filtros de aire.
- **Generador:** es un convertidor de energía mecánica en energía eléctrica.

IV.3 Motor de Combustión Interna Diesel¹

IV.3.1 Introducción al Motor de Combustión Interna Diesel

Como ya mencionamos anteriormente, nuestro estudio se va a centrar exclusivamente en los motores de combustión interna diesel, por ser estos los óptimos para operar en una planta eléctrica de combustión interna.

Un motor de combustión interna diesel es aquel que aprovecha la energía térmica contenida en el combustible diesel para producir un movimiento que se aprovecha con algún fin determinado.

En general, podemos decir que los elementos que son necesarios para el funcionamiento del motor de combustión interna son (ver figura 4.1):

A. Elemento comburente (Aire). El aire es el elemento comburente más abundante y barato en la naturaleza, está formado por una mezcla de gases: 21% oxígeno, 78% nitrógeno y 1% de otros gases, siendo el oxígeno el más importante para la combustión, de hecho se podría utilizar oxígeno puro o mezclado con otros gases (con ciertas ventajas) pero esto resultaría más costoso que usar el aire atmosférico.

B. Elemento combustible. Los combustibles más usados actualmente son productos derivados del petróleo, el cual es el líquido más abundante en la naturaleza después del agua. El petróleo es uno de los más importantes energéticos, a excepción de los combustibles nucleares.

C. Medio de ignición del combustible. Actualmente se tienen dos medios de ignición del combustible, los cuales caracterizan a los dos tipos de motores más usados:

*Ignición por medio de chispa.

Se emplea en los motores ciclo Otto-gasolina. Consiste en hacer saltar una chispa eléctrica dentro de la cámara de combustión en el momento apropiado.

*Ignición por compresión.

Se emplea en los motores ciclo Diesel. Se comprime la mezcla combustible-comburente para que se eleve su temperatura hasta auto-encenderse.

Para el caso de la planta eléctrica de combustión interna, este motor nos sirve para proporcionar movimiento al generador de corriente alterna.

Su funcionamiento consiste en hacer que una mezcla de combustible contenida en un recipiente cerrado se inflame aumentando su temperatura y su presión sobre las paredes del

recipiente, empujando una parte del recipiente con relación al resto provocando su desplazamiento venciendo una resistencia, es decir, se lleva a cabo un trabajo mecánico.

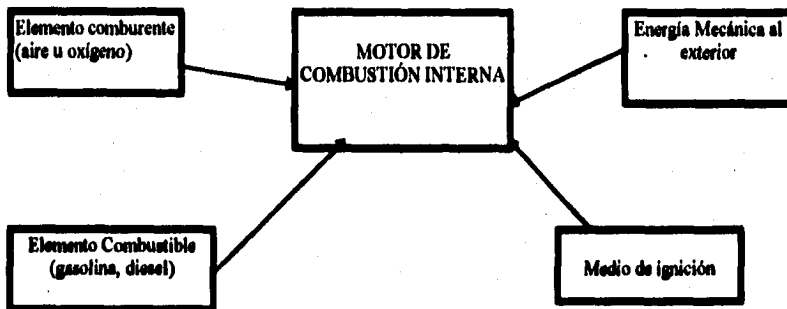


Figura 4.1. Elementos necesarios para el funcionamiento del motor de combustión interna.

IV.3.2. Definiciones Básicas del Motor de Combustión Interna

Para poder entender cómo opera un motor de combustión interna, es necesario familiarizarse con cierto número de términos que describen sus características mecánicas, operacionales y de potencia.

Punto Muerto Superior (TDC o PMS). Es el punto más alto del viaje ascendente del pistón en el cilindro.

Punto Muerto Inferior (BDC o PMI). Es el punto más bajo del viaje descendente del pistón en el cilindro.

Carrera. Es la distancia recorrida por el pistón en su movimiento desde TDC hasta BDC. El pistón tiene una carrera mientras viaja hacia abajo y otra carrera mientras viaja hacia arriba. La carrera hacia abajo, más la carrera hacia arriba del pistón, equivale a una vuelta o revolución del cigüeñal.

Diámetro del Cilindro. Es el diámetro interior del cilindro.

Giro. Es la distancia desde el centro del cojinete principal del cigüeñal al centro del pasador de cigüeñal o cojinete de biela. La medida de un giro es igual a la mitad de la carrera.

Revoluciones por minuto (rpm). Es la unidad de medida usada para determinar la velocidad de piezas giratorias. Si un motor está trabajando a 2000 rpm, significa que el cigüeñal gira 2000 veces en cada minuto que trabaja el motor.

Volumen de Combustión (CV). Para un cilindro, es el volumen de la cámara de combustión situada sobre el pistón cuando este se encuentra en TDC.

Desplazamiento del Pistón (PD). Esto, para un cilindro, significa el volumen que el pistón desplaza mientras viaja de TDC hasta BDC.

Volumen Total (TV). El volumen total del cilindro es el volumen sobre el pistón cuando el pistón está en BDC y es igual a $CV + PD$.

Relación de Compresión (CR). Es la relación entre el volumen total del cilindro y CV, y se calcula dividiendo el volumen total entre CV.

Eficiencia Volumétrica. Es la relación que hay entre la cantidad de mezcla de aire combustible que entra al cilindro en la carrera de admisión y la cantidad requerida para llenar el cilindro a presión atmosférica. Esto se expresa en porcentaje.

Caballaje (Horse Power). Es la unidad de fuerza igual a la cantidad de fuerza necesaria para levantar 75 kilogramos a una altura de un metro, en un segundo.

IV.3.3. Clasificación del Motor de Combustión Interna Diesel

Clasificación del motor diesel.

El motor diesel se puede clasificar de acuerdo a:

a) El número de cilindros:
pueden ser de:

- 1 • 6
- 2 • 8
- 3 • 12 y
- 4 • 16

b) Su construcción:

- En "V",
- Radial,
- En Línea

c) Su funcionamiento:

- 2 y
- 4 tiempos

d) Su aplicación:

- Marítimo
- Agrícola
- Automotriz
- Industrial

e) Su enfriamiento:

- Agua
- Aire

f) Su arranque:

- Eléctrico
- Neumático
- Hidráulico
- Crank
- Con motor de gasolina

IV.3.4 Principio de Funcionamiento del Motor Diesel

El principio de funcionamiento se basa en que el aire admitido a través de las válvulas, se comprime a un valor muy alto, en ese momento el aire alcanza una temperatura muy elevada y en un momento preciso se inyecta combustible a muy alta presión provocando la explosión.

La conversión de energía química a energía mecánica se lleva a cabo en 4 tiempos o carreras (ver figura 4.2), los cuales se explican a continuación:

Admisión. En el primer tiempo, el pistón baja admitiendo aire a través de un purificador, múltiple de admisión y válvulas.

Compresión. En el segundo tiempo, el pistón sube comprimiendo así el aire que había entrado en la carrera anterior. La temperatura se eleva a más de 500°C y un poco antes de que el pistón llegue al final de esta carrera se inyecta combustible atomizado a muy alta presión produciendo en combinación con el aire caliente la combustión.

Potencia. En el tercer tiempo, se expanden los gases impulsando con fuerza al pistón hacia abajo.

Escape. En el cuarto tiempo, el pistón vuelve a subir expulsando los gases producto de la combustión hacia el exterior a través de válvulas, múltiple de escape, tubería y silenciador.

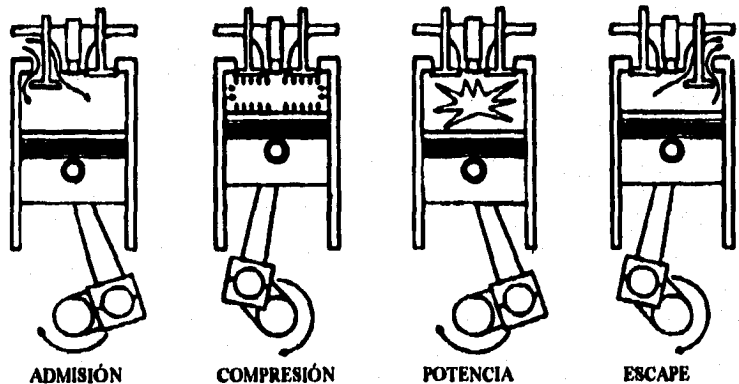


Figura 4.2. Conversión de energía química a energía mecánica. (Instituto Selmeo de Capacitación)

IV.3.5 Componentes de un Motor Diesel

Partes estacionarias del motor.

1. Monoblock
2. Cabezas de Cilindros
3. Depósito de Aceite
4. Múltiples
5. Cojinetes del Cigüeñal

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Partes móviles del motor.

1. Cigüeñal
2. Volante
3. Bielas y Pistones
4. Pistón
5. Anillos del Pistón
6. Resortes de Válvula
7. Varilla de Empuje de Válvula y Balancín
8. Engranajes de Tiempo
9. Elevadores de Válvulas
10. Válvulas de admisión y de escape

IV.3.6. Sistemas del Motor de Combustion Interna Diesel

A continuación se hablará de los sistemas que componen al motor de combustión interna diesel.

1.- Sistema de combustión.

El sistema de combustible en el motor diesel tiene la finalidad de suministrar una cantidad precisa de combustible diesel en un momento exacto a una presión muy alta dentro de las cámaras de combustión del motor, para producir la combustión en conjunto con el aire caliente que se encuentra en la cámara.

2.- Sistema de admisión de aire.

No siempre se toma en consideración que el sistema de admisión es uno de los aspectos más importantes de la instalación de un motor.

Con esto en mente, el sistema de admisión instalado deberá ser diseñado para suministrar aire limpio, seco y fresco al motor, con un mínimo de restricción.

El sistema debe de ser diseñado para soportar las cargas de choque y las condiciones de trabajo que se encuentra en el servicio y deberá proporcionar un sello seguro y durable con un mínimo de mantenimiento.

Si por alguna razón se restringe el paso del aire hacia el interior del motor, se tendrá pérdida de potencia, exceso de humo y sobrecalentamiento. Si el polvo o la suciedad logran pasar a través de la toma de aire, se dañarán los pistones y las válvulas. Puede causar el

desgaste de los anillos de los pistones y descender hasta el sistema de lubricación. Los anillos de pistón gastados darán lugar a que se escape la presión de la combustión con el resultado inevitable de que el motor también perderá potencia y habrá consumo excesivo de aceite. La información anterior revela la importancia que tiene el aire limpio y por lo tanto su filtrado.

3.- Sistema de escape.

El sistema de escape deberá ser diseñado para mantener la resistencia al flujo de los gases (la restricción) lo más baja posible y dentro de los límites especificados para un tipo de motor en particular.

El sistema deberá ser diseñado también para obtener la emisión de ruido mínima y que a la vez sea lo más económico posible. El escape no deberá pasar demasiado cerca de la bomba de inyección de combustible, los filtros, las tuberías de combustible, tanque de combustible, etc.

En muchos tipos de aplicaciones, el escape es una de las fuentes principales del ruido. El ruido procede de la liberación intermitente de los gases del escape a alta presión de los cilindros del motor, causando fuertes pulsaciones de presión de gas en el tubo de escape. Estas conducen no solamente a una descarga de ruido en la salida, sino también a la radiación del ruido del tubo de escape y la superficie de la concha del silenciador. La finalidad del sistema de escape es reducir estas pulsaciones del gas, y con la ayuda de un silenciador apropiadamente apareado, no sólo lograr una atenuación de ruido de escape eficiente, sino también algunas veces disminuir la pérdida causada por el sistema de escape.

4.- Sistema de lubricación.

Los motores diesel son lubricados a presión. La presión es suministrada por una bomba de lubricante del tipo de engranes, colocada dentro del depósito de aceite o en un lado del motor.

En la bomba de lubricante está montado un regulador, para controlar la presión del aceite lubricante.

En el sistema de lubricación se usan filtros y mallas para retirar los cuerpos extraños de la circulación y para evitar daños a los cojinetes.

El cometido principal del aceite lubricante, es reducir al máximo el contacto entre las superficies en fricción y una de sus propiedades importantes para tal función es su "viscosidad" algunas veces llamada "espesor" o "densidad". La pérdida de estas propiedades, ocurrirá a través de la dilución por parte del combustible diesel u otros combustibles o líquidos limpiadores.

Además de esta función, los aceites lubricantes llevan a cabo también otras operaciones disipando el calor de los cojinetes o metales; asimismo, mantienen limpio el interior del motor mediante la acción de sus aditivos detergentes y dispersantes.

Es peligroso dejar el aceite en el motor durante mucho tiempo sin cambiarlo, ya que se pueden agotar sus aditivos; una vez que esto sucede ya no puede realizar su acción dispersante ni detergente. Con el tiempo, los ácidos u otros productos derivados de la combustión son tan elevados que los aditivos no pueden hacerse cargo de ellos, y como resultado se forma la sedimentación. Esta evita la circulación libre del aceite lubricante, lo cual redundará en fricción entre las superficies, sobrecalentamiento y eventualmente, la falla del motor.

5.- Sistema de enfriamiento.

La función del sistema de enfriamiento es disipar al ambiente parte de la energía térmica que no se convierte en potencia, o pasarla directamente a la atmósfera por los gases del escape o por la radiación de la superficie del motor. Además, dependiendo del tipo de aplicación y del diseño, puede requerirse también disipar el calor rechazado de la transmisión, los múltiples de escape enfriados por agua, etc.

Los detalles del sistema de enfriamiento varían ampliamente conforme a la aplicación, pero en todos los casos el sistema debe ser diseñado para mantener temperaturas del motor dentro de los límites especificados bajo las condiciones más extremas del ambiente y de operación que la máquina pueda encontrar. La energía térmica liberada durante la combustión, es distribuida aproximadamente como sigue:

30% al refrigerante.

30% como salida útil.

30% a los gases de escape.

10% radiación de las superficies del motor.

IV.4 Generador Síncrono

El Generador Síncrono es una máquina que produce corriente alterna, diseñada para acoplarse directamente a un motor de combustión interna estacionario, que la impulsa.

Los generadores son de varios tamaños, dependiendo de la capacidad de la planta eléctrica.

Los generadores síncronos de las plantas eléctricas incluyen, además del generador, la unidad de excitación que suministra corriente continua a las bobinas del campo rotatorio, un regulador automático de voltaje que mantiene el voltaje de salida del generador dentro del rango permisible, independientemente de los cambios de la corriente de carga.

IV.4.1 Conceptos Básicos de Generadores de Corriente Alterna^{2,3}

Recordando los fundamentos de la teoría de la generación de corrientes y voltajes de tipo alterno, observamos de la siguiente figura un alternador elemental, constituido por una bobina montada en una armadura de hierro y que gira en un campo magnético uniforme. El voltaje inducido en la bobina es proporcional a la velocidad con que son cortadas las líneas de fuerza, y es evidente que no se genera ningún voltaje cuando la bobina pasa por una posición vertical, ya que la dirección del movimiento de la bobina se efectúa a lo largo de la dirección de las líneas de fuerza, mientras que se generará un voltaje máximo cuando la bobina ocupa una posición horizontal, ya que en este caso la dirección del movimiento de la bobina forma un ángulo recto con las líneas del flujo magnético.

De acuerdo a lo expresado en los párrafos de arriba, el concepto elemental de la generación de energía eléctrica queda basado en la *Ley de Inducción de Faraday*, que establece lo siguiente:

"Cuando un conductor se introduce en un campo magnético y existe movimiento relativo entre el conductor y el campo, existirá un voltaje inducido en el conductor. Este voltaje es proporcional a la intensidad del campo magnético, a la velocidad relativa y a la longitud del conductor". Ver Figura 4.3

Esto se expresa mediante la fórmula:

$$e = v \times B \times l \quad (4.1)$$

donde:

- e: voltaje inducido.
- v: velocidad del conductor.
- B: densidad del campo magnético.
- l: longitud del conductor.



Figura 4.3. El alternador elemental consiste en una sola bobina montada en una armadura de hierro que gira en un campo magnético uniforme. El voltaje inducido por la bobina es proporcional al ritmo con que se cortan las líneas de fuerza del flujo magnético.

Hemos mencionado como fuente del campo magnético un imán permanente; sin embargo, también hay una forma de lograr este campo magnético mediante un arrollamiento.

Para lograr el campo magnético, debe hacerse circular una corriente por arrollamiento, obteniéndose resultados similares a los del imán permanente. Este es el medio más comúnmente usado en las máquinas eléctricas, aunque el primero se utilice en aplicaciones especiales.

Hasta ahora se ha visto una forma muy simple de generar energía eléctrica; sin embargo, ya en una máquina eléctrica será más complicado; por ejemplo, el conductor será de varias espiras formando bobinas interconectadas entre sí, según se requiera. También se tendrá cierto número de polos con una determinada configuración para lograr una mejor distribución del flujo, en lugar de un imán. Desde el punto de vista mecánico, se requerirá una estructura adecuada de soporte de estos elementos.

Por lo que el voltaje inducido que se obtendrá ya en un generador síncrono estará dado por:

$$E = 4.44 \times \Phi \times f \times k_b \times N \quad (4.2)^7$$

en donde:

E = FEM por fase.

N = número de conductores.

Φ = intensidad de campo magnético [Webers]

k_b = factor de devanado. $k_b = k_d \times k_p$ donde k_d factor de distribución y k_p es el factor de paso.

f = frecuencia.

En un generador comercial de C.A., generalmente los conductores del inducido, están distribuidos a lo largo del estator dentro de ranuras. El campo magnético inductor se produce en polos colocados en un rotor. Por medio de una máquina impulsora, se hace girar el rotor, obteniéndose la velocidad relativa entre el inductor y el inducido; bajo estas condiciones, la forma de onda de voltaje generado será senoidal.

IV.4.2 Descripción General de un Generador Síncrono Sin Escobillas

Actualmente se está introduciendo en los generadores síncronos una excitatriz rotatoria sin escobillas o carbones. Esta excitatriz, con unidad rectificadora rotatoria, se usa para suministrar corriente de excitación al campo rotatorio de los generadores síncronos. Esta unidad de excitación es un refinamiento de la excitatriz convencional conectada directamente que usa carbones y conmutador. El diseño mejorado de la unidad sin carbones, simplifica el mantenimiento del equipo, eliminando las partes sujetas a desgaste normal, asegurando así períodos prolongados de operación eficaz y sin problemas.

A continuación se describen las partes que constituyen el generador síncrono, dando prioridad a las componentes eléctricas y en seguida todas las componentes mecánicas.

* *Sección generadora.*- La parte generadora está constituida por el estator generador (INDUCIDO) y el rotor generador (INDUCTOR).

Estator Generador.- El núcleo del estator generador se construye de lámina troquelada de acero al silicio que es un material ferromagnético de excelentes características magnéticas con la finalidad de evitar grandes pérdidas por efecto de corrientes parásitas y el efecto de histéresis. El embobinado del estator generador se construye de bobinas, devanadas con alambre magneto con características adecuadas a cada diseño. El alambre magneto empleado es con doble capa de aislamiento; este aislamiento es de clase F (155° C). Los aislamientos que se aplican al embobinado son también clase F.

Los generadores síncronos normalmente son trifásicos y se construyen con 12 terminales de salida para hacerlos versátiles en cuanto a conexiones entre ellas y así obtener diferentes tensiones de salida.

Rotor Generador.- Los de fabricación estandar son de cuatro polos. El núcleo del rotor generador también se fabrica con lámina troquelada de acero al silicio de las mismas características que el estator generador. El rotor gira concéntricamente montado en la flecha del generador a una velocidad síncrona de 1500 ó 1800 rpm (50 ó 60 Hz). El embobinado de los rotores se fabrica con alambre magneto con doble capa de aislamiento clase F en generadores

pequeños y con aislamiento silanel en generadores grandes. El ciclo de barnizado es riguroso en generadores de 175 a 1500 kW, al estar devanando cada capa se aplica un baño de barniz epoxy de altas características dieléctricas. Posteriormente a esto se aplican baños de barniz por inmersión a temperaturas controladas. Este último proceso de barnizado es igual en el estator generador.

* *Sección excitadora.*- Esta sección se considera como un segundo generador auxiliar de alta frecuencia en conexión trifásica, en la cual a diferencia del generador principal, el inductor está en la parte estática y el inducido en la parte rotatoria.

El voltaje de salida en el rotor excitador (INDUCIDO) se rectifica a través de un circuito de rectificación rotatoria con diodos de silicio cuya capacidad sobrada, los hace confiables y además ser autoprotegidos contra transitorios.

El inductor (ESTATOR EXCITATRIZ) es de 8 polos de 3 a 175 kW y de 14 polos de 175 a 1500 kW; estos son de alta frecuencia. El núcleo estator excitatriz está construido con laminación troquelada de acero al bajo carbono cuya característica es la de retener cierto magnetismo remanente (3 a 5 V) lo ideal para este tipo de aplicación. El rotor excitador (INDUCIDO) es de polos consecuentes construido con lámina troquelada de acero al silicio de alta permeabilidad magnética.

Los embobinados tanto del estator como del rotor excitatriz están hechos de alambre magneto con doble capa de aislamiento clase F y son sometidos a un ciclo de barnizado por inmersión muy rigurosa.

Este conjunto es el que alimenta de corriente al campo giratorio del generador principal pasado por un circuito de rectificación para alimentarlo en CD. La corriente de excitación del campo es provista por el regulador de voltaje. El conjunto rotor excitador, circuito de rectificación y rotor generador se ensamblan en la misma flecha.

* *Sección control.*- Se puede decir que la parte de control del generador es el regulador electrónico, de voltaje automático de estado sólido. Lo describiremos brevemente en las siguientes secciones.

IV.4.3 Componentes Mecánicos^{4,5}

Flecha.- La flecha de los generadores síncronos sin escobillas es cuidadosamente diseñada para evitar fallas por esfuerzos mecánicos así como debidamente seleccionado el material que es de acero rolando en caliente.

Armazón.- Es de rígida construcción con barras de acero soldadas a los anillos de guía de la placa lateral. Una sólida base de acero es soldada a la armazón (generadores grandes) a fin de facilitar la instalación del generador así como la alineación con el motor.

Cubierta de armazón.- Es una envoltura fabricada en acero para protección mecánica que cubre toda la armazón.

Tapa excitatriz, adaptador, tapa motriz.- Estas piezas en todos los generadores son de fundición (hierro gris) de alta calidad para soportar esfuerzos mecánicos.

Ventilador.- Todos los generadores están provistos de un sistema de ventilación para lo cual es necesario un ventilador de alto rendimiento y es de fundición de aluminio en generadores pequeños y fabricados en lámina para generadores grandes.

Baleros.- La mayoría de los generadores de menos de 75 kVA llevan baleros de bolas con doble sello. Este tipo de rodamientos se engrasan en fábrica, y en general, pueden ser utilizados por varios años sin engrasarse de nuevo.

Cople.- En generadores de un balero es necesario un cople para montaje de los discos de acoplamiento el cual es de fundición de hierro gris.

Discos de acoplamiento.- Estos discos son para acoplar el generador de un balero al motor.

IV.4.4 Operación Eléctrica del Generador de Potencia

El generador de CA sin escobillas se basa en el principio electromagnético más elemental, es decir, que cuando se mueve un conductor eléctrico dentro de un campo magnético, este corta las líneas de fuerza (ϕ) y se induce una fuerza electromotriz (fem) en el conductor en forma de CA, la cual puede colectarse de diferentes formas de los extremos de éste. El principio básico es que el inducido se mueva y corte el flujo del inductor o viceversa; lo importante, es que exista un movimiento relativo entre las dos partes. Estos dos principios se aplican en la construcción del generador de CA sin escobillas.

El voltaje de salida (fem inducida) se produce en el estator generador (estacionario), como se ilustra en la figura 4.4. El voltaje se induce en en el devanado del estator generador por el corte del campo rotatorio del rotor generador. Para que el rotor generador (inductor) se encuentre magnetizado, es necesario alimentar su devanado con energía eléctrica en forma de corriente continua (CC). El voltaje de excitación proviene del excitador de alta frecuencia

montado directamente sobre la misma flecha que el rotor generador. Los polos del estator excitador (INDUCTOR ESTÁTICO) están diseñados con material de acero que retienen algo de magnetismo remanente. Cuando el generador se arranca, la flecha gira y entonces se inicia el ciclo de generación con el magnetismo remanente. El flujo remanente es cortado por el devanado del rotor excitador (rotor ó inducido) generando energía en CA, este alimenta el puente rectificador de onda completa (o media onda en generadores pequeños) y este a su vez alimenta al rotor generador giratorio (campo) cuyo flujo corta el devanado del inducido ó estator generador.

El voltaje inducido en el estator generador para una velocidad y longitud de espira fija dependerá exclusivamente del valor del flujo ($e = B l v$ giratorio). Este naturalmente se puede variar recibiendo del excitador mayor o menor corriente de excitación provista. El voltaje para el campo del excitador se controla y alimenta por el regulador de voltaje que a su vez está conectado a las terminales de salida del estator generador.

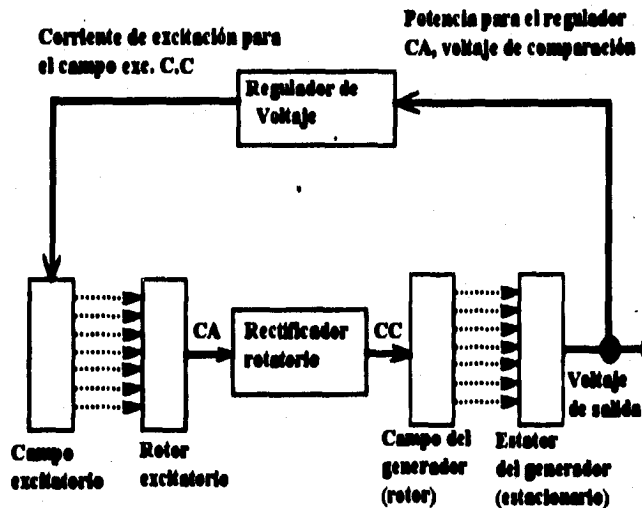


Figura 4.4. Diagrama de bloques para el sistema de generación.

En el diagrama esquemático, figura 4.5, se muestran los componentes principales de un generador sincrónico sin escobillas y su interconexión eléctrica y magnética.

Los números representan los siguientes elementos:

- (1).- Regulador de voltaje electrónico estático de estado sólido (parte control).
- (2).- Estator excitador de alta frecuencia (parte excitadora).
- (3).- Rotor excitador de alta frecuencia (parte excitadora).

- (4).- Rectificador rotatorio (parte excitadora).
- (5).- Rotor generador giratorio (inductor parte generadora).
- (6).- Estator generador (inducido parte generadora).
- (7).- Retro-alimentación al regulador de voltaje.

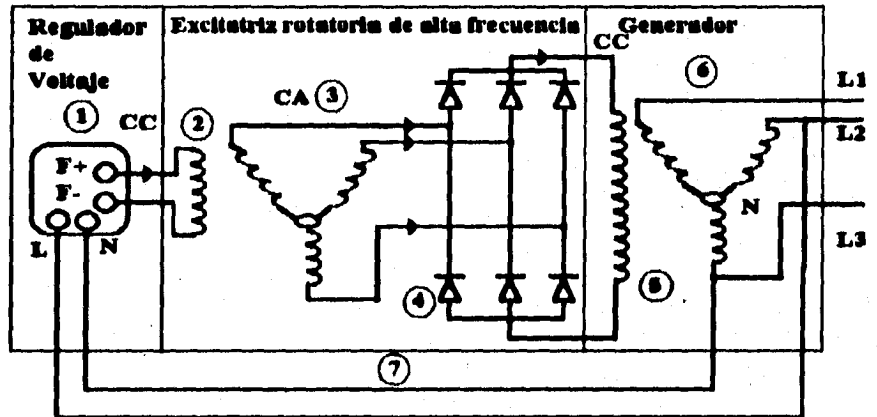


Figura 4.5. Diagrama esquemático del circuito eléctrico del generador de ca sin escobillas.

IV.4.5 Regulador Electrónico de Voltaje^{4,5}

El regulador de voltaje que se utilizan para alimentar y controlar a los generadores se compone de cinco circuitos básicos que son:

i.- Circuito sensor. Este circuito se compone de un transformador sensor, puente rectificador de onda completa y un circuito filtro a base de resistencias, reactores y capacitor. El circuito sensor, detecta la salida de voltaje en corriente alterna del generador, la rectifica, la filtra y con la señal resultante en forma de CC alimenta al circuito detector y amplificador de error.

ii.- Circuito comparador y amplificador de error. Básicamente este circuito se compone de un circuito comparador y amplificador de error con diodos zener, además de un circuito divisor de voltaje a base de resistencias de valores fijos y variables. Funciona de tal modo que una porción de voltaje rectificado y filtrado por el circuito sensor, por un lado, se le alimente al circuito integrado operacional de alta ganancia, y por otro, se le alimente un voltaje fijo de

referencia controlado y alimentado por un diodo zener; la resultante de estas dos entradas de voltaje constituye una señal diferencial de error. Esta señal de error una vez amplificada por el circuito comparador alimenta al circuito oscilador controlado por voltaje (VCO).

iii.- Circuito oscilador controlado por voltaje (VCO). Se compone a base de transistores monojuntura, transistores normales, capacitores, diodos zener, resistencias y puente monofásico de diodos de silicio. Este circuito es un oscilador de alta frecuencia operado por la señal de salida del amplificador diferencial del circuito detector y amplificador de error. El ciclo de operación del transistor de monojuntura se controla por constantes de tiempo de capacitores electrolíticos instalados en el circuito.

iv.- Puente rectificador.- El circuito SCR de control de fase alimenta el circuito de potencia del regulador de voltaje que es donde se encuentra conectado el campo del excitador. Este circuito de potencia es simplemente un puente rectificador monofásico de onda completa de capacidad sobrada al doble de la requerida y compuesto de 2 SCR's y 2 diodos rectificadores de silicio protegido por un diodo auxiliar contra transitorios de voltaje provocados por cargas inductivas. La corriente de alimentación al campo se controla por la regulación del ángulo de conducción de los SCR's obteniendo la señal de disparo del control de fase. Cuando el voltaje de salida del generador alcanza el 75% de su valor nominal predeterminado, entonces se abren los contactos del relevador electrónico conectado automáticamente al puente SCR/diodo de potencia y alimenta las bobinas del campo excitador a través de éste.

v.- Circuito estabilizador de voltaje.- Este circuito se incorpora al regulador de voltaje con objeto de tener todo el tiempo sincronizado el disparo de los SCR's del puente rectificador de potencia y esto se manifiesta en la estabilidad del voltaje de salida del generador de CA a un valor predeterminado para cualquier condición de operación, o sea, diferentes niveles de carga del generador y diferentes factores de potencia.

vi.- Elevación automática de voltaje.- La elevación automática del voltaje de salida del generador de CA se logra a través de un circuito a base de diodos de bloqueo y un relevador de estado sólido con 2 contactos normalmente cerrados. El circuito anterior se forma automáticamente bloqueando y rodeando al mismo tiempo el circuito del puente rectificador monofásico de potencia para permitir al generador en los instantes iniciales después de ponerlo en marcha, operar solamente con el magnetismo residual de los polos del campo excitador.

En la figura 4.6 se muestra el regulador cuyos circuitos básicos hemos mencionado, sensa el voltaje de salida del generador, compara este voltaje con un voltaje de referencia y alimenta al campo del excitador para tener en el generador una salida predeterminada.

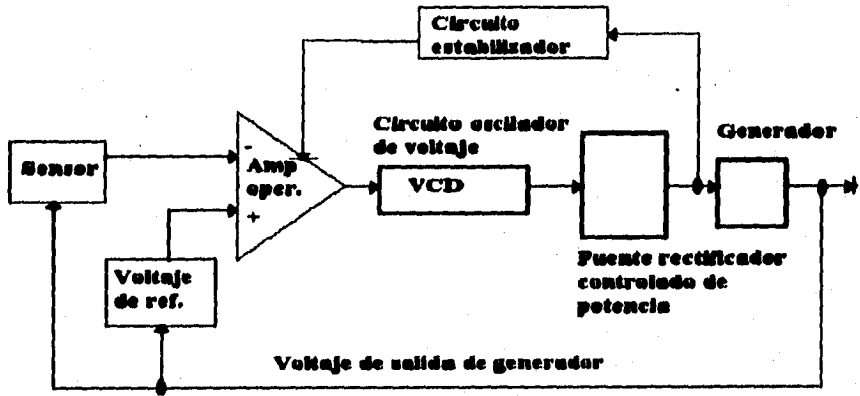


Figura 4.6. Diagrama de bloques del regulador de voltaje.

IV.5 Partes Complementarias de una Planta Eléctrica de Combustión Diesel

- Interruptor de transferencia automática montada en su respectivo gabinete.
- Tablero de control conteniendo: circuito de control de arranque y paro automático de la planta, mantenedor de carga de baterías, fusibles de protección, relevador de tiempo de transferencia, relevador de tiempo de paro del motor, reloj programador y relevadores sensitivos de voltaje.
- Instrumentos: como pueden ser: voltímetro, amperímetro, frecuencímetro, kilowattímetro (cuando la capacidad de la planta es superior a 55 kW). Estos instrumentos se pueden localizar integrados en la puerta del tablero de control (plantas automáticas) o en el gabinete independiente para montaje en pared o sobre el generador en la planta (plantas de arranque manual).
- Acumuladores con sus cables de conexión.
- Silenciador de gases de escape tipo hospital, industrial, residencial y tramo de tubo flexible para conectarlo con el múltiple de escape del motor.

IV.5.1 Circuito de Control de Transferencia y Paro

Además de los sistemas antes mencionados, podemos hablar también de otro elemento auxiliar en nuestra planta eléctrica de combustión interna; el circuito de control de transferencia y paro (figura 4.7), la cual es la unidad que se encarga de las siguientes funciones:

- Sensar el voltaje de alimentación.
- Dar la señal de arranque a la planta cuando el voltaje falta, baja o sube de un nivel adecuado.
- Preparar al interruptor de transferencia para que haga su cambio (transferencia).
- Dar señal al interruptor de transferencia para que haga el cambio cuando se normaliza la alimentación (retransferencia).
- Retardar la retransferencia para dar tiempo a la compañía suministradora de normalizar su alimentación.
- Retardar la señal de paro al motor para lograr su enfriamiento.
- Mandar la señal de paro al motor a través de un control maestro.
- Programar el arranque de la planta para ejercitarla (diario o normalmente).
- Mantener cargado el acumulador.
- Permitir un simulacro de falla de la compañía suministradora.

Los componentes con los que cuenta un circuito de control de transferencia y paro, son por lo general:

- 1) Un detector de voltaje (19S1).
- 2) Un relevador de carga (2RC).
- 3) Relevador auxiliar de carga (en algunos tipos de planta) (1RC).
- 4) Un relevador de tiempo de retransferencia (1RTT).
- 5) Un relevador de tiempo de paro (3RTP).
- 6) Un relevador auxiliar (4RA).
- 7) Un reloj programador (19RP).
- 8) Un interruptor de prueba (IP).
- 9) Fusibles de protección (16F1 y 16F2).
- 10) Mantenedor de carga del acumulador (7CB).

Nota: Las literales se aplican para la figura 4.7.

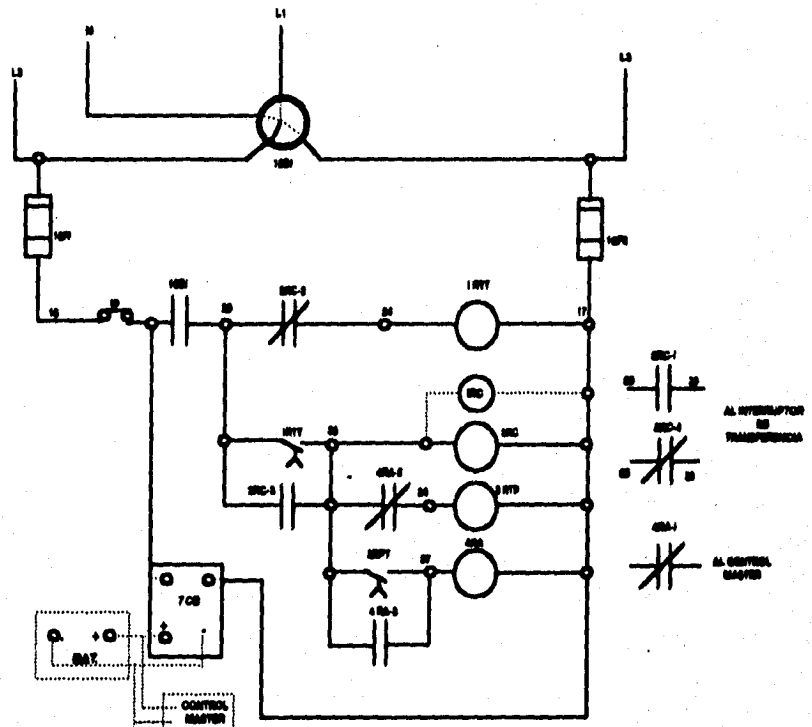


Figura 4.7. Diagrama elemental del circuito de control de transferencia y paro. (Instituto Selmec de Capacitación).

IV.6 Elementos Auxiliares de una Planta Eléctrica de Combustión Interna Diesel

Como ya habíamos visto anteriormente, entre las partes principales que componen un motor de combustión interna diesel, están los elementos auxiliares, que son necesarios para su buen funcionamiento y operación. En las plantas de eléctricas de combustión interna estos elementos también se incluyen, los más importantes son los siguientes (figura 4.8):

- Sistema de Alimentación de Combustión.
- Sistema de Lubricación.
- Sistema de Enfriamiento.
- Sistema de Admisión y Escape.
- Sistema de Arranque.

IV.6.1 Sistema de Alimentación de Combustible

Su función es recibir, almacenar y proporcionar al motor el combustible a medida que este lo requiera. Se tienen varias formas de lograr este objetivo:

a) Sistema de Aspiración. Se emplea una bomba accionada por el motor, esta bomba es de flujo constante y se tiene una tubería de regreso.

b) Sistema de Transferencia. Cuando las distancias horizontales y verticales limitan la cantidad de combustible a bombear, se recurre a un tanque intermedio (de transferencia) alejado de la máquina.

IV.6.2 Sistema de Lubricación

Su función es abastecer de una capa de lubricante a aquellas partes que por su funcionamiento están expuestas a un rápido desgaste, entre otras: pistón, cilindros, cigüeñal, mecanismos para transmitir el movimiento a los auxiliares, mecanismo de inyección de combustible.

El aceite, al pasar por el motor, se calienta y llena de impurezas, el calor baja su viscosidad, disminuyendo sus propiedades lubricantes, por lo que se le enfría antes de hacerlo recircular por el motor, para ello empleamos un cambiador de calor. Las impurezas del aceite también afectan sus propiedades lubricantes, para eliminarlas se hace uso del filtro centrifugado o de acción química (en las plantas diesel), para filtrar el aceite se hace circular todo el aceite o una parte de él.

IV.6.3 Sistema de Enfriamiento

La necesidad del enfriamiento de los motores nace de las grandes cantidades de calor que se tienen en su interior, las cuales, si no se disminuye, adelgazarán el aceite lubricante peligrosamente con lo cual se gastará la máquina. Se tienen dos tipos de enfriamiento:

Enfriamiento por Aire: En este sistema se emplea el aire para acarrear el calor fuera de él, para ello es conveniente dar a los cilindros una gran área de disipación (aletas), haciendo circular el aire por ellas.

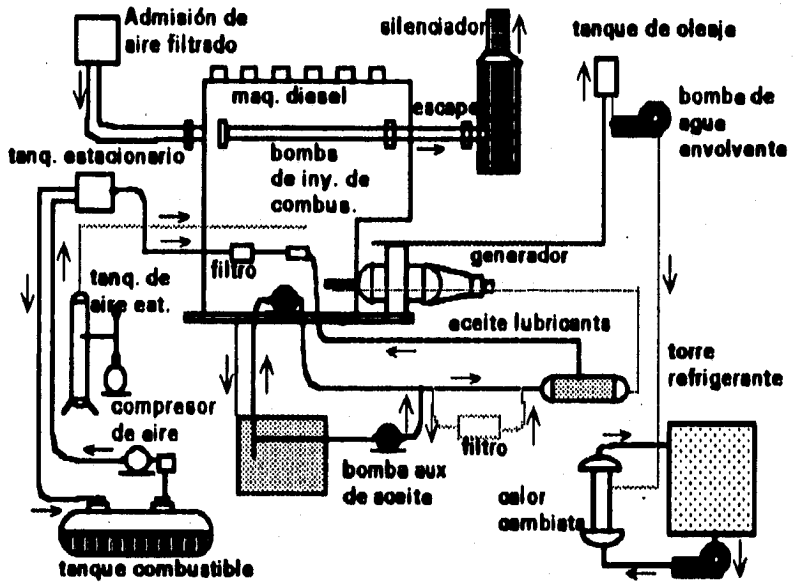


Figura 4.8. Elementos auxiliares de una planta generadora. (Instituto Selmeo de Capacitación).

Este sistema presenta varias ventajas con relación al enfriamiento por agua, ya que no tiene los problemas de mantenimiento y conservación del enfriamiento por agua.

Enfriamiento por Agua: Este sistema se basa o aprovecha la elevada capacidad de absorción de calor que tiene el agua. Los motores que usan este sistema de enfriamiento tienen una camisa de agua que rodea a los cilindros y a través de ella se hace circular el agua, la cual pasa después a un cambiador de calor (radiador, torre de enfriamiento, etc.) en el que se enfría comenzando el ciclo de nuevo.

El sistema de enfriamiento por agua presenta varias alternativas, cuya elección depende de: costo inicial, potencia de la planta, costo de operación, espacio disponible, temperatura ambiente, etc.

IV.6.4 Sistema de Admisión y Escape

Sistema de escape y silenciador: Este sistema tiene por objeto extraer de la casa de máquinas hasta la atmósfera exterior los gases de escape de los motores, ya que son venenosos.

El sistema de escape debe de llenar los siguientes requisitos:

- Disminución del ruido de los gases de escape al grado requerido.
- Descarga de los gases de escape a una altura considerable del nivel del suelo.

Para disminuir el ruido de los gases de escape se hace uso de un silenciador. El silenciador generalmente se localiza fuera del edificio aunque en algunos casos puede ser recomendable colocarlo lo más cerca de la máquina aunque esto produzca contrapresión, lo cual hace que se reduzca la potencia del motor de 1 a 2 %.

Sistema de admisión y escape: El sistema de admisión de aire tiene por objeto tomar aire de la atmósfera y acondicionarlo para que pueda ser aprovechado por el motor, es decir, filtrarlo para quitarle el polvo y en ocasiones precalentarlo con los gases de escape cuando está demasiado frío.

Una máquina diesel grande no requiere una cantidad considerable de aire para la combustión (55 a 85 dm³ de aire por minuto y por HP desarrollado).

Ventilación: Los sistemas de ventilación deben abastecer el aire necesario para la combustión y un enfriamiento eficiente, estando dotado de los medios de control necesarios para no enfriar demasiado el cuarto, ya que esto es perjudicial para los motores, especialmente para los motores diesel.

Al diseñar este sistema se debe tener en cuenta la dirección prevaleciente del aire, temperatura ambiente y otros factores. El ducto de salida del aire de la habitación debe de encontrarse arriba del de entrada y localizado en tal forma que el aire pase primero por el área donde está instalado el motor, no se debe dar ocasión de que el aire recircule por el sistema.

IV.6.5 Sistema de Arranque

El sistema de arranque incluye: (1) arranque por aire para medianas y grandes capacidades en unidades móviles y estacionarias. (2) arranque por medio de una máquina auxiliar, para medianas capacidades en unidades móviles, y (3) arranque con motor eléctrico para unidades pequeñas tanto diesel como de gasolina.

IV.7 Arreglo Típico de una Planta Eléctrica

Las plantas eléctricas generalmente son utilizadas como fuentes de respaldo o de emergencia, cuando el servicio de la compañía suministradora se interrumpe por diversas causas; es por ello que consideramos importante conocer como actúan estas plantas ya que para

nuestro estudio sustituiremos la compañía suministradora por fuentes no convencionales de energía. En la figura 4.9 se muestra el arreglo típico de estas plantas y a continuación exponemos una breve descripción del funcionamiento del sistema.

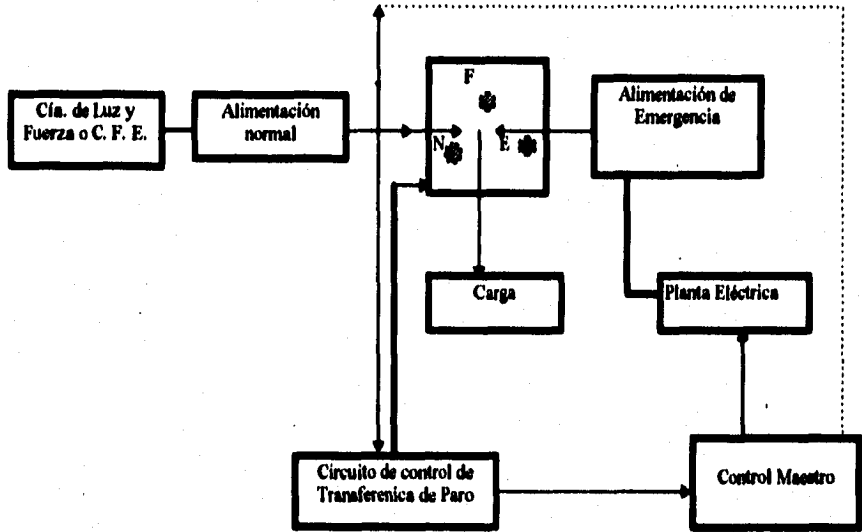


Figura 4.9. Arreglo típico del sistema eléctrico de una industria con dos alimentadores

El sistema trabaja de la siguiente manera:

A. Falla la alimentación normal

- Instantáneamente el interruptor de transferencia (tipo contactor magnético) sale de la posición normal "N" y pasa a la posición fuera "F".
- Al mismo tiempo el circuito de control de transferencia y paro, manda señales al:
 - Interruptor de transferencia para que éste se prepare para pasar a la posición de emergencia "E".
 - Control maestro para que éste a su vez, mande la señal de arranque de la planta y lo proteja contra falla de arranque, alta temperatura, baja presión de aceite y sobrevelocidad.
- A los tres segundos la planta genera a toda su capacidad y el interruptor de transferencia se pasa a la posición de emergencia "E", alimentándose así la carga con la alimentación de emergencia; a esta operación se le denomina "transferencia" y puede variar de tres a siete segundos, dependiendo de la capacidad de la planta.

Esto es para el caso de que el interruptor de transferencia sea tipo contactor magnético.

En el caso de los interruptores, éstos no se desconectan instantáneamente, sino, hasta que hay generación de voltaje por parte del generador se desconecta de la posición normal "N" a la de emergencia "E" sin quedar en la posición fuera "F" en ningún momento. Todas las demás operaciones descritas operan igual para todos los interruptores.

B. Se restablece la alimentación normal

El circuito de control de transferencia y paro detecta la presencia de la alimentación normal y;

- A los cuatro minutos manda la señal al interruptor de transferencia para que se haga la retransferencia o sea que se pase de la posición "E" a la posición "N". Se da este tiempo para dar oportunidad a la alimentación normal de restablecerse completamente, aunque también es variable dependiendo de la zona en que está instalada la planta.
- Cuatro minutos después manda la señal al control maestro para que este dé la señal de paro de la planta. Se da este tiempo para dar oportunidad a la unidad para que ésta disipe el calor excesivo, lográndose con ello una mejor conservación del motor.

C. Se ejercita la planta eléctrica.

- Esta operación normalmente se hace cada semana durante media hora, para tenerla en condiciones de operación para cuando falle la energía normal. Para esto se encarga un reloj programador que está en el circuito de control. Aunque hay alimentación de emergencia no hay posibilidad de que el interruptor de transferencia se pase de la posición "N" a la posición "E".

En caso de que falle la alimentación normal mientras se está ejercitando la planta, el circuito de control manda la señal al interruptor de transferencia para que éste haga la transferencia, también manda la señal de falla de alimentación normal al control maestro. Y la máquina sigue trabajando aunque el reloj programador dé la señal de paro, predominando así la condición de falla de la alimentación normal.

IV.8 Aplicaciones

Las aplicaciones de las plantas eléctricas de combustión interna se pueden clasificar en dos grandes grupos:

Plantas eléctricas de servicio continuo: se aplican en aquellos lugares en donde no hay energía eléctrica por parte de la compañía suministradora y en donde es indispensable una continuidad estricta.

- * Plantas eléctricas de emergencia: se utilizan en los sistemas de distribución modernos que usan frecuentemente dos o más fuentes de alimentación. Debido a razones de seguridad y la economía de las instalaciones en donde es esencial la continuidad del servicio eléctrico.
- * En cuanto a su arranque pueden ser:
 - * Plantas manuales: son aquellas que requieren para su operación que se opere manualmente a un interruptor para arrancar o parar dicha planta. Normalmente estas plantas se utilizan en aquellos lugares en donde no hay energía eléctrica comercial, tales como: construcción, aserraderos, poblados pequeños, etc.
- Plantas automáticas: son aquellas que operan en forma independiente a un operador, ya que cumplen sus funciones automáticamente, dichas plantas son utilizadas sólo en servicios de emergencia.

En el apéndice E se analizan las características de un generador diesel comercial de 30 kW.

IV.9 Aplicación de Generadores Diesel para la Electrificación de Comunidades Rurales

El colocar equipos de generadores diesel, aunque son relativamente de bajo precio a la compra, son generalmente caros en la operación y mantenimiento. La figura 4.10 muestra las características específicas del consumo de combustible de una máquina diesel típica. Los datos están normalizados a una unidad de 3 kW-h/l. El generador diesel debe ser operado arriba de cierto nivel mínimo de carga en orden para mantener la eficiencia y reducir la posibilidad de fallas prematuras. El problema de seleccionar el tamaño del generador diesel para una nueva comunidad que está surgiendo o una que no ha sido previamente electrificada es difícil, ya que surgen incertidumbres tales como emigración de la población, demanda por temporada, incremento en número y uso de aplicaciones eléctricas y, generalmente una nueva costumbre de vida.

En la mayoría de los casos, se considera que los perfiles de carga en comunidades rurales son del tipo de "doble joroba" con grandes cargas alrededor de mediodía y picos mayores de las 18:00 hrs a las 22:00 hrs. Las cargas de las 23:00 hrs a las 6:00 hrs son generalmente muy bajas (ver figura 4.11). El enfoque convencional para colocar un generador diesel es seleccionar el equipo de acuerdo al pico de la carga, que en consecuencia, lo hace muy ineficiente.

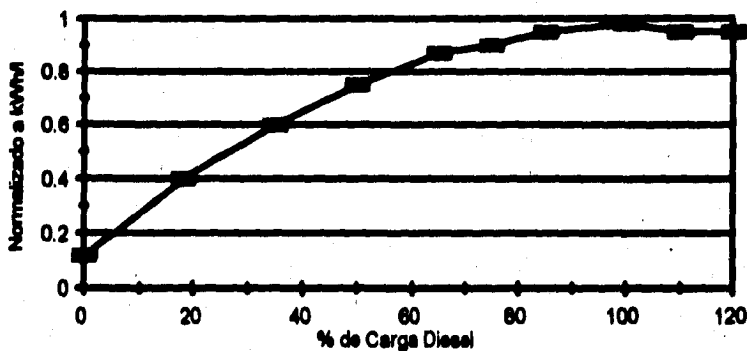


Figura 4.10. Consumo de combustible de un generador diesel de 30 kva. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy Sistem).

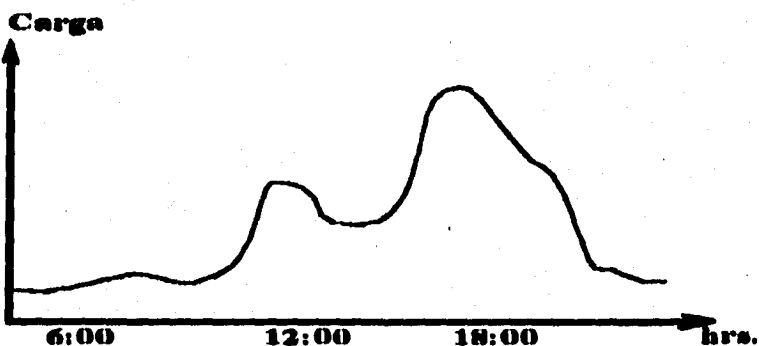
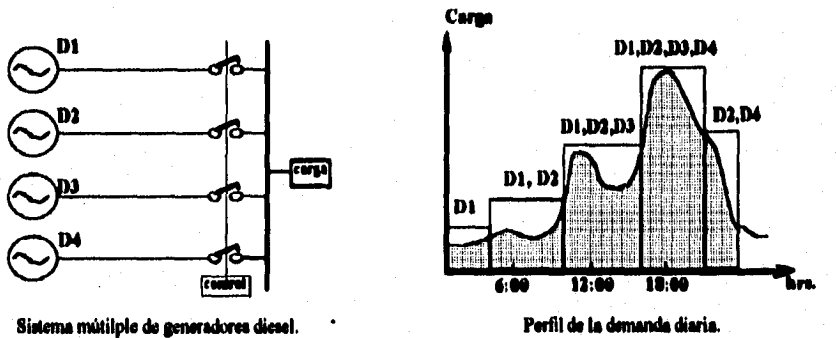


Figura 4.11. Perfil de carga típico de una comunidad rural. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy Sistem).

Durante los periodos de carga bajos, los generadores diesel estarían subcargados con las consecuencias de pobre eficiencia de combustible y temperaturas de combustión bajas. Las temperaturas bajas causan combustión incompleta y depositan carbón en las paredes de los cilindros, causando fallas prematuras en la máquina. En la práctica es común instalar resistencias para disipar energía cuando la demanda útil es baja y con esto proteger las máquinas diesel.

En el campo encontramos arreglos de generadores diesel para maximizar la economía de operación. Uno de estos arreglos, que se ve en la figura 4.12a, emplea un número de generadores diesel que necesitan operar en paralelo para alcanzar a suministrar el pico de

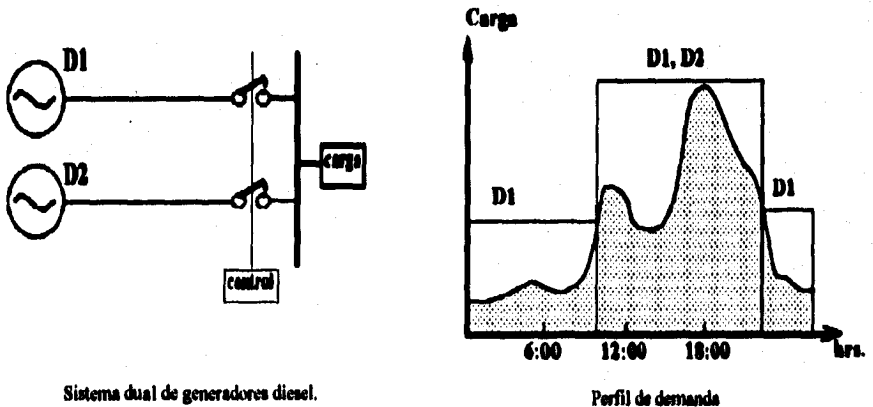
carga. Este arreglo permite conectar o desconectar generadores sistemáticamente de acuerdo a la demanda de la carga, pero requerirá un equipo adicional de secuencia automática y controles de sincronización. Otra opción es el arreglo de dos generadores diesel, uno con más capacidad que el otro y con un sistema de cambio manual como el que se ilustra en la figura 4.12b. El equipo pequeño es operado durante periodos de demanda baja, en tanto que el equipo más grande es reservado para periodos de demanda alta. Este esquema es relativamente de un bajo costo, pero ofrece poca protección para el generador diesel grande con demanda baja y esto no es conveniente para el equipo.



Sistema múltiple de generadores diesel.

Perfil de la demanda diaria.

(a) Sistema múltiple de generadores diesel.



Sistema dual de generadores diesel.

Perfil de demanda

(b) Sistema dual de generadores diesel

Figura 4.12. Arreglos típicos de generadores diesel. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

Bibliografía

- ¹- Instituto SELMEC de capacitación; Manual de operación y mantenimiento de plantas eléctricas de emergencia.
- ²- González Apaolaza, Raúl; Plantas Eléctricas (apuntes); Ed. Trillas.
- ³- Emery E. T. G.; Harrabin, F.; Lee, B. C.; Motores y Generadores Eléctricos; Ed. Aguilar.
- ⁴- Potencia Industrial, S.A.; Plantas Eléctricas México. S.A.; Generadores Síncronos de Corriente Alterna Sin Escobillas; Potencia Industrial, S.A.; México, D. F.; 1980.
- ⁵- Potencia Industrial, S.A.; Fallas Más Frecuentes en Generadores Eléctricos de C.A. Sin Escobillas; Potencia Industrial, S.A.; México, D. F.; Junio 1978.
- ⁶- Nayar, C. V.; Philips, S. J.; James, W. L.; Pryor, T. L.; Remmer, D.; Energy Solar, Vol 51. Novel Wind/ Diesel/ Battery Hybrid Energy Sistem; 1991, pp. 65-78, 1991.
- ⁷- Enríquez Harper, Gilberto; Curso de Máquinas Síncronas; Ed. Limusa, México, D.F., 1983

CAPÍTULO V

SISTEMA HÍBRIDO

V.1 Introducción

Un sistema híbrido con fuentes alternas está definido como cualquier sistema eléctrico de potencia que cuenta con varias fuentes de generación de energía eléctrica. Usualmente se utiliza un generador convencional diesel o gas, y una o varias fuentes no convencionales de energía, como son los sistemas fotovoltaicos, aerogeneradores, microhidroeléctricas, etc.

Complementan al sistema elementos que permiten acondicionar la energía generada de acuerdo a las necesidades requeridas; dichos elementos son: un inversor de potencia, un banco de baterías, un controlador, rectificadores y sistema de protección, entre otros (fig.5.1).

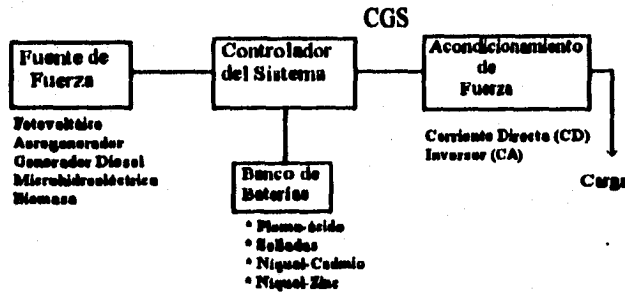


Figura 5.1. Diagrama de bloques de un sistema híbrido.

Como se comentó anteriormente, nos enfocaremos a hablar exclusivamente de los sistemas híbridos conformados por un sistema de generación a diesel, un sistema fotovoltaico y un sistema eoloelectrico (fig. 5.2).

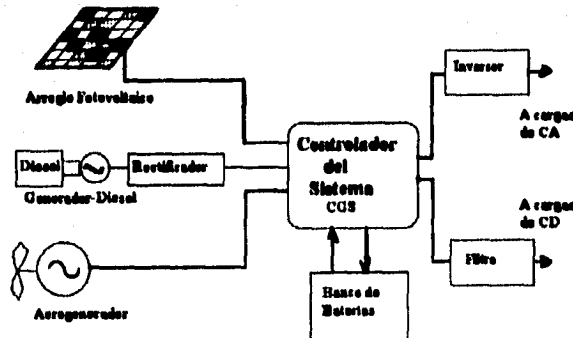


Figura 5.2. Sistema híbrido eólico-diesel-fotovoltaico.

En la siguiente tabla se mencionan -a grandes rasgos- las características de las fuentes generadoras de energía eléctrica, mencionadas en capítulos anteriores y que para nuestro estudio son de gran importancia.

	Ventajas:	Desventajas:
<i>Fuentes Convencionales.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Son por todos conocidas y se adquieren fácilmente. • Operan independientemente de ciclos naturales (día/noche, verano/invierno). • Pueden mantener picos de carga por larga duración. • No requieren de elementos almacenadores de energía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Contaminan el ambiente en donde trabajan y producen mucho ruido. • Necesitan de alto mantenimiento y el combustible para abastecerlos resulta caro, si se transporta a lugares remotos. • Su eficiencia es mínima en el arranque y cuando operan fuera de su capacidad nominal. • Altos costos de operación y mantenimiento.
<i>Fuentes No Convencionales.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizan los recursos naturales existentes en la región, como son viento, sol, caídas de agua, materia orgánica, etc. • Costos de operación y mantenimiento mínimos. • No contaminan o desperdician los recursos naturales. • Operan con seguridad en forma autónoma. 	<ul style="list-style-type: none"> • Las fuentes renovables dependen de ciclos naturales. • Los costos iniciales de estos sistemas son altos en comparación con los de las fuentes convencionales.

Tabla 5.1. Comparación de fuentes de generación de energía

Debido a lo incosteable que resulta instalar en forma independiente a este tipo de fuentes, se dispuso combinar ambas fuentes y aprovechar al máximo las características de cada una de ellas, logrando como resultado un sistema híbrido que a la larga resulta mucho más rentable.

Tomando en cuenta la flexibilidad de este nuevo sistema, su aplicación se enfocó principalmente a los lugares remotos y de difícil acceso, en donde resulta complicado extender una red para abastecer la energía eléctrica, y donde se requiere una disponibilidad del 100 % de la energía eléctrica; tales lugares son plataformas petroleras, bases militares, repetidoras de microondas, emisoras y repetidoras de radio, emisoras de satélites, etc.,.

En los últimos años, se han considerado a estos sistemas como una excelente opción para la electrificación de las comunidades rurales aisladas y remotas, en donde no es necesario tener una alta disponibilidad de la energía eléctrica, sino más bien para satisfacer algunas de

sus necesidades básicas, con lo cual los costos de estos sistemas se abaten considerablemente comparado con la extensión de la red eléctrica.

V.2 Clasificación de Sistemas Híbridos¹

Los sistemas híbridos pueden clasificarse, de acuerdo a su configuración, como sistemas híbridos en serie, en paralelo y de alimentación alternada.

V.2.1 Sistema Híbrido Serie

En el sistema híbrido serie, ya sea la fuente de energía renovable o el generador diesel es utilizado para mantener carga en un banco de baterías grande, tal como se ve en la figura 5.3. La energía del banco de baterías es convertido a corriente alterna (CA), en voltajes y frecuencias normalizadas mediante un inversor, y subsecuentemente esta energía es suministrada a la carga.

Aunque los principios de diseño del sistema híbrido serie son relativamente simples para implementarlos, éste tiene las siguientes desventajas:

- La eficiencia en conjunto es baja, debido a la configuración serie de los elementos del sistema.
- La capacidad de la batería tiene que ser substancialmente más grande que la demanda máxima del pico de carga, agregando un componente almacenador costoso para el sistema, y
- Con entradas de fuentes renovables, tenemos control limitado del alternador diesel porque el sistema está basado en el nivel de carga en la batería antes que en la carga del lugar.

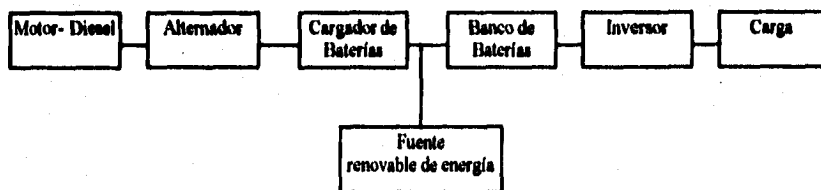


Figura 5.3. Sistema híbrido serie. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

V.2.2 Sistema Híbrido de Alimentación Alternada

En esta configuración, el alternador diesel satisface la carga durante el día y el pico de la tarde; el banco de baterías es cargado por las fuentes renovables y de algún exceso en el generador diesel. La energía es suministrada a la carga mediante la batería, a través del inversor durante el período de carga baja en la noche. En la figura 5.4 se muestra el esquema de este tipo de sistema.

Las principales ventajas del sistema son:

- Operación silenciosa en la noche.
- Mejoramiento parcial en el consumo de diesel.

Sin embargo, el tamaño del generador diesel tiene que satisfacer las cargas pico. No hay optimización de control en el generador diesel ya que la fuente switchcada está basada en un simple cronómetro.

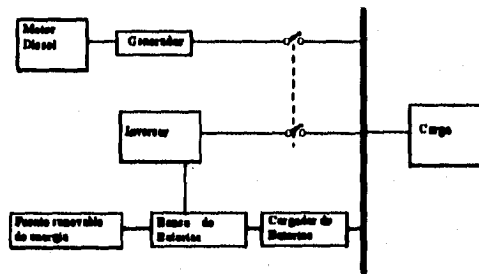


Figura 5.4. Sistema híbrido de alimentación alternada. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy Sistem).

V.2.3 Sistema Híbrido Paralelo

En este tipo de configuración, las fuentes renovables y el generador diesel suministran una porción de la demanda de la carga directamente. El generador diesel y el inversor trabajan en paralelo. Esta configuración, que se muestra en la figura 5.5, presenta varias ventajas, tales como:

- La carga del sistema puede ser satisfecha en mayor opción.
- La eficiencia del generador diesel puede ser maximizada, y
- Una reducción en las capacidades del generador diesel, batería y fuentes renovables mientras se satisfagan los picos de carga.

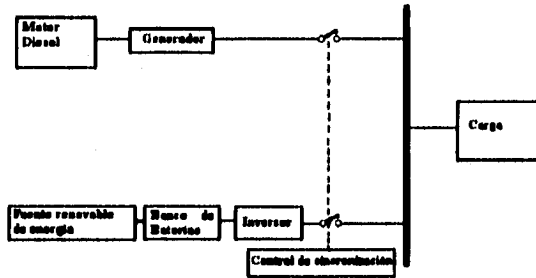


Figura 5.5. Sistema híbrido en paralelo. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

V.3 Descripción de los Elementos

V.3.1 Inversores

Definición: Los inversores de voltaje son aquellos dispositivos electrónicos que transforman el voltaje en corriente directa en voltaje de corriente alterna de 60 Hz.

V.3.1.1 Clasificación

Los inversores como fuentes de voltaje se clasifican en grandes rasgos en las siguientes categorías:

a) *Inversores de modulación por ancho de pulso (PWM Pulse-width Modulated).*- En estos inversores, la entrada de voltaje en corriente directa (*cd*) es esencialmente constante en magnitud, por tanto, el inversor controla la magnitud y la frecuencia de los voltajes de salida en corriente alterna (*ca*). Esto se realiza por un PWM a través de los interruptores del inversor. Existen varios esquemas para la inversión en los PWM a fin de que los voltajes de salida en *ca* se acerquen lo más posible a una onda senoidal.

b) *Inversores de onda cuadrada.*- La entrada de tensión en *cd* determina la magnitud de voltaje de salida en *ca* y el inversor controla la frecuencia de salida. La tensión de salida tiene una forma de onda cuadrada, de ahí el nombre de estos inversores.

c) *Inversores monofásicos con supresión de voltaje.*- En el caso de estos inversores con salida monofásica es posible controlar la magnitud y la frecuencia de voltaje de salida, aún cuando la entrada del inversor sea de un voltaje en *cd* constante y los interruptores del inversor

no sean modulados por ancho de pulso, y en consecuencia la forma de onda del voltaje de salida es como el de una onda cuadrada. Por lo tanto, estos inversores combinan las características de los inversores anteriores. La técnica de supresión de voltaje sólo trabaja en inversores monofásicos y no en inversores trifásicos. Aquí describiremos el esquema llamado PWM-senoidal.

V.3.1.2 Conceptos Básicos de los Inversores por Conmutación³

Por simplicidad consideraremos inicialmente un inversor monofásico como el que se muestra en el diagrama de bloques de la figura 5.5a, donde el voltaje de salida de inversor es filtrado y entonces v_o se asumirá como senoidal. Desde que el inversor abastece una carga inductiva, como puede ser un motor de ca , i_o se retrasará con respecto a v_o tal como se ilustra en la figura 5.5b. Las formas de onda de salida de la figura 5.5b muestran que durante el intervalo 1, v_o e i_o son positivos y negativos en el intervalo 3, por tanto, durante los intervalos 1 y 3 el flujo de potencia instantáneo $p_o (= v_o \times i_o)$ es desde el lado de cd al lado de ca , que corresponden a una operación en modo inverso. En contraste, v_o e i_o son de signos contrarios durante los intervalos 2 y 4 y entonces p_o fluye de lado de ca al lado de cd del inversor correspondiéndole un modo de operación como rectificador. Luego, el inversor con modo de conmutación de la figura 5.5a debe ser capaz de operar en los cuatro cuadrantes de la gráfica $v_o - i_o$ tal como se ve en la figura 5.5c durante cada ciclo de la salida de ca .

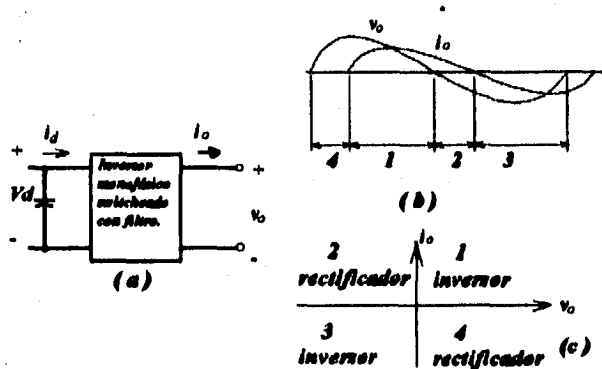


Figura 5.5. Inversor monofásico conmutado. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

Para entender las características de los inversores de cd a ca con una pierna de inversión, como lo vemos en la figura 5.6, primero asumiremos que la entrada de voltaje en cd

(V_d) es constante y que los interruptores de inversión son modulados por ancho de pulso para formar y controlar el voltaje de salida.

En el proceso de conmutación por un PWM para una frecuencia de conmutación, la señal de control del interruptor, la cual controla el estado de encendido o apagado del interruptor, se genera comparando una señal de control de nivel de voltaje $v_{control}$ con una forma de onda repetitiva tal como se muestra en la figura 5.7a y 5.7b. La señal de control de voltaje generalmente se obtiene por amplificación del error, o la diferencia entre la salida actual de voltaje y su valor deseable. La frecuencia de la curva repetitiva con un pico constante, que se muestra como una función de dientes de sierra, establece la frecuencia de conmutación. Esta frecuencia permanece constante en un control PWM y se escoge esta en el rango de algunos kilohertz a varios cientos de kilohertz. Cuando la señal de error amplificada, que varía muy despacio con respecto a la frecuencia de conmutación, es más grande que la función diente de sierra, la señal de control de conmutación llega a ser alta, y causa que el interruptor se encienda, de lo contrario, el interruptor se apaga.

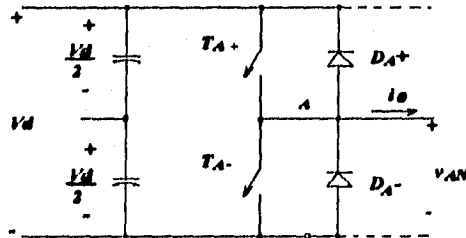


Figura 5.6. Inversor conmutado de una pierna. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

En los circuitos inversores por PWM es deseable que la magnitud y la frecuencia a la salida del inversor sean controladas, a fin de producir una forma senoidal a la salida para una frecuencia deseada. Una señal de control senoidal para una frecuencia deseada se compara con una forma de onda triangular, como la que se ilustra en la figura 5.8a. La frecuencia de la función triangular determina la frecuencia de conmutación del inversor y generalmente permanece constante a una amplitud \hat{V}_{tri} .

Antes de discutir el funcionamiento de los PWM, es necesario definir algunos términos. La forma de onda triangular v_{tri} que se ve en la figura 5.8a es una frecuencia de conmutación f_s , la cual determina la frecuencia con la cual los interruptores del inversor conmutarán (f_s es también llamada frecuencia de acarreo). La señal de control $v_{control}$ se usa para modular la relación de conmutación y tiene una frecuencia f_i que es la frecuencia fundamental que se desea a la salida del inversor, (f_i también se le conoce como frecuencia de

modulación) reconociendo que el voltaje de salida del inversor no será una onda senoidal perfecta y que contendrá armónicas de f_1 .

La relación de la modulación de amplitud m_a se define como:

$$m_a = \frac{\hat{V}_{\text{control}}}{\hat{V}_{\text{tri}}} \dots \dots \dots (5.1)$$

donde \hat{V}_{control} es la amplitud máxima de la señal de control. La amplitud \hat{V}_{tri} de la señal triangular generalmente permanece constante.

La relación de modulación de frecuencia m_f se define como:

$$m_f = \frac{f_c}{f_1} \dots \dots \dots (5.2)$$

En el inversor de la figura 5.6b, los interruptores T_{A+} y T_{A-} son controlados basados en la comparación de v_{control} y v_{tri} , resulta la siguiente salida de voltaje, independientemente de la dirección de i_o :

$$v_{\text{control}} > v_{\text{tri}}, T_{A+} \text{ está encendido, } v_{A0} = V_d / 2$$

ó

$$v_{\text{control}} < v_{\text{tri}}, T_{A-} \text{ está encendido, } v_{A0} = -V_d / 2$$

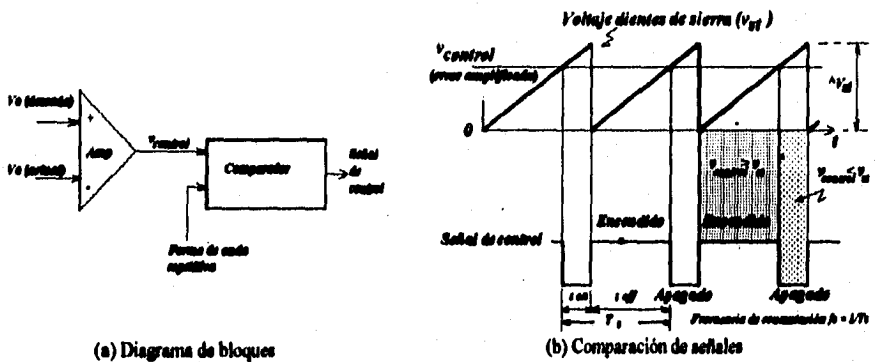


Figura 5.7. Diagrama de bloques de un modulador por ancho de pulsos (PWM). (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

Como los dos interruptores nunca están apagados simultáneamente, la salida de voltaje V_{AO} fluctúa entre dos valores ($V_d/2$ y $-V_d/2$). V_{AO} y su componente fundamental (curva punteada) se muestran en la figura 5.8.

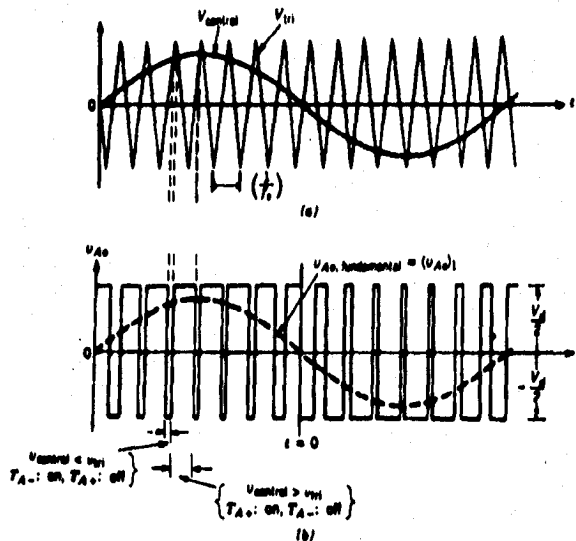


Figura 5.8. Modulación por ancho de pulso (PWM). (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

V.3.1.3 Inversores Trifásicos²

Los inversores trifásicos son comúnmente usados para aplicaciones tales como fuentes ininterrumpibles de potencia en *ca* para abastecer cargas trifásicas o para controlar motores de *cd*. Es posible abastecer una carga trifásica por medio de tres inversores monofásicos separados, donde cada inversor produce una salida con un desplazamiento de 120° (de la frecuencia fundamental) con respecto a cada una. Aunque este arreglo podría preferirse bajo ciertas condiciones, se requiere para una salida trifásica un transformador para cada una de las entradas por separado. En la práctica no se disponen de tales entradas. Por otro lado, se requieren doce interruptores. El circuito frecuentemente usado para inversores trifásicos consiste de tres piernas, una por cada fase como se muestra en la figura 5.9. Cada pierna del inversor es similar a la usada para describir al inversor básico de una pierna visto anteriormente. Por tanto, la salida de la pierna, por ejemplo, v_{AN} (con respecto al bus negativo de *cd*) depende sólo de V_d y del estado de conmutación; la salida de voltaje es independiente de la corriente de carga de salida de uno o dos interruptores en una pierna que se encienden en cualquier instante. Ignoraremos los tiempos en blanco requeridos en circuitos reales y asumiremos los interruptores como ideales. Por tanto la salida de voltaje del inversor es independiente de la dirección de la corriente de la carga.

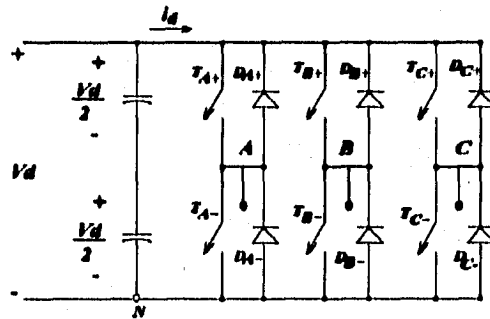


Figura 5.9. Inversor trifásico

Inversores PWM trifásicos como fuentes de voltaje. Al igual que los inversores monofásicos, el objetivo en los inversores modulados por ancho de banda es la de producir y controlar la salida trifásica de voltaje en magnitud y frecuencia con una entrada constante de tensión V_d . Para obtener las salidas trifásicas balanceadas en un inversor modulado por ancho de pulso trifásico (PWM) se utiliza la misma forma de onda triangular que ahora se compara con las tres curvas de control desfasadas 120° , tal como se ilustra en la figura 5.10a.

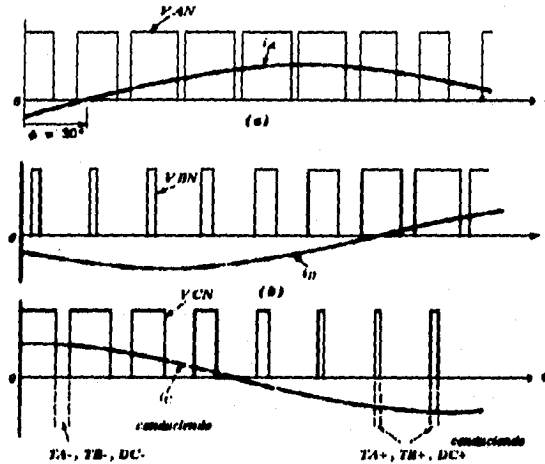


Figura 5.10. Formas de onda de un PWM trifásico. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

De este modo algunas de las armónicas dominantes en los inversores de una pierna pueden eliminarse desde los voltajes entre fases de los inversores trifásicos.

En la figura 5.11a se muestra un diagrama de bloques de un inversor trifásico, de tres piernas con fuente de voltaje. Si asumimos que este inversor abastece una carga trifásica de un motor de *ca*. Cada fase de la carga se muestra por medio de un circuito equivalente en forma simplificada con respecto a la carga neutral *n*. Las fem inducidas $e_A(t)$, $e_B(t)$ y $e_C(t)$ se asumen como senoidales. Bajo las condiciones de operación balanceada, es posible expresar las salidas de voltaje de fase a neutro v_{AN} , y de esta manera (con respecto a la carga neutral *n*), en términos del voltaje de salida del inversor con respecto al polo negativo de la fuente de *cd* N :

$$v_{Kn} = v_{KN} - v_{nN} \quad (k=A, B, C) \dots \dots \dots (5.3)$$

Cada voltaje de fase puede escribirse como:

$$v_{Kn} = L \frac{d i_k}{dt} + e_{kn} \quad (k=A, B, C) \dots \dots (5.4)$$

En una carga trifásica, 3 hilos

$$i_A + i_B + i_C = 0 \dots\dots\dots (5.5)$$

y

$$\frac{d}{dt} (i_A + i_B + i_C) = 0 \dots\dots\dots (5.6)$$

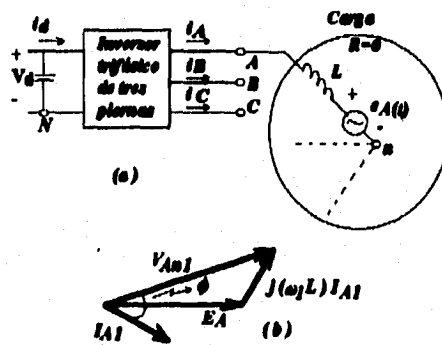


Figura 5.11. Inversor trifásico: (a) Diagrama del circuito, (b) Diagrama fasorial (de la frecuencia fundamental).

De una manera similar, bajo condiciones de operación balanceadas, las tres fuentes electromotrices se cancelan:

$$e_{An} + e_{Bn} + e_{Cn} = 0 \dots\dots\dots (5.7)$$

De las ecuaciones anteriores, se cumple la siguiente condición

$$v_{An} + v_{Bn} + v_{Cn} = 0 \dots\dots\dots (5.8)$$

Usando las ecuaciones de la 5.4 a la 5.8

$$v_{nN} = \frac{1}{3} (v_{AN} + v_{BN} + v_{CN}) \dots\dots\dots (5.9)$$

sustituyendo v_{nN} de la ecuación 5.9 en la 5.4, puede escribirse que el voltaje de fase a neutro para la fase A como:

$$v_{An} = \frac{2}{3} v_{AN} - \frac{1}{3} (v_{BN} + v_{CN}) \dots \dots \dots (5.10)$$

Ecuaciones similares pueden escribirse para los voltajes de fase B y C.

Sólo las componentes de la frecuencia fundamental del voltaje de fase v_{Anl} y la corriente de salida i_{Al} causan la transformación de la potencia real de la fuente de fuerza electromotriz (fem) $e_A(t)$ que se asume para ser senoidal y la carga resistiva no se toma en cuenta.

Por tanto, en forma fasorial, como se ve en la figura 5.11:

$$V_{Anl} = E_A + j \omega_1 L I_{Al} \dots \dots \dots (5.11)$$

V.3.1.4 Operación del PWM²

Las formas de onda de voltaje y corriente asociadas a un inversor PWM se muestran en la figura 5.12. Como un ejemplo el ángulo de un desplazamiento de factor de potencia de la carga asumiremos que sea de 30° (retraso), también se supone que la corriente de salida es una senoide perfecta. De la figura 5.12a a la 5.12c, la fase de tensión para la polaridad negativa del lado de *cd* y la corriente de fase (v_{AN} , i_A , etc.) se dibujan aproximadamente para una cuarta parte del ciclo de la frecuencia fundamental.

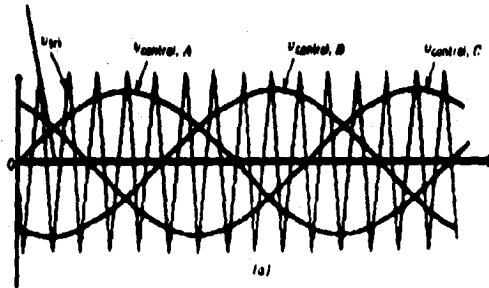


Figura 5.12. Formas de onda para un inversor PWM: ángulo del factor de potencia de la carga = 30° de retraso. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

Observando el sistema de conducción en las figura 5.12a a la 5.12c notamos que hay intervalos durante los cuales las corrientes de fase i_A , i_B e i_C fluyen a través sólo de los elementos conectados del lado de cd . Esto implica que durante estos intervalos, las tres fases de la carga se cortocircuitarán y no habrá potencia de entrada desde el lado de cd , tal como se ve en la figura 5.13. De forma similar, hay intervalos durante los cuales todos los elementos de conducción se conectan a la polaridad negativa del lado de cd resultando el circuito de la figura 5.13b.

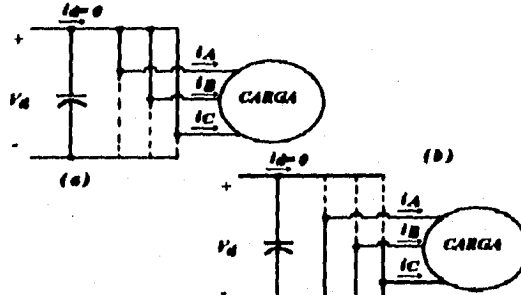


Figura 5.13. Estados de corto circuito para inversores PWM trifásicos. (Power Electronics: Converters, Applications and Design).

La amplitud de la salida de tensión se controla por la duración de esos intervalos de corto circuito. Intervalos semejantes de corto circuitos trifásicos no existen en un modo de operación de onda cuadrada. Por tanto, la amplitud de salida de tensión en un inversor de onda cuadrada debe ser controlado por el control de entrada de voltaje V_d .

V.3.1.5 Protección al Inversor³

Tanto la entrada como la salida del inversor deben estar protegidas con fusibles. También se debe instalar un interruptor de desconexión en los lados de ca y cd . Estos interruptores de seguridad deben ser accesibles y estar marcados claramente. Los inversores de potencia proveen energía a diversas cargas conectadas en paralelo. Como se ilustra en la figura 5.14 cada carga es abastecida a través de un fusible. En el caso de un corto circuito en una de las cargas, es importante para el inversor que el fusible opere para mantener el resto de las cargas. Por tanto, la corriente nominal de el inversor bajo condiciones de corto circuito mantenidas en cierto tiempo debe ser suficiente para que opere el fusible de la carga afectada.

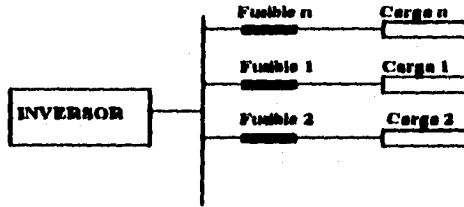


Figura 5.14. Un inversor abasteciendo varias cargas.

Limitador de corriente por control del PWM. Los componentes del inversor pueden protegerse sensando la salida de corriente y usando esta información limitar el ancho de pulso cuando la salida de corriente exceda los valores permitidos. Con una carga pesada los pulsos de corriente empiezan a limitarse y tienen una gran amplitud, el circuito es obligado entonces a presentar valores cortos de tiempos de encendido y apagado y altos valores di/dt para los elementos de conmutación.

Limitación de corriente por un circuito resonante LC. El circuito puente en la salida del inversor que se ve en la figura 5.15 está en resonancia serie con la frecuencia de salida. Si la carga de los capacitores e inductores es alta, la eficiencia total del inversor no apreciará cambios. En el caso de que ocurra una corriente de sobrecarga un interruptor actúa rápidamente y se conecta entre los puntos A y B. El circuito puente entonces opera como circuito resonante en paralelo y la frecuencia de operación y la impedancia para la corriente de carga llega a ser alta.

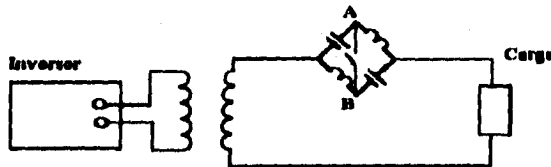


Figura 5.15. Limitación de corriente por resonancia.

V.3.1.6 Instalación⁴

El inversor no debe ser instalado en el mismo compartimento del banco de baterías ya que los gases que desprenden las baterías son corrosivos y pueden dañar los circuitos electrónicos. Además, la conmutación en el inversor puede producir chispas que podrían causar una explosión. Sin embargo, el inversor debe ser instalado cerca del banco de baterías para disminuir la caída de tensión por corrientes elevadas. Después de la conversión a corriente alterna se puede reducir el calibre de los conductores, porque la tensión de *ca* es más alta y la corriente es más baja. El inversor debe ser instalado en condiciones ambientales controladas debido a que las altas temperaturas y el polvo excesivo reducen la vida útil del dispositivo y podrían causar fallas. Se deben consultar las instrucciones de fábrica acerca de la temperatura de funcionamiento y de almacenaje.

V.3.2 Banco de Baterías^{4,5,6}

Uno de los problemas actuales en la generación y suministro de energía eléctrica en este tipo de sistemas es el almacenamiento energía, siendo éste uno de los parámetros más importantes a considerar. Las fuentes no convencionales son dependientes de las características de cada región y durante los días que no se tenga recurso natural se tiene que buscar abastecer de energía, y almacenarse ésta cuando se genere más electricidad de la necesaria; aunque se cuenta con el generador diesel como respaldo, se tratará de utilizar lo menos posible y aprovechar al máximo el recurso natural. Por lo antes mencionado, el almacenamiento de energía es una parte fundamental del diseño, y el sistema más empleado para tal fin es el banco de baterías.

Definición: Un banco de baterías, es un conjunto de celdas electroquímicas conectadas en serie y/o paralelo para obtener la corriente y el voltaje deseados, las cuales son susceptibles de almacenar energía eléctrica en forma química (carga), cederla a un equipo en forma de electricidad (descarga) y volverla a recuperar.

V.3.2.1 Clasificación

Comercialmente existen dos tipos de celdas electroquímicas empleadas: plomo-ácido y níquel-cadmio. Las baterías níquel-cadmio presentan características de construcción y operación ventajosas respecto a las de plomo-ácido:

- La gravedad específica de la celda permanece constante, pueden permanecer a bajos estados de carga por largos periodos.

- No se requiere igualar la carga, por lo tanto, los controles pueden ser configurados para una mínima gasificación y así un mantenimiento mínimo.
- No se emiten humos corrosivos.
- Mayor ciclo de vida.
- Mejor resistencia a temperaturas extremas.
- Para cierta capacidad son más pequeñas y ligeras.

Como vemos, ofrecen ventajas deseables para las comunidades rurales pero tiene graves desventajas:

- El costo es tan alto que son poco usadas en sistemas híbridos.
- El cadmio es un material altamente tóxico, y presenta serios riesgos para deshecharlo.

Debido a estos inconvenientes, trataremos solamente las celdas de plomo-ácido.

V.3.2.2 Conceptos Básicos

Los conceptos que se definen a continuación son de gran importancia para la selección de la batería, por lo tanto se debe tener bien claro el significado de ellos.

Ánodo.- Electrodo positivo de una celda electroquímica de batería hacia el cual fluye la corriente.

Batería libre de mantenimiento.- Batería a la que no es necesario agregarle agua para que mantenga el volumen del electrolito.

Batería primaria.- Batería cuya capacidad inicial no se puede recuperar mediante la aplicación de carga.

Batería secundaria.- Batería que después de descargarse se puede recargar hasta llegar a su capacidad total. Se le conoce normalmente como batería recargable.

Baterías.- Terminología de tipos de baterías:

Batería de ciclo poco profundo.- Batería que no se debe descargar más del 25% de su capacidad.

Batería de ciclo profundo.- Batería que puede ser descargada hasta un gran porcentaje de su capacidad.

Batería de electrolito cautivo.- Batería que contiene un electrolito inmóvil (gelificado o absorbido en el separador).

Batería de electrolito líquido.- Batería que contiene un líquido libre como electrolito.

Batería de Plomo-ácido.- Categoría general que incluye las baterías formadas con placas de plomo puro, plomo antimonio o plomo-calcio y un electrolito ácido.

Batería de cierre hermético.- Batería que tiene un electrolito cautivo y una tapa de ventilación. También se le llama batería hermética con regulación de válvula.

Batería con respiradero.- Batería con electrolito líquido libre y una tapa de respiración para el escape libre de gases que se producen durante la carga.

Capacidad nominal.- Es la máxima cantidad de energía que puede almacenar la batería. Sin embargo, la batería puede dañarse si se descarga hasta este nivel más de unas pocas veces.

Los factores principales que afectan la capacidad del acumulador son: *Régimen de descarga-Temperatura-Densidad (Gravedad Específica)-Voltaje Final.*

Carga de batería.- Energía eléctrica almacenada en una batería o acumulador.

Carga flotante.- Carga de régimen lento y continuo de una batería. Esta carga tiene una corriente igual o ligeramente mayor que la del régimen de descarga espontánea. También se le conoce como carga de mantenimiento.

Carga lenta.- Carga de corriente continua a muy bajo régimen, destinada a mantener la batería en condición completamente cargada.

Cátodo.- Electrodo negativo de una celda electroquímica.

Celda de batería.- La unidad o sección más pequeña de una batería, que puede acumular energía eléctrica y es capaz de suministrar una corriente.

Ciclos de duración de una batería.- Número de ciclos de carga y descarga durante la vida útil de una batería.

Controladores.- Terminología de uso común:

Advertencia de baja tensión.- Señal luminosa o audible que indica la baja tensión de una batería.

Compensación de temperatura.- Función de un circuito que ajusta los puntos o niveles de desconexión, ya sea de alta o baja tensión, de una batería.

Controlador de carga.- Aparato que controla el régimen y la condición de carga de las baterías o banco de baterías.

Los controladores no son aparatos simples, porque el estado de recarga del banco de baterías depende de muchos factores y es difícil de medir. El controlador debe tener suficiente capacidad para controlar la máxima corriente producida por el sistema en su conjunto.

Otras funciones comunes de estos dispositivos son:

- Puntos de control ajustable para:
 - Desconexión de alta tensión.
 - Desconexión de baja tensión.
- Compensación de temperatura.
- Alarma de baja tensión.
- Protección contra el flujo inverso de corriente.
- Funcionamiento en el punto de potencia máxima.
- Instrumentos medidores de tensión, etc.

Controlador de etapa única.- Controlador con un solo nivel de activación para regular la aplicación de carga a la batería o el suministro de carga desde la batería.

Controlador multietapa.- Controlador que permite regular los niveles múltiples de aplicación de carga a la batería o el suministro de carga desde la batería.

Densidad.- Como habíamos mencionado, otro factor que afecta la capacidad es la densidad, ya que los electrolitos de diferentes gravedades o "densidades" contienen distintas cantidades de ácido por volumen. El grado hasta el cual la densidad afecta la capacidad de la celda, variará considerablemente según el tipo y el diseño de la batería. Una regla empírica que se aplica generalmente, es que una diferencia de 25 puntos en la densidad, hará variar la capacidad entre 8 y 10%.

Descarga.- Extracción de energía eléctrica de una batería.

Descarga espontánea de batería.- Pérdida de energía química de una batería sin estar bajo suministro de carga.

Electrolito.- Sustancia que suministra el mecanismo conductor de iones entre el electrodo negativo y el positivo de una batería.

Estado de carga.- Es la capacidad de una batería expresada como un porcentaje de la capacidad nominal.

Gasificación.- Gases que se forman en una batería durante la aplicación de carga.

Gravedad específica.- Relación entre el peso de una solución o electrolito de una batería y el peso del mismo volumen de agua a una temperatura especificada.

Igualación.- Proceso de recuperación de todas las celdas de una batería hasta igualar el estado de carga.

Placa.- Lámina delgada de metal u otro material, destinada a acumular energía eléctrica en una batería.

Profundidad de descarga.- Es el porcentaje de la capacidad nominal que se extrae de la batería. Hay dos términos, ciclo poco profundo y ciclo profundo. Las baterías de ciclo poco profundo son más livianas y menos costosas, pero no durarán mucho tiempo si se exceden regularmente los niveles de descarga; generalmente no deben descargarse más de un 25%. Las baterías de ciclo profundo pueden soportar descargas diarias de hasta un 80% de su capacidad.

Régimen de carga.- Velocidad con que se recarga una batería. Se expresa como una relación entre la capacidad de la batería y el flujo de corriente. Por ejemplo C/5.

Régimen de descarga.- Es una relación entre la capacidad nominal (C) de la batería y el tiempo en que uno la quiera descargar. En otras palabras es la velocidad de extracción de corriente de una batería. Se expresa como una relación entre la capacidad de la batería y el régimen de descarga de corriente. También se denomina régimen C.

Sobrecarga.- Introducción de carga excesiva en una batería que ya está cargada completamente.

Sulfatación.- Formación de cristales de sulfato de plomo en las placas de una batería o acumulador de plomo-ácido. La sulfatación puede dañar permanentemente la batería.

Temperatura.- A temperaturas elevadas, es usual que se aceleren muchas reacciones químicas y esto mismo sucede con los acumuladores, además de que disminuye la resistencia óhmica y la viscosidad del electrolito, con lo cual se reduce la caída de voltaje dentro de la

celda y se mantiene su voltaje terminal a un valor más alto. Estos factores se combinan para aumentar la capacidad de la batería a altas temperaturas y reducirla a bajas temperaturas.

Voltaje Final.- El término *voltaje final* se utiliza para designar el voltaje mínimo aceptable y útil con diversos regímenes de descarga y es el valor al cual se puede lograr la máxima cantidad de amperes-hora antes de que el voltaje de las celdas empiece su caída rápida.

El *voltaje final* seleccionado depende en gran parte de su aplicación. Por ejemplo, con un régimen muy moderado (72 horas) este valor puede llegar a ser muy alto, por ejemplo 1.85 volts por celda (vpc) o puede ser sumamente bajo, a razón de 1 vpc en el caso de descargas fuertes como en el caso de arranque de motores.

V.3.2.3 Baterías de Plomo-Ácido⁹

La celda electroquímica plomo-ácido consta de cuatro partes principales: un medio electrolítico (ácido sulfúrico diluido o en suspensión), los electrodos positivos (rejillas de plomo recubiertas de peróxido de plomo), los electrodos negativos (rejillas de plomo recubiertas de plomo esponjoso) y la jarra o vaso que contiene la celda. El plomo en las rejillas usualmente se mezcla con otros metales para darles rigidez. Se utiliza antimonio o calcio y pequeñas cantidades de cadmio adicionales. La aleación de la placa tiene un efecto importante en el comportamiento y la vida de las celdas.

Las baterías de plomo ácido son las más utilizadas comercialmente, aunque como ya vimos existen otros tipos de baterías. Las de plomo-ácido se clasifican en baterías inundadas y baterías selladas o libres de mantenimiento las cuales se definen brevemente a continuación.

Baterías "inundadas".- Para la aleación de la placa se utiliza antimonio, como resultado se tiene una celda más resistente a las temperaturas altas y muy tolerante a las descargas profundas, pero la auto-descarga (pérdida de energía dentro de la misma celda) aumenta y la pérdida de agua por electrólisis se incrementa, por lo que las celdas no pueden ser selladas. Este tipo de baterías son las llamadas "inundadas" y son las más recomendadas para usarse en las comunidades rurales, dentro de sus ventajas se incluye el bajo mantenimiento y alta efectividad en la conversión de energía. Sus desventajas son las siguientes:

- Dificultad en el manejo e instalación.
- Costosa al usarse sin un estudio de impacto en el medio.
- Sensitivo a metodología de carga (deberá ser recargada por completo y nivelada periódicamente.
- El electrolito deberá mezclarse regularmente para prevenir estratificación.
- Requiere de agua destilada para reemplazar pérdidas por gasificación.

Baterías selladas o "libres de mantenimiento".- La aleación de calcio en las rejillas de plomo disminuye la pérdida de agua permitiendo baterías libres de mantenimiento, además de disminuir la auto descarga. Estas baterías selladas y combinadas se conocen como baterías "libres de mantenimiento" o "reguladas por válvula". Los dos tipos básicos de construcción usan ya sea separadores de microfibras de vidrio o electrolito tipo gel. Las ventajas de contar con baterías totalmente selladas son las siguientes:

- No es necesario añadir periódicamente agua. Este no es sólo un componente muy costoso para el régimen de operación y mantenimiento, sino que la contaminación del electrolito con impurezas en el cambio de agua, ha causado problemas en instalaciones rurales.
- Se elimina el rocío y chorreo del ácido.
- Es mucho más fácil el envío, manejo e instalación de la batería.
- Todos los aspectos en cuanto a seguridad mejoran.

Actualmente se están usando con éxito éste tipo de baterías para algunos sistemas de energía rurales, sin embargo aún quedan muchas limitaciones entre las cuales están:

- Servicio de vida reducido. Se diseñan para contar con una buena eficiencia y recombinación del gas, sin embargo esta configuración es contraria a una capacidad de ciclo profundo y largo servicio de vida.
- Poca resistencia a altas temperaturas. La difusión aumenta dramáticamente a temperaturas elevadas, el agua que se pierda de la celda no puede reemplazarse, y cualquier pérdida de agua significa pérdida de capacidad.
- Variación de celdas. Un problema común es la amplia distribución de voltajes y capacidades, como las celdas no pueden ser "igualadas" es difícil colocar las celdas en una sola cadena al mismo nivel. Si una celda cambia con el tiempo a un nivel relativamente más bajo, y se descarga la cadena, esta celda puede revertir el voltaje, y convertirse en un vertedero de energía, producir grandes cantidades de gas y explotar, esto se convierte en un gran problema en las cadenas de alto voltaje.
- Corrosión acelerada de la red. Se usa comúnmente una alta gravedad específica para compensar la batería sellada y reducir el volumen de electrolito. Una mayor gravedad específica acelera la corrosión positiva de la red, éste efecto es aumentado por las altas temperaturas del medio mexicano.

Las ventajas de las baterías selladas son numerosas e importantes y las desventajas arriba mencionadas pueden ser resueltas.

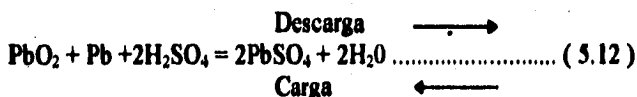
V.3.2.4 Principio de Operación

En una batería totalmente cargada, todo el material activo de las placas positivas es peróxido de plomo; el de las placas negativas, es plomo esponja puro. Todo el ácido está contenido en el electrolito la gravedad específica se encuentra al máximo. Cuando se va descargando la batería, una parte del ácido se separa del electrolito que se encuentra en los poros de las placas, forma una combinación química con el material activo y lo convierte en sulfato de plomo a la vez que produce agua. Según continúa la descarga, se va extrayendo ácido adicional del electrolito y se forman más sulfato y más agua. Cuando continúa este proceso, puede entenderse fácilmente el por qué de la disminución de la densidad en una batería descargada, ya que la proporción de ácido es menor en relación con la cantidad de agua.

Cuando el acumulador es sometido a carga, ocurre una acción inversa. El ácido contenido en el material activo sulfatado es expulsado y retorna al electrolito. Este retorno del ácido al electrolito disminuye la cantidad de sulfato en las placas y hace aumentar la densidad, la cual continuará aumentando hasta que haya sido expulsado todo el ácido contenido en las placas y se encuentre otra vez formando parte del electrolito. Con ello ya no habrá sulfato en las placas.

Una vez que todo el ácido ha regresado al electrolito, aunque se siga sometiendo a carga el acumulador, la densidad ya no aumentará más. Todo el ácido de las celdas se encuentra en el electrolito y es cuando se dice que el acumulador está totalmente cargado. El material de las placas positivas ha vuelto a ser peróxido de plomo, el de las negativas es plomo esponja puro y la densidad se encuentra a su máximo.

Cuando las celdas van llegando a su estado de carga total, ya no pueden absorber toda la energía de la corriente de carga; ese sobrante desintegra el agua del electrolito en sus dos componentes, es decir en hidrógeno y en oxígeno, que son liberados en forma de gases que salen de las celdas. La fórmula química utilizada es:



La capacidad de una batería, o sea su habilidad para suministrar potencia, se suele expresar generalmente en amperes-hora, que es simplemente la multiplicación de la descarga en amperes por el tiempo en horas.

La disminución en la densidad durante la descarga es proporcional a la cantidad de amperes-hora que se están descargando. Esto se observa en la línea recta en la figura 5.17, la

cual indica las lecturas de la densidad aproximada tomadas durante una descarga. Sin embargo, durante la carga, como se observa en la línea curva, el aumento en la densidad, medido con el hidrómetro, no es uniforme ni proporcional a la cantidad de carga (en amperes-hora). Durante el principio de la carga, no existe nada que pueda mezclar o agitar el electrolito y un porcentaje del ácido pesado que sale de las placas no es posible que pueda ser alcanzado ni medido con el hidrómetro. Por lo tanto durante esta etapa de la carga, la lectura del hidrómetro no representa el verdadero estado de carga de la batería. Posteriormente, cuando empiezan a desprenderse gases, todo el electrolito se mezcla con mayor rapidez y la densidad medida en la parte superior de las celdas asciende rápidamente a su valor de carga total. La línea punteada indica los amperes-hora devueltos a la batería y señala cuál *debería ser* la lectura de la densidad si fuera posible mantener el electrolito totalmente mezclado durante toda la carga. Este "retraso" en el aumento de la densidad no indica que la batería no esté aceptando la carga y no reduce tampoco la capacidad de corriente del acumulador.

Si la batería es sellada se debe correlacionar el voltaje en sus terminales con el estado de carga. En este caso, lo mejor es medir el voltaje cuando se está descargando la batería y compararlo con las curvas que proporciona el fabricante, ya que la densidad de electrolito no se puede medir.

En el apéndice G se muestran las especificaciones técnicas de una batería comercial para este tipo de usos.

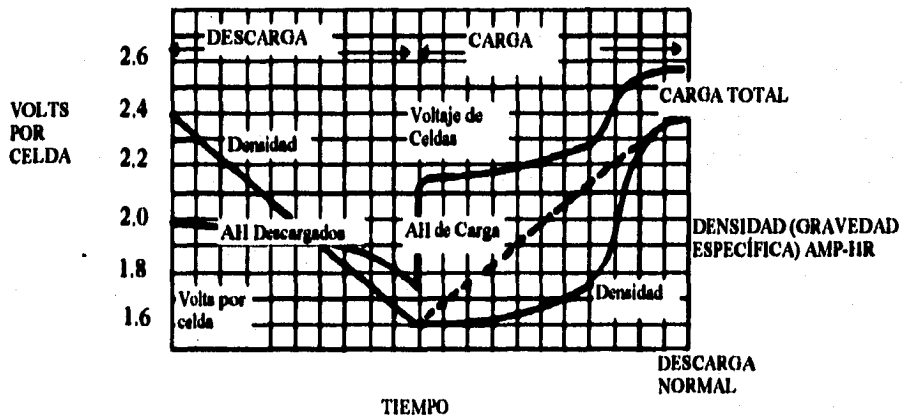


Figura 5.16. Características típicas de voltaje y densidad (gravedad), carga y descarga a régimen constante. (El Acumulador Eléctrico Tipo Plomo Ácido).

V.3.2.5 Comentarios

Se debe recalcar que es importante calcular las pérdidas de energía del subsistema de almacenamiento, así como las corrientes parásitas del subsistema auxiliar, para sumar estas necesidades al patrón de carga, y de esta forma conocer la energía total requerida.

Las fallas y el tiempo de mantenimiento son las causas principales que reducen la disponibilidad de cualquier sistema de energía. Sin embargo, si se utilizan sistemas fotovoltaicos, la disponibilidad adquiere una incertidumbre adicional debido a las variaciones de la fuente de energía del sistema.

Se deben proteger las baterías para que el sistema pueda operar con seguridad. Se recomienda mantener las baterías lejos del tránsito de personas y animales, ubicarlo en un lugar bien cubierto y protegido de la lluvia, heladas y escombros. La ventilación es importante.

En climas templados conviene almacenar las baterías en cajas térmicamente aisladas, fuera de alguna casa o en un cobertizo. En climas extremos, se aislarán las baterías colocándolas en un cajón cerrado. Se recomienda dejar siempre una separación de 2.5cm entre baterías para fines de ventilación.

La temperatura óptima para las baterías es de 21°C, no deberán ubicarse las baterías donde puedan congelarse o donde las temperaturas sobrepasen los 24°C en verano.

Precauciones: Las baterías pueden desprender gas hidrógeno, altamente inflamable, cuando son recargadas. No se deben colocar cerca de un calentador de agua, chimenea, estufa, calefactor, horno o cualquier otro lugar donde exista la posibilidad de llama viva o chispa. Las baterías contienen ácido sulfúrico, por lo que no se dejarán que hagan contacto con la ropa, piel u ojos. Para reducir la probabilidad de electrocuciones ó quemaduras, deberán cumplirse las recomendaciones que se indiquen en los reglamentos de seguridad eléctrica necesariamente existentes.

El mantenimiento es sencillo y tiene efectividad si se sigue con cuidado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante para el tipo de batería empleado. En general el mantenimiento consiste en:

- Limpieza de las terminales de la celda para eliminar depósitos (usualmente sulfatos) y aplicación de grasa anticorrosiva. Existen compuestos en el mercado específicamente para ello que permiten extender los periodos entre cada limpieza.

- Adición de agua en caso de celdas "inundadas". Nunca se debe añadir ácido porque éste no se pierde en los procesos de carga y descarga de la batería. El agua debe estar libre de minerales (destilada o desmineralizada). Si se añade agua común, las pérdidas por electrólisis y la autodescarga se incrementa.
- Nunca debe permitirse que el nivel del electrolito baje tanto que deje al descubierto las placas.
- Medición de la densidad, si esto es posible.

En la compra de baterías es necesario considerar muchos factores que pueden tener más importancia que la decisión técnica de capacidad. Hay una gran variación de calidad de baterías y de costo por ampere-hora de capacidad. Se deben conocer las características y el costo de diferentes clases de baterías para poder tomar una decisión inteligente. Recordar que es más importante comprar baterías de alta calidad diseñadas para aplicaciones fotovoltaicas o híbridas que satisfacer un valor de almacenaje de ampere-horas. Las baterías de automóviles no se deben usar para aplicaciones fotovoltaicas. Estas baterías están diseñadas para producir un alto valor de amperes durante un corto periodo de tiempo para poder arrancar motores fríos y luego se recargan rápidamente. Las baterías fotovoltaicas funcionan de un modo distinto y son diseñadas en forma diferente.

V.3.3 Sistema General Central (CGS)⁷

La función principal del CGS en sistemas híbridos es la de monitorear y regular todo el sistema de energía para proporcionar un óptimo desarrollo bajo las diferentes condiciones de operación. Las funciones específicas proporcionadas por el sistema controlador incluye la regulación de cargas de los subsistemas fotovoltaicos, la regulación de la carga, el control del motor-generador diesel, la protección al banco de baterías contra sobrecargas o descargas excesivas y proporcionar seguridad en la operación de todo el sistema. Además el controlador debe contar con un sistema de monitoreo y diagnóstico de todo el conjunto, al igual que, la coordinación de todas las fuentes de energía. Por otro lado, es importante que cuente con un control manual por si este llega a fallar. En la figura 5.17 se muestra un diagrama general de un controlador para sistemas híbridos.

Debido al adelanto que han tenido los dispositivos de estado sólido, se tienen sistemas de control para sistemas híbridos que hacen a estos más eficientes y los pueden hacer completamente automáticos, de acuerdo a la complejidad de control que se elija. Esto es de gran ayuda en lugares lejanos y de difícil acceso, ya que no se requiere de varios o incluso de ningún operador para que el sistema trabaje adecuadamente. Esto respecto al costo total final que tiene el sistema es de gran importancia, pues si bien el costo de los controladores está en

función de su complejidad, sus ventajas a largo plazo son la gran flexibilidad y en la reducción de los costos y tiempo de operación.

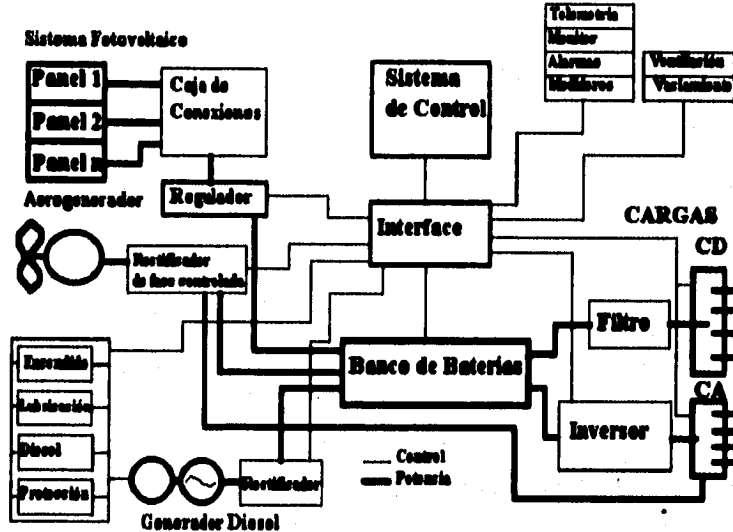


Figura 5.17. Sistema de control para el sistema híbrido. (Integrated Power Corporation).

Como hemos visto anteriormente, una configuración del sistema híbrido trabajando en paralelo es una de las mejores opciones que se tienen. Los sistemas de control permiten la operación del inversor para que trabaje en paralelo con el grupo generador diesel. En este tipo de arreglo, el inversor puede trabajar ya sea enviando energía a la carga junto con el generador diesel o aceptar energía desde el generador diesel y operar como un cargador de baterías. La función del controlador, es la de supervisar la operación del sistema, seleccionando el modo de operación más apropiado para que la carga sea siempre abastecida, sin interrumpir el suministro de energía.

Básicamente un sistema híbrido en paralelo puede operar en una de las siguientes tres formas:

- Operación del inversor únicamente.
- Operación del generador diesel y el inversor en paralelo.
- Operación del generador diesel y el inversor en paralelo, pero con el inversor actuando a la inversa como cargador de batería

Estos tres modos de operación se observan esquemáticamente en la figura 5.18.

Si el estado de carga de la batería se encuentra arriba de un nivel mínimo, el controlador lo detecta, y al arrancar, el mismo controlador cambia a la operación donde el inversor trabaja solo. Cuando la demanda de carga se incrementa por arriba de un valor dado, el controlador lo detecta y hace arrancar el generador diesel y lo hace trabajar en paralelo con el inversor. Dependiendo de la carga que se tenga en el sitio, el controlador hace que el inversor trabaje ya sea suministrando energía a la carga en paralelo con el generador diesel o como cargador de baterías. Cuando la carga vuelve a caer, el controlador lo detecta y el sistema regresa a la operación del inversor trabajando solo.

Dentro de su operación normal, el controlador puede efectuar otras funciones tales como: voltaje fuera de rango, pérdida de sincronización, fallas del inversor e incluso (en algunos controladores), verificar el nivel de la batería para poder diagnosticar si ésta se encuentra en un nivel bajo, en cuyo caso arrancará al generador diesel para cargar nuevamente a un nivel adecuado a la batería.

El controlador puede ser creado para optimizar el flujo de energía desde el aerogenerador o desde el sistema fotovoltaico al banco de baterías.

Existen controladores que incluyen un disipador de energía controlado, para que los dispositivos generadores de fuentes renovables trabajen en su carga óptima siempre que el banco de baterías este completamente cargado. Esto es, entre más disminuya la carga del banco de baterías, el controlador detecta el nivel de tensión y empieza a cargar; por otro lado, registra que la batería este a su nivel requerido, la carga es abastecida y los generadores de las fuentes renovables están a su máxima generación, manda el exceso de energía al depósito donde la disipará, para no causar problemas en el equipo, especialmente a las baterías que pueden resultar averiadas.

La tecnología de control se ha desarrollado para seguir la operación del inversor en paralelo con un equipo convencional generador diesel. En este modo el inversor puede ya sea compartir la carga con el generador diesel o aceptar energía desde el generador diesel y operar como un cargador de baterías. El controlador supervisa la operación del sistema, seleccionando el modo más apropiado de operación para que la carga del sistema sea suministrada, sin interrumpir el suministro de energía.

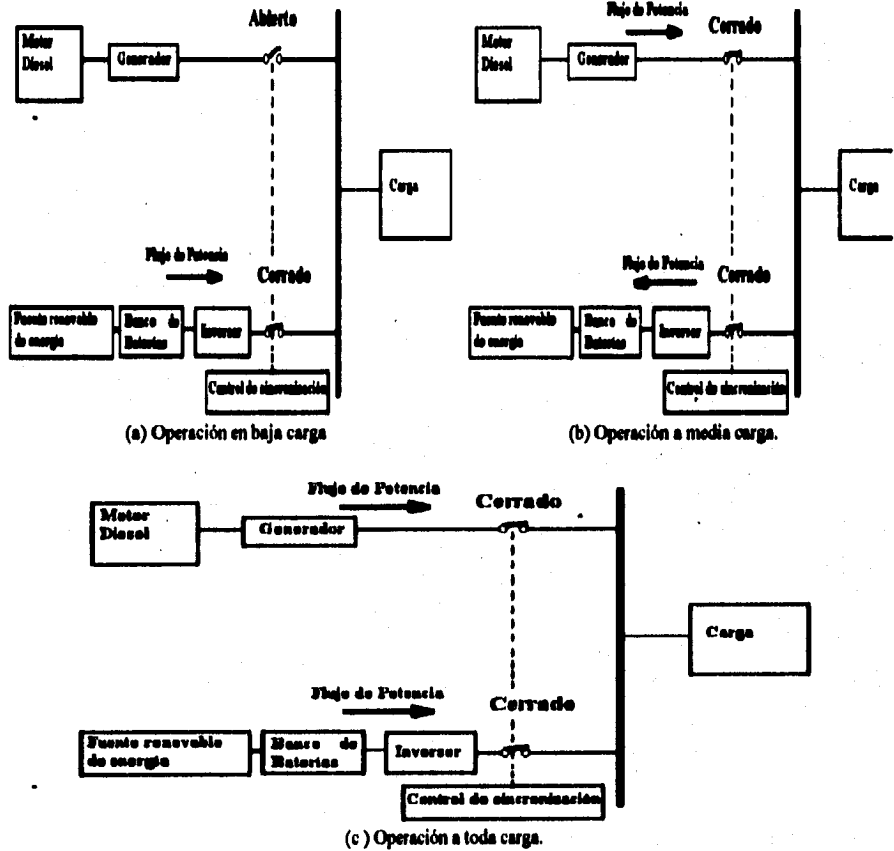


Figura 5.18. Operación del sistema híbrido en paralelo. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

Los principios de operación del sistema híbrido paralelo pueden ser explicados por el circuito equivalente que se ve en la figura 5.19. Usando un inversor PWM con una salida de red compatible se sigue el uso de análisis convencional y diagramas fasoriales basados en formas de onda senoidales. Asumiendo que tanto el inversor y el generador diesel pueden ser modelados como una fuente de voltaje en serie con una reactancia inductiva. El voltaje de carga V es el que aparece a través de la carga compleja como se observa en la figura 5.20. La expresión general para la potencia aparente que fluye entre el generador diesel y el inversor está dada por:

$$S = \frac{E_1 E_2}{(X_1 - X_2)} \operatorname{sen}(\delta_1 - \delta_2) - j \left\{ \frac{E_1 E_2}{(X_1 - X_2)} \cos(\delta_1 - \delta_2) - \frac{E_1^2}{(X_1 - X_2)} \right\} \dots\dots\dots (5.13)$$

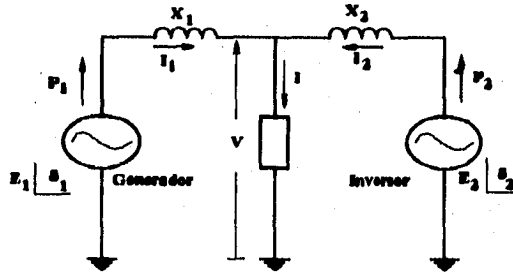


Figura 5.20. Circuito equivalente del sistema. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

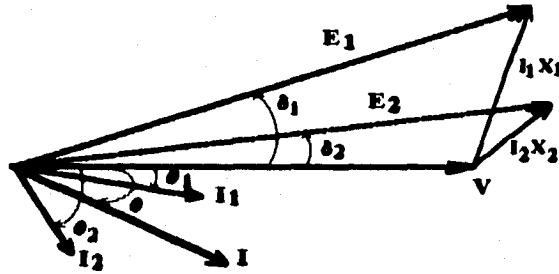


Figura 5.20. Diagrama fasorial del sistema. (Novel Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy System).

Se puede notar desde la ecuación 5.13 que el flujo de potencia real es bidireccional yendo desde el generador al inverter por $(\delta_1 - \delta_2)$ positivo y viceversa por $(\delta_1 - \delta_2)$ negativo.

Para una carga dada P, la potencia relativa suministrada por cada fuente puede ser controlada variando el ángulo asociado con el inverter, es decir, el ángulo entre la salida del inverter y el voltaje de carga.

Instalación.

El controlador siempre se debe proteger contra la intemperie, instalándolo en un gabinete o panel a prueba de polvo. Un calor excesivo causará la falla del dispositivo, es por ello que se recomienda instalar el controlador en un área con sombra y con una ventilación adecuada. Los controladores no deben ser instalados cerca del banco de baterías que producen gases.

En el apéndice H se dan las características técnicas de un controlador electrónico para sistemas híbridos comercial.

Bibliografía

- ¹ - Nayar, C. V.; Philips, S. J.; James, W. L.; Pryor, T. L.; Remmer, D.; Energy Solar, Vol 51. Novel Wind/Diesel/ Battery Hybrid Energy Sistem; 1991, pp. 65-78, 1991.**
- ² - Mohan, Ned; Undeland, Tore; Robbins, William; Power Electronics: Converters, Applications and Design; Ed. John Wiley & Sons; 1989; USA.**
- ³ - General Electric; SCR Manual, Including Triacs and others Thyristors; Ed. Prentice-Hall Inc.; Englewood Cliffs, N. J., USA; 1982.**
- ⁴ - Photovoltaic Design Assistance Center SANDIA National Laboratories; Hybrid Power Systems: Issues & Answers; De. Daystar, Inc; Albuquerque, New Mexico; USA; 1992.**
- ⁵ - EXIDE, Sistemas de Conversión de energía; El Acumulador Eléctrico Tipo Plomo Acido.**
- ⁶ - General Motor Corp.; AGV-Photovoltaic, Delco Remy.**
- ⁷ - Integrated Power Corporation; Photovoltaic and Hybrid Remote Power Systems; 1988.**
- ⁸ - Advance Energy Systems PTY LTD; Sinemax Inverter / Charger System. Instruction Manual; 1993.**

CAPÍTULO VI

METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE UN SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTOVOLTAICO- DIESEL

VI.1 Diagnóstico de una Comunidad Rural

Lo ideal sería identificar a comunidades rurales sin electrificar y proponer en todas ellas sistemas híbridos de generación eléctrica; sin embargo, sabemos de antemano que se tiene que cumplir con ciertas características para llevar a cabo un proyecto de esta índole. Entonces, como primer paso proponemos que se realicen diagnósticos generales que nos permitan conocer las características y problemáticas de las poblaciones en estudio; es por ello que elaboramos la tabla 6.1 que puede proporcionarnos una visión general de una comunidad rural.

Datos generales de la comunidad	Estado: Municipio: Nombre de la comunidad:	
Ubicación geográfica	Latitud: Altura sobre el nivel del mar (msnm): Clima: Vegetación: Distancia a centros que cuenten con servicios de energía eléctrica: Accesos: aéreo, terrestre, marítimo.	
Servicios	Caminos: Energía Eléctrica: Escuela: Telecomunicaciones: Agua Potable Centros de Salud Iglesia Tiendas de Abarrotos	Carretera Terracería Brecha Diesel Red Solar Eólica Otras Primaria Secundaria Otra Radio Telefono
Población	No. de habitantes No. de viviendas Disposición de las viviendas Crecimiento de las viviendas Cultura Organización social y comunal	
Principales actividades	Agricultura Artesanías Ganadería Pesca Otros	

Tabla 6.1. Tabla para el diagnóstico general de una comunidad rural.

Este diagnóstico dará pie a seguir con un estudio más amplio y detallado que nos permita conocer los recursos y necesidades de las comunidades.

VI.2 Jerarquización de los Usos de la Energía Eléctrica en Comunidades Rurales

Uno de los objetivos de las visitas de diagnóstico, entre otros, es la de detectar necesidades básicas que pudieran ser cubiertas con la energía eléctrica. Si bien es cierto que la energía eléctrica no cubre con todos los satisfactores que las comunidades requieren para su desarrollo, si es notorio que eleva el nivel de vida de sus moradores. Consideramos importante que en tanto se elaboren los estudios correspondientes al potencial energético renovable (horas de insolación y velocidad promedio anual de viento), se lleve en forma simultánea un estudio antropológico de la comunidad con la finalidad de conocer entre otros puntos: el impacto social y cultural, anterior y posterior a la electrificación; aceptación de la población; necesidades básicas de la comunidad; problemas socio-económicos y la jerarquización de los usos de la energía.

Este último punto es muy importante para nuestro estudio ya que de esta manera se recogen en forma sistemática las necesidades básicas e inmediatas que pueden ser cubiertas a través de la energía eléctrica. De tal modo hemos dividido estas necesidades básicas a ser cubiertas en tres grandes rubros que a continuación explicaremos.

VI.2.1 Usos Domésticos

Por lo general, este es el servicio más solicitado en las aldeas alejadas y es por ello que muchas se han electrificado con sistemas fotovoltaicos independientes, y se justifica aún más su instalación si la comunidad se encuentra muy dispersa y el número de viviendas a electrificar son pocas. Empero, las principales desventajas de este tipo de sistemas se encuentra en que la energía aún tiene un costo inicial alto, es muy limitada y sólo se maneja corriente directa que puede requerir de equipos especiales como inversores, para utilizar equipos convencionales; si llegan a fallar los equipos, no es común que lleguen a ser reparados. Los sistemas híbridos con un costo menor permiten aprovechar al máximo la energía disponible de las fuentes renovables y no renovables para entregarla de modo similar al servicio que proporciona CFE o CLFC. En los siguientes párrafos examinaremos cuidadosamente los usos domésticos que se le da a la energía eléctrica en comunidades rurales.

Iluminación. El uso más generalizado de la energía eléctrica en las viviendas es el de la iluminación. En sistemas convencionales y no convencionales se viene promoviendo el uso cada vez más frecuente de las lámparas fluorescentes en lugar de las incandescentes. El

desarrollo de las lámparas fluorescentes ha venido a dar hasta las lámparas fluorescentes compactas (LFC), que aunque no se ha difundido su uso de una manera decisiva, es la mejor opción para iluminar viviendas rurales. Algunas de las características principales de estas lámparas son:

- **Mayor eficacia.** La eficacia se define como la relación de la energía eléctrica que requiere la lámpara con respecto al flujo luminoso generado (en lm/W), por tanto, nos referimos a que este término es mayor comparado con el de las lámparas incandescentes. Las lámparas incandescentes tienen una baja eficacia (8-20 lm/W) debido a que pierden la mayor parte de energía que consumen en forma de calor. En cambio las LFC's típicas tienen eficacias de tres a cuatro veces mayores (25-85 lm/W).
- **Mayor tiempo de vida.** La vida típica de una LFC es de 9,000 a 20,000 horas, mientras que las lámparas incandescentes convencionales tienen un periodo de vida de entre 750 y 2,000 horas. El tiempo de vida mayor de la LFC permite un ahorro tanto en el material como en los costos de reemplazo para mantenimiento del sistema de iluminación. Sin embargo, la vida de una LFC depende del tiempo promedio de operación por cada encendido o del conjunto lámpara-balastro. Generalmente una LFC que se enciende con mayor frecuencia tiene una vida más corta que una lámpara con encendidos menos frecuentes. Los tiempos de vida nominales están basados en periodos de 3 horas de operación por cada encendido y 20 minutos de apagado.
- **Color.** Prácticamente todas las LFC's producen luz con un excelente rendimiento de color, similar al de las incandescentes.
- **Costo.** Aún cuando el costo inicial es alto, el dinero ahorrado por la reducción en el consumo de energía y en los costos de reemplazo se logra un rápido retorno de la inversión y proveer ahorros constantes en los costos de operación.

Las lámparas fluorescentes compactas se pueden encontrar en diferentes potencias siendo las más comunes 5, 7, 9, 11, 13, 15, y 20 W.

Radiograbadoras. Se ha encontrado que un gran porcentaje de las familias en comunidades recién electrificadas poseen algún tipo de aparato de sonido. Los hay desde pequeños radios, radio-relojes y tocacintas, de unos cuantos watts de potencia hasta radiograbadoras estereofónicas de gran tamaño, con potencias alrededor de 50W. Escuchar música parece ser el entretenimiento favorito de las familias. En general, el tiempo de uso promedio es alrededor de 4 a 6 horas diarias.

Televisión. También se ha notado que el número de familias que cuentan con televisión se da en proporción un poco menor de acuerdo con las que cuentan con aparatos de sonido. Seguramente se debe a que las televisiones representan una mayor inversión. Usualmente se adquieren televisiones de blanco y negro, de unos 30-35W hasta unos 70W de color y modelo reciente.

Aparatos electrodomésticos:

Licuidora. De acuerdo a la idiosincracia de las familias rurales se ha notado que la licuidora no representa un utensilio de uso común en los quehaceres domésticos de las familias que las poseen. La licuidora por lo general es utilizada sólo en ocasiones especiales, cuando se requiere preparar alimentos en cantidades más allá de lo habitual. La potencia de las licuidoras está en el rango de los 350W a los 450W. Por lo esporádico de su uso se ha concluido que no representa una carga significativa para el sistema.

Máquinas de coser. Muy pocas familias llegan a contar con una máquina de coser eléctrica y además su uso suele ser muy esporádico por lo que comparada con otras cargas puede llegar a ignorarse su uso.

Ventiladores. Por lo general, no se consideran en el diseño de proyectos, sin embargo, en climas calurosos como los hay en el territorio nacional, es de esperarse que su uso tienda a difundirse, limitado únicamente por la capacidad económica de las familias. Los más generalizados son los de tipo pedestal con capacidad de 80W.

Planchas. Aún cuando en las comunidades rurales se utilizan planchas de carbón, debe evitarse su uso.

Refrigeradores. Para los proyectos de electrificación con fuentes renovables de energía debe promoverse el uso de refrigeradores del tipo absorción que operan con gas.

Varios. El uso de otros aparatos electrodomésticos, como lavadoras, secadoras de pelo, batidoras, etc., está fuera de los patrones socio-culturales y de la capacidad económica de las comunidades rurales.

VI.2.2 Usos Comunitarios

Los usos comunitarios para el aprovechamiento de la energía eléctrica es difícil de predecir ya que depende de las necesidades de la comunidad en particular; en los siguientes párrafos trataremos de cubrir los que creemos que son los más solicitados.

- **Bombeo de agua^{1,2}.** Uno de los servicios imprescindibles para zonas rurales es el abastecimiento de agua potable. Sin embargo, lo alejado de estos lugares a las líneas de distribución y la dispersión de los mismos, hacen incosteable el tendido de la red eléctrica.

Aplicaciones:

Agua para el ganado. Los rancheros pueden aprovechar la tierra marginal utilizando sistemas de bombeo para subir agua de los pozos a cientos de metros y bombearla a través de una tubería a kilómetros de distancia. Para aquellos que rotan sus pastos para proteger sus tierras, pueden mover sus bombas de un pozo a otro en forma rápida y sencilla.

Riego. Las bombas pueden utilizarse en pequeños ejidos, ranchos, huertos, viñedos y jardines.

Agua doméstica.

Selección de un sistema de Bombeo.

- Ubicación geográfica del sistema.
- Complejidad del terreno. Elaborar un mapa o croquis del sitio.
- Profundidad del pozo o descripción de la fuente de agua.
- Profundidad hasta la superficie del agua. Anotar las variaciones máximas y mínimas durante un año.
- Altura vertical total desde la superficie del agua hasta el tanque de almacenaje o tubería de salida.
- Diámetro interno de la tubería del pozo.
- Calidad del agua: Clara, salada, contiene minerales, etc.
- Volumen disponible en fuente de suministro.
- Requisitos de agua en litros por día, de acuerdo a la época.
- Aplicación: casa, ganado o riego.
- Elevación sobre el nivel del mar, esto es, para determinar los límites de succión.
- Descripción del equipo existente de bombeo, distribución, almacenaje, etc.

USOS	litros/día
Personas	40-400
Ganado grande (en climas secos)	40
Animales pequeños (por cada 10 kg)	1
Aves (por cien aves)	20-50
Árboles jóvenes (en clima seco)	60

Nota: Estos estimados pueden variar según la temperatura ambiente.
Tabla 6.2. Guía para la estimación de los requerimientos de agua:

*Cálculo de la carga de bombeo.***Factores claves:**

- Capacidad de la fuente de agua.
- Volumen de agua necesario diariamente.
- Disponibilidad de insolación solar.
- Tiempo de bombeo.
- Nivel estático del agua.
- Nivel de extracción o aspiración.
- Altura de descarga.
- Fricción del tamaño de la tubería.
- Rendimiento del subsistema de bombeo.
- El motor, tipo y velocidad límite de sobrecarga.
- Tipo de suministro del servicio eléctrico en la localidad.

En la figura 6.1 se definen algunos de los términos hidráulicos que se utilizan en la industria de bombeo. La altura (o carga) dinámica total es la suma de la altura (o carga) estática, la aspiración total y la altura equivalente causada por las pérdidas de fricción en la tubería. La altura dinámica total, que se expresa en metros, depende del flujo y debe especificarse para cierto flujo.

Tipos de bombas.

Existe una gran variedad de bombas, que se clasifican, de acuerdo a su principio de operación, en dos grandes rubros: las bombas dinámicas (centrifugas, axiales y tipos intermedios) y las bombas de desplazamiento positivo (reciprocantes y rotatorias). Las bombas dinámicas se utilizan para mover grandes flujos con bajas cargas; y las bombas de desplazamiento positivo cuando se mueven pequeños gastos a alta presión, de igual manera se utilizan para gastos intermedios como son las de pozo profundo. Existen también otros tipos de bombas para fluidos viscosos, como las de engranes o las de lóbulos. (Ver figura 6.2).

Existen una gran variedad de sistemas de bombeo de agua para casi cualquier aplicación. Existen bombas disponibles para casas remotas, riego, almacenaje de agua, invernaderos y prácticamente para cada necesidad de bombeo a profundidades de hasta 330 metros o más. Se pueden diseñar sistemas para proveer desde 4 hasta 480 litros por minuto o más con alturas de descarga que varían desde unos cuantos metros hasta cientos de metros.

1. - Es necesario comprobar que para condiciones normales de operación (carga y gasto), la bomba opere con su máxima eficiencia.

2. - Resulta muy útil elaborar un estudio de bombeo de agua por lo menos con tres alternativas, de esta manera, se verá que tipo de bombeo puede ser el de menor costo. La tabla 6.3 puede ser de gran ayuda para elaborar esta selección:

CARACTERÍSTICAS	BOMBA 1	BOMBA 2	BOMBA 3
1.- Demanda de flujo (lts/día)			
2.- Gasto proporcionado por la bomba.			
3.- Consumo de energía eléctrica.			
4.- Tiempo de trabajo de la bomba para suministrar el flujo (hrs/día).			
5.- Consumo anual de energía eléctrica.			
6.- Costo de la energía eléctrica (según tarifa)			
7.- Costo anual de la energía eléctrica (\$/año)			
8.- Costo de la bomba.			
9.- Depreciación anual de la bomba.			
10. Costo anual (7+9)			

Tabla 6.3. Selección de una bomba.

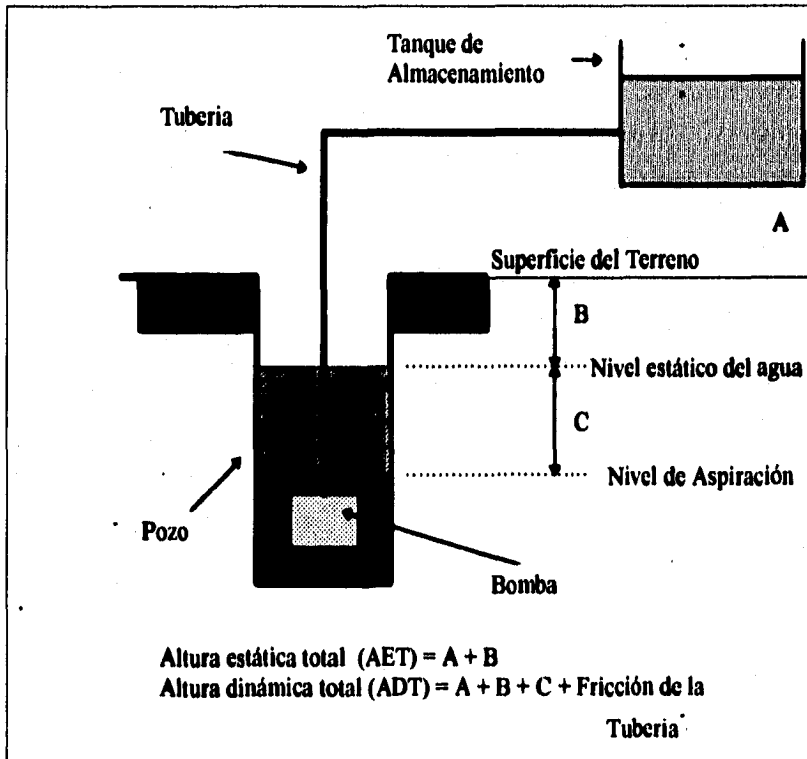


Figura 6.1. Cálculo del sistema de bombeo

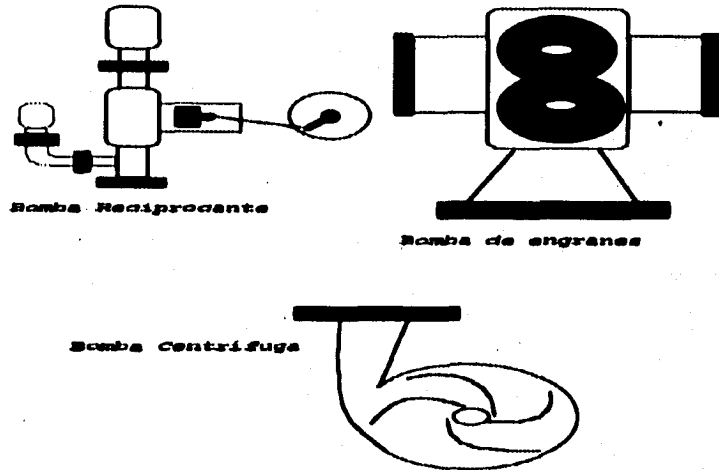


Figura 6.2. Tipos de bombas.

- **Escuela.** Los servicios que generalmente requiere una escuela rural son los siguientes:

Iluminación³. Regularmente, las escuelas rurales sólo operan de día, aún así, creemos que la iluminación es un apoyo en los días nublados, o bien, se podría pensar en prolongar su uso algunas horas por la noche. Un diseño del sistema de iluminación permite obtener un nivel óptimo de iluminación con el mínimo de energía requerida. Es por ello que recomendamos utilizar el método de cavidad zonal desarrollado por la IESNA (Illuminating Engineering Society of North America) para determinar los niveles de iluminación promedio proporcionados por los luminarios localizados en un espacio cerrado.

Método de cavidad zonal. El área más importante a iluminar es el plano de trabajo, ya que ahí es donde se realiza la tarea visual. El método se basa en la suposición de tres cavidades como máximo, que componen el espacio a iluminar.

A las cavidades anteriores se les denomina:

- Cavidad de techo: desde el plano del luminario al techo.
- Cavidad de cuarto: del plano de trabajo al plano del luminario.
- Cavidad de piso: desde el plano de trabajo hasta el piso.

Estas tres cavidades se muestran en la figura 6.3.

Quando los luminarios están empotrados en el techo, o si la superficie de montaje es poco profunda, no existe la cavidad de techo; si el plano de trabajo coincide con el piso, no existe cavidad de piso. En cualquier caso existe la cavidad de cuarto.

Fórmulas para el cálculo. El método de cálculo está basado en la definición de la unidad de iluminancia, el lux:

$$LUX = \frac{LUMEN}{\text{ÁREA}} \dots\dots\dots(6.1)$$

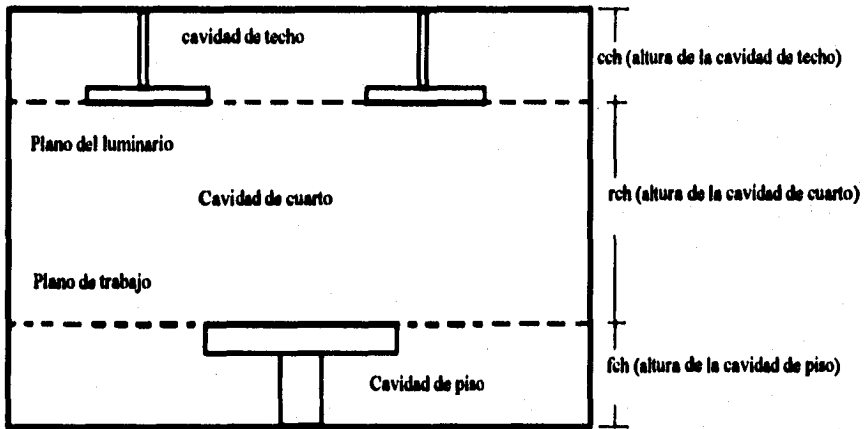


Figura 6.3. Método de Cavidad Zonal.

En esta ecuación se asume que el total de la luz generada por la lámpara incide sobre el plano de trabajo. En realidad, lo anterior no se cumple ya que existen diversos factores que impiden un completo aprovechamiento de la luz emitida por la lámpara (factor de pérdida de luz). Tomando en cuenta estos factores la ecuación 6.1 se modifica de la siguiente forma:

$$LUX = \frac{\text{Lumens} \times CU \times LLD \times LDD \times RSDD \times BF}{\text{ÁREA}} \dots\dots\dots(6.2)$$

Donde: CU es el coeficiente de utilización. CU es el porcentaje de luz generada por la lámpara que finalmente incide en el plano de trabajo. Este valor se determina de acuerdo a las tablas que proporciona el fabricante para cada luminario.

BF es el factor de balastro. Es el porcentaje de lúmenes emitidos por una lámpara fluorescente operando con un balastro normal comparado con los lúmenes emitidos cuando la lámpara opera con un balastro patrón.

$$BF = \frac{\text{Emisión Relativa}}{\text{Emisión Real}} \dots\dots\dots (6.3)$$

LLD (lumen lamp. depreciation) depreciación de lúmenes de la lámpara. Es un valor proporcionado por el fabricante que compensa las pérdidas de los lúmenes de salida de la lámpara conforme esta envejece.

LDD (luminaire dirt depreciation). Depreciación por polvo en el luminario. Este valor compensa las pérdidas de luz debidas a la acumulación de polvo en las lámparas y luminarios; depende del diseño del luminario y las condiciones ambientales; se determina mediante gráficas.

RSDD (room surface dirt depreciation). Depreciación por suciedad del cuarto. Compensa la pérdida de reflectancia en las superficies del cuarto debido a la suciedad. Se determina mediante tablas.

De esta manera se obtendrá la potencia utilizada por el sistema de iluminación (luminario-lámpara-balastro).

Equipo de televisión y video. Estos equipos pueden ser utilizados como una gran herramienta y apoyo para la educación, el equipo completo puede constar de: TV-color, videocasetera y antena parabólica (que incluye decodificador).

Computadoras. Ya se han visto en algunas comunidades rurales el uso de computadoras que han servido de apoyo en la educación.

- **Casa de gobierno.** Se puede considerar a una casa de gobierno como una vivienda común aunque se pueden considerar cargas adicionales como el uso de una máquina de escribir, una computadora, etc.
- **Centro de salud.** Una de las prioridades al electrificar comunidades rurales es la clínica o centro de salud, ya que por lo general, pueden suscitarse emergencias, o bien, es necesario almacenar medicamentos y vacunas. La iluminación puede llegar a ser crítica si es necesario hacer una operación de emergencia aunque su uso sea esporádico. También es

recomendable, y de hecho en la práctica, los equipos de radiocomunicación son instalados en estos centros.

- **Alumbrado público.** Normalmente, en las comunidades rurales no existe urbanización, esto es, trazo de calles, ni planeación de servicios; Sin embargo, el contar con alumbrado público en lugares estratégicos puede proporcionar seguridad a la población. Pueden utilizarse para este caso lámparas de vapor de sodio a baja presión cuya principal ventaja es su alta eficiencia y larga vida aunque la luz emitida es de muy baja calidad (casi monocromática).
- **Teléfono.** Contando con el servicio de energía eléctrica se puede echar a andar un equipo de telefonía y de esta manera terminar con la incomunicación de muchas comunidades rurales.

VI.2.3 Usos Productivos

Si los recursos renovables y económicos están disponibles, se puede impulsar el desarrollo de comunidades rurales mediante procesos productivos. Tales procesos deben de estar de acuerdo a la idiosincrasia de la comunidad, así como también a la limitante de la energía eléctrica proporcionada. Aún así, se pueden promover algunos talleres que permitan a la comunidad desarrollar habilidades en ciertas áreas, como pueden ser: pequeños talleres de artesanías, carpintería, corte y confección, etc. De esta manera, se pueden utilizar pequeños motores eléctricos, y por tanto no requerir grandes cantidades de energía.

VI.3 Características de la Carga

Un estudio de las cargas y sus características abarca no sólo los diversos tipos de aparatos que se usan y su agrupación para conformar la carga de un consumidor individual, sino también el grupo de consumidores que integran la carga de una comunidad. Esta sección pretende explicar con detalle las características que pueden presentar las cargas.

VI.3.1 Definición de los Principales Factores⁴

Existen algunos términos que explican claramente las relaciones de cantidades eléctricas que pueden ayudar a precisar las características de una manera sencilla; así mismo, estas relaciones son útiles para determinar los efectos que la carga puede causar en el sistema.

A continuación se presenta una breve definición de las relaciones más importantes y útiles para el diseño de sistemas de energía eléctrica.

a) **Potencia eléctrica.** La potencia eléctrica representa la razón a la cual el trabajo se efectúa en un circuito eléctrico. El kilowatt-hora representa la potencia eléctrica de un kilowatt actuando en un intervalo de una hora; así pues, éste representa una medida del trabajo total que realiza un circuito eléctrico. Si, por ejemplo, el circuito entrega 3,600kW en un segundo, esa misma cantidad de trabajo realizará un kilowatt-hora, esto es:

$$\text{kW-hr} = 3,600\text{kW}\cdot\text{seg} \times \frac{\text{hr}}{3,600\text{seg}} \dots\dots\dots(6.4)$$

b) **Demanda.** La demanda de una instalación o sistema es la carga en las terminales receptoras tomada en un valor medio en determinado intervalo. Se entiende por carga la que se mide en términos de potencia (aparente, activa, reactiva o compleja) o de intensidad de corriente. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda y es establecido por la aplicación específica que se considere, la cual se puede determinar por la constante térmica de los aparatos o por la duración de la carga. La carga puede ser instantánea, como cargas de soldadoras o corriente de arranque de motores. Sin embargo, los aparatos pueden tener una constante térmica en un tiempo determinado, de tal manera que los intervalos de demanda pueden ser de 15, 30, 60 o más minutos, dependiendo del equipo de que se trate. Se puede decir entonces que al definir una demanda es requisito indispensable indicar el intervalo de demanda, ya que sin esto el valor que se establezca no tendrá ningún sentido práctico. Los intervalos en los que usualmente se mide la demanda son de 15, 30 y 60 minutos.

c) **Demanda máxima.** Las cargas eléctricas por lo general se miden en amperes, kilowatts o kilovolt-amperes. Para que un sistema eléctrico o parte de éste se construya eficientemente se debe conocer la demanda máxima del mismo. En general, las cargas eléctricas rara vez son constantes durante un tiempo apreciable, o sea, que flutúan de manera continua. La figura 6.4 muestra una curva de carga de 24 horas de una comunidad rural típica. Aunque los valores cambien durante el día, este tipo de curva se repetirá constantemente. Así pues, se presentarán variaciones similares de máximo y mínimo en todas las partes del sistema. El valor más elevado de la figura 6.4 se denomina pico o demanda máxima del sistema eléctrico durante el día o en un intervalo de 24 horas. Si, por ejemplo, se obtuvieran las curvas de siete días consecutivos, la carga máxima mostraría la demanda máxima o pico de carga del sistema durante una semana. De modo semejante, la carga mayor en un mes o un año será la máxima demanda o pico de carga en un mes o un año. El valor de la demanda máxima anual es el valor que con más frecuencia se usa para la planeación de la expansión del sistema. El conocimiento de la demanda máxima de un grupo de cargas y su efecto combinado en el sistema eléctrico es

también de gran importancia, dado que la demanda máxima del grupo determinará la capacidad que requiera el sistema. De igual modo, la demanda máxima combinada de un grupo de consumidores (como es nuestro caso), determina la capacidad de nuestro sistema, del transformador que se requiere, el calibre del conductor y la capacidad del interruptor o del regulador que formen parte del alimentador primario.

Como se puede ver, en todos los casos, la determinación de la demanda máxima es de vital importancia, y si no se pueden elaborar medidas precisas de la demanda es necesario estimar su valor de la mejor manera posible para poder usar estos datos correctamente en el proceso de planeación del sistema.

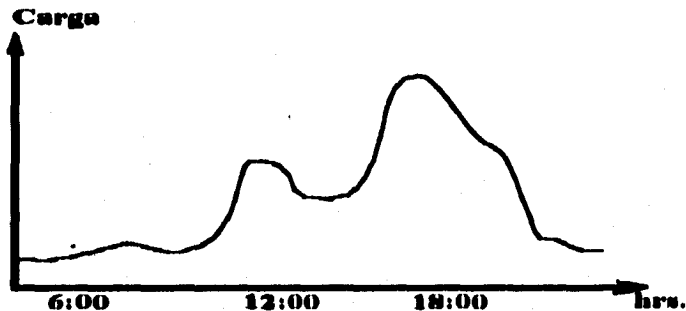


Figura 6.4. Perfil de demanda de una comunidad rural típica.

d) Carga conectada. Es la suma de los valores nominales de todas las cargas del consumidor que tienen probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima. La carga conectada se puede referir tanto a una parte como al total del sistema y se puede expresar en watts, kilowatts, amperes, HP's, kilovolt-amperes, etc., dependiendo de las necesidades o requerimientos del estudio.

e) Factor de carga. Se define como la relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo. Con base en lo anterior puede expresarse el concepto en forma matemática:

$$F_c = \frac{D_m}{D_{ms}} = \frac{D_m \times \Delta t}{D_{ms} \times \Delta t} = \frac{\text{energía absorbida en el intervalo } \Delta t}{D_{ms} \times \Delta t} \dots\dots (6.5)$$

Los límites del factor de carga están en el orden de

$$0 < F_c \leq 1$$

El factor de carga indica básicamente el grado en que el pico de carga se sostiene durante el periodo, además es un índice de la eficiencia del sistema o parte del mismo siendo el 100% de factor de carga o 24 horas por día con pico de carga constante el máximo posible. La figura 6.5 ilustra el factor de carga para un ciclo de carga cualquiera.

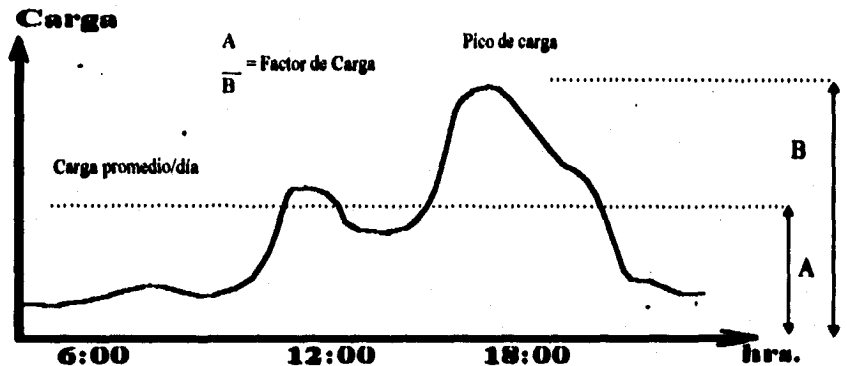


Figura 6.5. Factor de carga F_c .

f) **Factor de diversidad.** La diversidad entre las demandas máximas se mide por el factor de diversidad que se define como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales entre la demanda máxima del grupo de cargas. El factor de diversidad se puede referir a dos o más cargas separadas o se pueden incluir todas las cargas de cualquier parte de un sistema eléctrico o de un sistema complejo; esto se puede expresar como sigue:

$$F_{div} = \frac{\sum D_{mi}}{D_{ms}} \dots\dots\dots (6.6)$$

En la mayoría de los casos el factor de diversidad es mayor que la unidad ($F_{div} \geq 1$).

g) **Factor de coincidencia.** Se define como el porcentaje promedio de la demanda máxima individual de un grupo que coincide en el momento de la demanda máxima del grupo, o la contribución de carga individualmente, en por ciento de su demanda, para la demanda total combinada.

$$\text{Factor de coincidencia} = \frac{1}{\text{factor de diversidad}} \dots\dots\dots (6.7)$$

Los factores de diversidad y coincidencia se afectan por el número de cargas individuales, el factor de carga, las costumbres de vida de la zona, etc. El factor de diversidad tiende a incrementarse con el número de consumidores con rapidez al principio y más lentamente a medida que el número es mayor. Por otro lado, el factor de coincidencia decrece rápidamente en un principio y con más lentitud a medida que el número de consumidores se incrementa (ver figura 6.6).

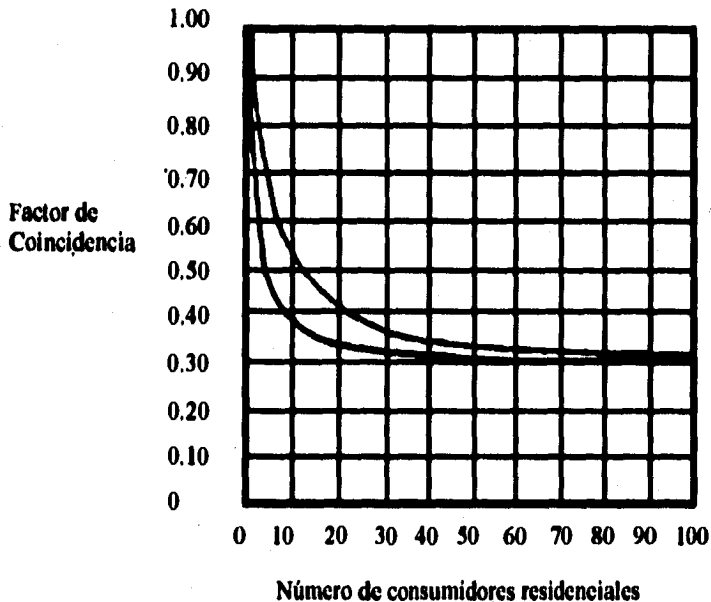


Figura 6.6. Límites de variación del factor de coincidencia para grupos diversos de consumidores residenciales.

La figura 6.6 muestra el rango aproximado de coincidencia para consumidores residenciales con base en demandas máximas anuales. Las curvas de la figura representan los límites de los rangos aproximados de los factores de coincidencia para grupos compuestos de consumidores residenciales promedio. Los hábitos locales y las características locales de cargas residenciales pueden causar estas variaciones de diversidad. El factor de coincidencia promedio mensual usualmente será mayor que el factor correspondiente para un año. Esto se debe a los cambios de estación en la carga ya que la diversidad anual se basa en doce diferentes demandas máximas durante el año, mientras que la diversidad mensual se apoya únicamente en la más

grande de ésta. En la estimación de carga para el diseño de un sistema por lo general se emplea el factor de coincidencia o diversidad anual.

h) Factor de demanda. En un intervalo δ de un sistema o de una carga es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total instalada. El factor de demanda generalmente es menor que la unidad y será unitario cuando durante el intervalo δ todas las cargas instaladas absorban sus potencias nominales. Se tiene entonces:

$$F_d = \frac{D_{ms}}{P_{ins}} \quad (6.8)$$

donde: F_d = Factor de demanda del sistema

D_{ms} = Demanda máxima del sistema en un intervalo (δ)

P_{ins} = Carga total instalada en el sistema.

i) Balanceo. El balanceo es la distribución equitativa del conjunto de cargas en cada una de las fases del sistema. El desbalance en las tensiones tiende a agravar las condiciones debido a que producen corrientes desbalanceadas que se aplicarán a motores polifásicos conectados. Es deseable una expresión de desbalance simple o factor de balance; sin embargo, es sumamente difícil encontrar una expresión sencilla que refleje la situación real del sistema. El desbalance en voltaje algunas veces se expresa como la máxima divergencia de cualquier fase con respecto al promedio de todas las fases. Por ejemplo, en un sistema trifásico con 107, 112 y 118 volts cada una de las fases, se puede decir que el sistema tiene un desbalance de:

$$\frac{107 + 112 + 118}{3} = 112.33$$

$$\frac{112.33 - 107}{112.33} \times 100 = 4.75\%$$

Este método no indica ninguna relación entre las fases, sin embargo, en ciertas condiciones sirve como medida conveniente de desbalance del sistema. Como regla general, en problemas de distribución interesan más las corrientes reales y las tensiones que una expresión compuesta de desbalance.

j) Crecimiento de carga. Uno de los puntos críticos a considerar en la planeación de un sistema híbrido de potencia y en la distribución de la energía, es el crecimiento de carga del mismo. Es muy raro el caso en que un sistema se puede diseñar sobre la base de las cargas reales actuales. Como regla general se debe considerar alguna tasa de crecimiento de carga. Por lo regular esto se hace tanto para la capacidad de reserva para el diseño actual como para prevenir futuras adiciones o modificaciones. El crecimiento de la carga es atribuible a varios factores: nuevos lotes o zonas que se anexan al sistema, nuevos consumidores que se encuentran en la zona del sistema o aumentos de carga de los consumidores actuales. Estos factores son aplicables a diferentes partes del sistema y en distintos grados, por lo que no se recomienda una estimación generalizada de crecimiento de carga para todos los casos.

En el crecimiento de la carga influyen condiciones locales, como pueden ser: condiciones económicas de la zona, hábitos de los consumidores, condiciones económicas reales de la empresa suministradora, etc. Es conveniente recalcar que solamente un estudio cuidadoso y continuo de los diferentes factores que afectan al crecimiento de carga en todas las zonas del sistema en cuestión dará datos básicos adecuados para la planeación del sistema con los cuales se pueda estimar con propiedad el futuro crecimiento de la carga.

Estadísticas y datos detallados del comportamiento pasado del sistema, año con año y mes con mes, son de gran ayuda en la predicción del futuro comportamiento del sistema. Algunos de ellos se enlistan a continuación:

- Carga total del sistema
- Carga total de varios tipos (potencia, iluminación, etc.)
- Pruebas anuales en transformadores de distribución.

Cuando se dispone de estos datos pueden hacerse estimaciones más razonables. La carga futura que se debe tomar anticipadamente en la instalación de la capacidad presente siempre es un aspecto de tipo económico. Ello incluye una consideración del costo de instalar capacidad en exceso hasta que ésta sea necesaria, contra el costo de reemplazar pequeñas unidades por unas mayores cuando se requiera. El uso de un número limitado de capacidades estandarizadas de diversos materiales y equipo a menudo hace que la condición teóricamente más económica no siempre se pueda aplicar en la práctica. Se recomienda no instalar capacidad en exceso con cargas de crecimiento lento dado que la naturaleza o tipo de carga que aparecerá en el futuro es totalmente incierto. Si se conoce la tasa de crecimiento, el incremento en la carga en un periodo determinado de años se puede calcular aproximadamente con la siguiente expresión:

$$L_n = (1 + r)^n L_i \quad (6.9)$$

donde: L_n = Carga posterior a un periodo de carga inicial.

L_i = Carga inicial.

r = Tasa periódica de crecimiento de carga por unidad.

n = Número de periodos.

El crecimiento de carga es de suma importancia en un diseño económico, que a su vez tiene repercusiones tanto en el diseño eléctrico como en el mecánico. Debido a la influencia del crecimiento de la carga en el costo de operación, de inversiones y otros factores, las características de las cargas constituyen un elemento primordial en el diseño y operación del sistema. Independientemente de la forma en que los principios económicos se apliquen para diseñar el sistema, siempre se debe considerar el crecimiento de carga; éste se puede usar para indicar cambios en cualquiera de las características de las cargas conocidas. Con respecto a un factor en particular, el crecimiento de carga puede afectar un incremento en la demanda máxima, consumo de energía o ambos.

k) Factor de potencia. Básicamente se define como la relación entre la potencia activa y la potencia aparente. Cuando se aplica a circuitos trifásicos en el que el voltaje y la corriente son senoidales y balanceados, el circuito se analiza por fase; así, el factor de potencia está dado de la siguiente manera :

$$fp = \cos \phi \quad (6.10)$$

donde ϕ es el ángulo de atraso de la corriente con respecto a la caída de tensión en la carga. La definición anterior, por lo general, no es aplicable a la carga distribuida o a un grupo de cargas individuales, las cuales cambian continuamente. En este caso el factor de potencia se debe aplicar a una condición particular de la carga, tal como un pico de carga. Se considera razonable determinar el factor de potencia promedio más que un factor de potencia para una condición de carga en particular. Para estas condiciones el factor de potencia promedio se determina por la potencia promedio activa y la potencia promedio reactiva, las cuales serán proporcionales a los kWh y los kilovars-h.

l) Factor de pérdidas. Se define como la relación entre el valor medio y el valor máximo de potencia disipada en pérdidas en un intervalo dado. Esto se representa mediante la siguiente expresión:

$$F_p = \frac{\text{pérdidas medias en } \Delta d}{\text{pérdidas máximas en } \Delta d} = \frac{P_m}{P_M} \quad (6.11)$$

m) Relación entre el factor de pérdidas y el factor de carga.

En muchas ocasiones el cálculo del factor de pérdidas se torna difícil, sobre todo cuando el factor de potencia de la carga varía constantemente. Es posible simplificar este cálculo buscando una relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas, y para ello se han obtenido algunas relaciones empíricas tales como:

$$F_p = 0.3F_c + 0.7F_c^2 \text{ (desarrollado en E.U.A.)} \quad (6.12.)$$

$$F_p = 0.4F_c + 0.6F_c^2 \text{ (desarrollado en Europa)} \quad (6.13)$$

que se han establecido y que dependen naturalmente del sistema de estudio. El factor de pérdidas es sumamente importante en estudios económicos para determinar la energía que se pierde en los sistemas.

n) Demanda máxima diversificada. Promedio por consumidor.

La demanda máxima de un grupo de cargas se puede representar con las siguientes ecuaciones:

$$D_{MN} = \frac{D_{M1} + D_{M2} + \dots + D_{Mn}}{(Fdiv)_N} \quad (6.14)$$

o bien:

$$D_{MN} = (Fcoinc)_N (D_{M1} + D_{M2} + \dots + D_{Mn}) \quad (6.15)$$

donde: D_{Mi} = Demanda máxima de una carga individual o grupo de cargas individuales del mismo tipo.

D_{Mn} = Demanda máxima de la carga n ésima.

D_{MN} = Demanda máxima de un grupo de N cargas o demanda máxima del sistema.

$(Fdiv)_N$ = Factor de diversidad de un grupo de N cargas.

$(Fcoinc)_N$ = Factor de coincidencia de un grupo de N cargas.

Estas ecuaciones se pueden representar en Por Unidad dividiendo entre el número de cargas y convirtiendo en lo que se denomina demanda máxima diversificada. Lo anterior expresado en forma algebraica quedaría:

$$\frac{D_{MN}}{N} = \frac{\text{Dem máx individual prom}}{(Fdiv)_N} = \frac{D_{M1} + D_{M2} + \dots + D_{Mn}}{N} \times \frac{1}{(Fdiv)_N} \quad (6.16)$$

o bien,

$$\frac{\text{DMN}}{N} = (\text{Fcoinc})_N \text{ (Demanda máxima Individual promedio)}$$

Este concepto se aplica en cargas de tipo residencial o mixto, en que es indispensable saber la carga que tendrá que llevar el sistema eléctrico.

VI.4 Uso Racional de la Energía^{5,6,7}

Si bien es cierto que el uso de la energía mediante un sistema híbrido es limitado también es cierto que el uso racional de ésta puede hacerlo más eficiente. Es por ello que creemos que elaborar un programa del uso racional de la energía contribuye a este fin. Consideramos necesario resaltar la importancia de la administración de la energía para la planeación del sistema híbrido así como para su seguimiento. La realización de una adecuada administración de la energía puede ser sencilla o de gran complejidad, dependiendo del tamaño, características y usos de la energía de la comunidad, pero siempre estará en función de la capacidad de dirigir los recursos humanos, materiales y financieros hacia objetivos concretos del uso eficiente de la energía eléctrica.

A continuación presentamos una metodología, que siendo general puede ser aplicada a cualquier comunidad que considere necesario reducir sus costos de operación por consumo de energía. La implementación del programa debe estar en el proceso administrativo, siguiendo los puntos que se definen a continuación.

- **Diagnóstico.** Se refiere al análisis del posible consumo de energía relacionado con los niveles de producción, y al análisis de las condiciones de diseño y operación de los equipos de acuerdo a las características de los procesos y tecnologías utilizadas. Con base en este estudio, se fijarán los objetivos y metas a seguir en función de los potenciales de ahorro descubiertos y se investigarán las diversas alternativas para alcanzarlos. Aquí se describirán los posibles usos de la energía de acuerdo a la necesidades a cubrir por el sistema eléctrico.
- **Planeación.** Consiste en elegir la alternativa concreta de acción a seguir, las políticas en materia de energía, el tiempo de ejecución, el logro de objetivos y, por último, se determina el monto de recursos financieros para la aplicación del programa. En nuestro caso, se pueden determinar acciones posibles que repercutirán en la elaboración de la curva de demanda, la cual será indispensable para determinar la capacidad del sistema. De acuerdo a

los usos podemos administrar, o bien, encontrar oportunidades de ahorro de energía que explicamos a continuación:

Usos domésticos.

1) Sustituir focos incandescentes por lámparas fluorescentes compactas; éstas proporcionan el mismo nivel de iluminación, duran 10 veces más y consumen 4 veces menos energía eléctrica. Es indispensable concientizar a la población de apagar las lámparas cuando su iluminación no sea necesaria.

2) Promover el uso de refrigeradores de absorción que utilicen gas y seguir las siguientes indicaciones:

- Comprobar que la puerta selle perfectamente.
- Instalar el refrigerador lejos de fuentes de calor (estufa, calentadores, etc.)
- Evitar que se escape el frío abriendo la puerta lo menos posible.
- Limpiar el cochambre del refrigerador cada dos meses.
- Permitir que los alimentos por refrigerar se enfrien antes de introducirlos al refrigerador.
- Descongelar regularmente el aparato.
- Cuidar la correcta posición del termostato; fijarla entre los números 2 y 3, con esto se tendrá el enfriamiento adecuado. En clima caluroso colocarlo entre los números 3 y 4.
- Evitar evaporaciones y malos olores tapando los líquidos que son introducidos en el refrigerador.
- Un refrigerador con deshielo automático consume hasta un 30% más.

3) Lavadora. No lavar ropa en pequeñas porciones sino juntarla y cargar la lavadora con el máximo permisible. Disminuir el número de sesiones de lavado semanal.

4) Aparatos de entretenimiento. Evitar que radios, televisiones, tocacintas, etc. estén prendidos cuando nadie los atiende.

5) Plancha. Promover el uso de planchas calentadas a base de carbón. Prohibir el uso de planchas eléctricas.

6) Una licuadora que trabaja con facilidad dura más y gasta menos; es necesario que las aspas siempre tengan filo y no estén quebradas.

7) Comprobar que la instalación eléctrica no tenga fugas.

8) Procurar utilizar colores claros en los acabados de techos y paredes, esto permite tener mejor iluminación.

9) Se puede considerar utilizar aislamientos adecuados para techos y paredes, y de esta manera mantener una temperatura confortable.

Usos Comunitarios.

Se pueden considerar las mismas recomendaciones que para los usos domésticos para posibles servicios como son la clínica, la casa de gobierno, la escuela o una iglesia.

Bombeo de agua. Se puede considerar el uso de bombas para bombeo en horas en que la carga es mínima y así evitar picos de carga elevados.

Alumbrado público. Se recomienda usar lámparas de vapor de sodio a baja presión (VSBP), o bien, de alta presión (VSAP) que son las más eficientes.

Usos Productivos. Se pueden sugerir las recomendaciones anteriores y un horario establecido de trabajo con el fin de evitar picos de carga prolongados.

- **Organización.** En esta etapa se define la estructura que permita instrumentar el programa establecido. Aquí es necesario especificar las funciones, jerarquías y obligaciones de la comunidad.
- **Integración.** Consiste en elegir a la persona o personas que serán los responsables de la ejecución del programa; así como la adquisición de la instrumentación y el equipo necesario para realizar el diagnóstico y monitorear los avances del programa.
- **Dirección.** Consiste en delegar la autoridad necesaria al responsable del programa y especificar su tramo de control y coordinación. Asimismo, se deben definir los mecanismos de supervisión y los medios de comunicación como componentes esenciales del programa.
- **Control.** En esta etapa se establecen normas de consumo de energía, de mantenimiento y de operación, así como el método que permita dar seguimiento permanente al programa. Todo ello, mediante monitoreo a través de un sistema integral de información energética y listas de verificación de la aplicación de medidas de ahorro de energía.

VI.5 Elaboración de la Curva de Demanda Diaria Estimada de una Comunidad Rural

La realización de una curva de demanda diaria para una comunidad rural no resulta sencilla ya que intervienen muy diversos factores del comportamiento de la carga. Por otro lado, se carecen de datos históricos que contribuyan a la elaboración de ésta. Partiendo de la experiencia de algunos sistemas híbridos ya instalados y en operación ofrecemos información útil para la elaboración de esta curva.

Levantamiento de posibles cargas. De acuerdo a nuestra clasificación de cargas ya expuesto, hemos elaborado la siguiente serie de tablas que muestran las cargas más representativas de acuerdo al uso, potencia y número de horas que operan durante el día

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día
Usos domésticos	Iluminación	3-6 lámparas de 13W	4 a 6 hrs
	Radiograbadoras	10-50W	4 a 5 hrs
	Televisión	30-60W	2 a 4 hrs.
	Licuada	350 a 450W	0.08 a 0.16 hrs
	Ventiladores	de 80W	----
	Máquinas de coser	175W	----

Tabla 6.4. Usos domésticos

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día
Usos Comunitarios	Bombeo de Agua	de pozo profundo 1/3 HP 350-600W	---
		de pozo profundo 1/2 HP 400-800W	---

		Bomba de circulación 10-80W	---

Tabla 6.5a. Usos comunitarios, bombeo de agua.

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día
Clínica	Iluminación	4-8 lámparas de 13W	4 a 7 hrs
	Refrigerador 12A ³	300W	15 a 20 hrs
	Radio	50-100W	1 a 2 hrs
	Televisión	30-60W	2 a 4 hrs.
	Radiograbadora	10-50W	4 a 5 hrs

Tabla 6.5b. Usos Comunitarios, Clínica.

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día
Escuela	Iluminación	requiere cálculo 13W LFC	2 a 3 hrs.
	Televisión	30-60W	2 a 4 hrs.
	Videocasetera	30-60W	1 a 2 hrs.
	Decodificador	20-40W	1 a 2 hrs.

Tabla 6.5c. Usos comunitarios, escuela.

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día
Casa de gobierno	Iluminación	4 a 6 LFC de 13W	2 a 3 hrs.
	Radiograbadora	10-30W	4 a 5 hrs.
	Televisión	30-60W	0.5 a 1 hr.
	Videocassetera	30-60W	1 a 2 hrs.
	Telefono	50-100W	0.5 a 1 hr.

Tabla 6.5d. Usos comunitarios, casa de gobierno.

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día
Alumbrado Público	Lámparas de Vapor de Sodio a Baja Presión. (de 5 a 10)	35-70 W	4 a 8 hrs.

Tabla 6.5e. Usos comunitarios, alumbrado público.

	Aplicación	Potencia	Horas de uso al día
Usos Productivos	Sierra circular	800-1,200W	---
	Sierra de mesa	800-950W	---
	Taladro variable de 3/8plg	200-300W	---
	Torno pequeño	500-1,000W	---

Tabla 6.6. Usos productivos.

Por otro lado, es necesario calcular la corriente de arranque de los aparatos para conocer los picos que producen. Si no aparecen en la placa de datos o en las indicaciones del manual técnico, la siguiente tabla indica los valores cercanos de la corriente de arranque de algunos aparatos eléctricos.

Aparato eléctrico	Corriente de arranque estimada
TV, Radiograbadoras, Licuadoras, Ventiladores, Lámparas Fluorescentes.	de 1 a 2 veces la corriente de funcionamiento normal.
Refrigerador, bombas de agua, pequeños motores.	de 3 a 4 veces la corriente de funcionamiento normal.

Tabla 6.7. Corriente de arranque para ciertos aparatos eléctricos.

Los tipos, eficiencias, potencias de corte, requerimientos eléctricos parásitos y otras características deben ser establecidos para cada uno de los elementos empleados en el manejo de la potencia.

De acuerdo con los conceptos planteados anteriormente, y a manera de resumen, la curva de demanda de la comunidad puede seguir el siguiente procedimiento:

1. Diagnóstico de la comunidad.
2. Definir los usos de la energía.
3. Contabilizar a los posibles usuarios.
4. Determinar la carga instalada.
5. Determinar el uso horario de la carga.
6. Determinar el factor de coincidencia.
7. Determinar o fijar el factor de potencia del sistema.
8. Determinar el factor de carga de la comunidad.
9. Determinar el factor de pérdidas.
10. Determinar un programa de ahorro de energía para evitar picos prolongados.
11. Sumatoria de las demanda diversificada por cada hora del día.
12. Elaboración de la curva de demanda.

A manera de ejemplo la figura 6.7 se muestra la curva de demanda diaria típica de la comunidad de María Magdalena, cuyo sistema híbrido alimenta a 43 casas, tres escuelas, tres tiendas, una iglesia y un auditorio. Las cargas típicas incluyen iluminación, radios, televisiones, refrigeradores (en las tiendas), y una computadora en la escuela. En capítulos posteriores analizaremos con más detalle esta comunidad.

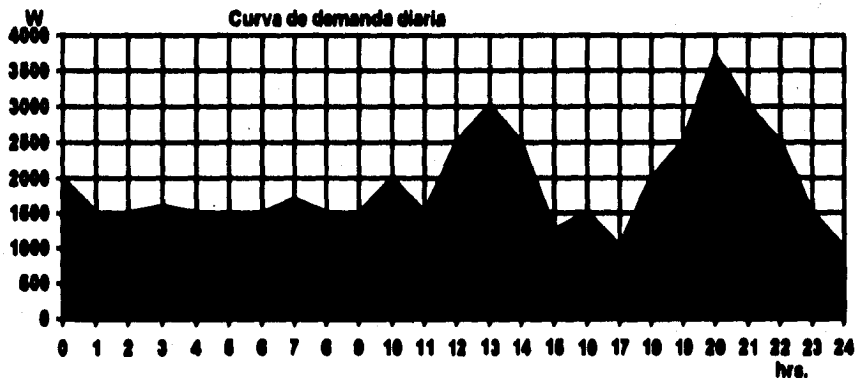


Figura 6.7. Curva de demanda diaria del poblado de María Magdalena. (Westinghouse)

VI.6 Metodología de Cálculo de las Fuentes de Generación

VI.6.1 Metodología de Cálculo para la Selección de un Aerogenerador⁸

Dada una carga eléctrica que se pretende alimentar con un aerogenerador, es necesario contar con un procedimiento adecuado que permita cuantificar las necesidades reales de

energía, involucrando todos aquellos aspectos que no son obvios, así como la correcta selección del sistema que proporcionará, almacenará y convertirá la energía eólica en energía eléctrica compatible con la carga a utilizar, en función al régimen de vientos específicos del sitio de aplicación.

La metodología presentada se enfoca con los siguientes puntos básicamente:

- 1.- Cuantificación de la energía requerida por la carga.
- 2.- Estimación de la energía que proporciona un aerogenerador.
- 3.- Selección del aerogenerador.
- 4.- Dimensionamiento del banco de baterías.
- 5.- Dimensionamiento del inversor.

En esta sección analizaremos únicamente los puntos 2 y 3 ya que los otros se verán con detenimiento en las siguientes secciones.

Dada la naturaleza variable del viento a lo largo del año, tanto la cuantificación de la energía requerida por la carga como la estimación de la energía a producir por el aerogenerador, se realizan en base a períodos mensuales para su comparación mes a mes y con ello concluir si la demanda de energía por la carga será satisfecha por el aerogenerador seleccionado.

VI.6.1.1 Cuantificación de la Energía Requerida para la Carga

Generalmente los patrones de utilización de las cargas están identificados para un comportamiento semanal, sin embargo, para un aerogenerador el período de trabajo para la cuantificación de la energía se efectúa en períodos mensuales. Debido a que el viento es una variable no predecible, la estimación de la energía requerida por la carga se realiza en base a períodos semanales, para después obtener resultados en períodos mensuales.

Si el patrón de utilización de la carga es aproximadamente constante a lo largo del año, bastará calcular la energía total requerida por todas las cargas para un sólo mes; de lo contrario, se deberán obtener resultados mes a mes para su posterior comparación con la energía a producir por el aerogenerador.

VI.6.1.2. Estimación de la Energía que Proporciona un Aerogenerador

La cantidad de energía eólica que un aerogenerador puede convertir en energía eléctrica en un sitio de aplicación específico, para un período de tiempo T, está dada por la fórmula:

$$E. \text{ Prod.} = T \int_{v_i}^{v_s} P(v) p(v) dv \dots\dots\dots(6.17)$$

Donde:

E. Prod. = Energía total proporcionada por el aerogenerador en el tiempo T en Watts-hora.

T = período de tiempo en horas.

P(v) = Curva de potencia del aerogenerador en función de la velocidad del viento v.

p(v) = Probabilidad de ocurrencia de la velocidad de viento v en el periodo de tiempo T.

v_i = Velocidad de inicio de generación para el sistema en cuestión.

v_s = Velocidad de salida del sistema.

De acuerdo a esta relación, se requiere tener conocimiento del comportamiento del viento en el sitio de aplicación y dado lo expresado respecto a su comportamiento variable a lo largo del año, la estimación de la energía proporcionada por el aerogenerador, deberá realizarse en períodos mensuales, para su comparación cuantitativa con la energía eléctrica demandada por la carga en el mismo período.

Una distribución de probabilidad p(v), para períodos mensuales, estrictamente sólo será confiable si se han realizado mediciones apropiadas de la velocidad de viento durante algunos años (3 o más). Por mediciones apropiadas entenderemos las velocidades medias del viento en intervalos continuos y consecutivos de 15 minutos o menores, lo cual es una convención internacional, registrados con equipos con la precisión y calibración requeridas.

Es posible realizar una buena estimación si se cuenta con mediciones apropiadas durante un año. La metodología que se presenta es válida para períodos de medición de un año o más, en intervalos mensuales.

VI.6.1.3 Cálculo del Histograma de Velocidades de Viento

Para el cálculo de este histograma, se divide el rango de velocidad de viento (por ejemplo de 0 a 30 m/s), en clases con una longitud de 1 m/s. Con los datos de velocidad de viento de un período mensual se calcula la frecuencia de ocurrencia para cada clase de

velocidad y el valor resultante se multiplica por el factor de 0.25, para obtener la duración en horas en cada clase, ya que los datos son valores promedio de velocidad de viento cada 15 minutos.

Los resultados obtenidos, se grafican en forma de un histograma convencional, tal como se ejemplifica en la figura 6.8.

En la figura 6.9 se muestra la curva de potencia típica de un aerogenerador. Esta curva generalmente es proporcionada por los fabricantes de los aerogeneradores y se refiere a la potencia producida por un sistema, en función al rango de velocidades de viento en que puede operar.

Las curvas de potencia que fueron obtenidas por el Método de Bins (reconocido internacionalmente como el método más apropiado para la evaluación de comportamiento del viento libre en sistemas conversores de energía eólica), serán las más apropiadas para el cálculo de la energía a producir. Estas curvas también pueden adquirirse de reportes de centros de pruebas tales como Rocky Flats en los Estados Unidos y los laboratorios RISO en Dinamarca.

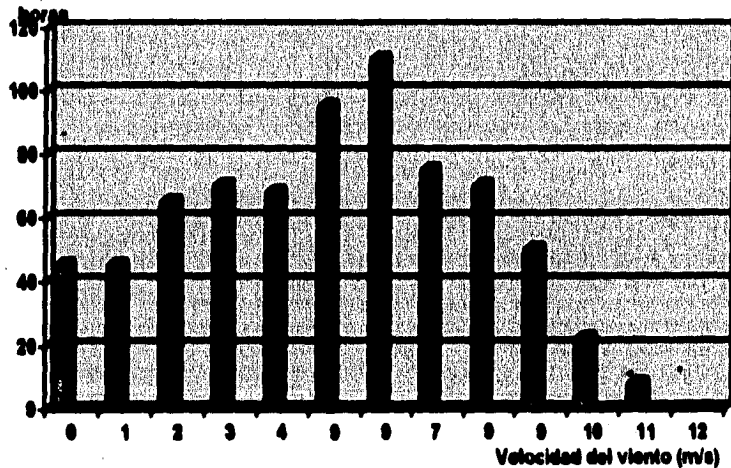


Figura 6.8. Histograma de velocidades de viento.

Todas las curvas de potencia que se proporcionan con un aerogenerador comercial, son referidas para condiciones estándar al nivel del mar, por lo que la curva a utilizar para el cálculo de la energía de suministro en un sitio específico, deberá ser una modificación de la

curva original. La modificación necesaria consiste en un ajuste por densidad del aire, para lo cual es necesario contar con los datos de temperatura media anual y presión media anual del sitio de utilización, y aplicar las siguientes expresiones:

$$PC = PE (DTS) / DE \dots\dots\dots (6.18)$$

Donde:

PC = Potencia corregida para el sitio de utilización específico (Watts)

PE = Potencia proporcionada para condiciones estándar al nivel del mar (Watts).

DTS = Densidad del aire típica para el sitio de aplicación específica (kg/m³).

DE = Densidad estándar al nivel del mar (1.225 kg/m³).

La corrección anterior, proporciona una curva de potencia que al graficarse, desplazará en forma proporcional a la curva original hacia la dirección negativa del eje de potencia, ya que no se modifican los valores de velocidad de viento y por lo tanto, la curva obtenida tendrá valores negativos de potencia lo cual es incorrecto. Para obtener una corrección apropiada, dada una curva de potencia en condiciones estándar al nivel del mar y a velocidades de viento mayores que la velocidad de viento a la cual se genera el 10% de la potencia máxima, se utiliza la ecuación 6.18 para corregir los valores de potencia. Ahora bien, para corregir los valores de velocidad, se utiliza la ecuación 6.19, de esta manera se corrigen los valores de potencia y de viento.

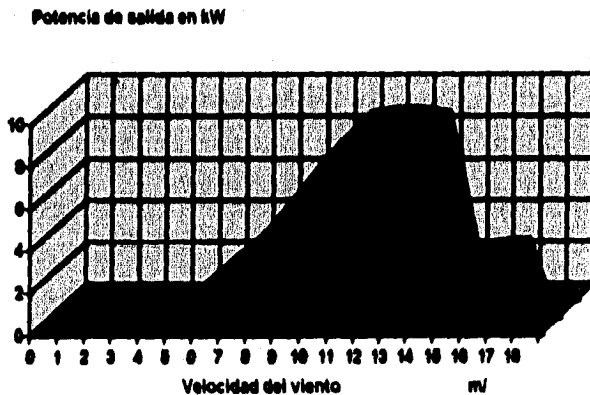


Figura 6.9. Curva de potencia de un aerogenerador

$$VS = \frac{VE}{(1 - 0.5 ((1.225 - DTS) / DTS))} \dots\dots\dots (6.19)$$

Donde: VS = Velocidad de viento corregida para el sitio de utilización específico (m/s)
VE = Velocidad de viento proporcionada para condiciones estándar al nivel del mar (m/s).

DTS = Densidad típica del aire para el sitio de utilización (kg/m³).

Para ambos casos, la densidad típica del aire para el sitio de utilización estará dada por la expresión:

$$DTS = 1.225 (288.13/T) (B/760) \dots\dots\dots (6.20)$$

Donde: DTS = Densidad típica del aire para el sitio de utilización específico (kg/m³).
T = Temperatura promedio anual del sitio de utilización (Kelvin).
B = Presión barométrica promedio anual del sitio de utilización (mm Hg).

Cálculo de la energía a producir.

La energía total a producir durante un periodo mensual para el aerogenerador escogido, se calcula en base a la fórmula:

$$E. \text{ TOT.} = \sum_{i=1}^n P(v_i) D(v_i) \dots\dots\dots (6.21)$$

Donde: E. TOT. = Es la estimación de la energía total a producir durante el periodo mensual en cuestión, en Watts-hora.

P(v_i) = Es la potencia producida en Watts por el aerogenerador a la velocidad del viento v_i.

D(v_i) = Es la duración en horas de la velocidad v_i durante el periodo mensual.

v_i = Son valores de velocidad de viento desde 0.5 m/s hasta el final del rango de operación del aerogenerador (velocidad de salida), tomándolos en incrementos de 1 m/s.

El procedimiento anterior, deberá repetirse para todos los meses del año. Como es de esperarse, debido a la común estacionalidad del comportamiento del viento en cuanto a su magnitud, si la demanda de la carga es aproximadamente constante a lo largo del año, un aerogenerador que satisfaga suficientemente la demanda de la carga en periodos de vientos persistentes y de alta magnitud, no lo hará en periodos de vientos escasos y de baja magnitud.

Si se desea satisfacer la demanda en forma total para todo el año, es obvio que habrá de seleccionarse un aerogenerador que satisfaga la demanda en los meses de escasos vientos, lo cual implica un sistema de mayor tamaño. Esto tendrá como consecuencia un costo elevado, por lo que será necesario estudiar la posibilidad de programar el consumo de energía a lo largo del año, minimizando el consumo en los periodos de bajo viento, por ejemplo, reducir las horas de utilización de cargas de alumbrado, etc.

VI.6.1.4 Selección del Aerogenerador

Con objeto de facilitar la tarea en cuanto a la selección del aerogenerador a utilizar, una vez obtenidos los histogramas de velocidad de viento, se sugiere proceder de la siguiente forma:

a) Calcular la energía promedio diaria que aportará el sistema coloelectrico al sistema, esto es:

$$E. \text{ promedio} = ((E. \text{ TOT.} / \text{mes}) / 30) \times \% \text{Aportación} \dots \dots \dots (6.22)$$

b) Aplicar al resultado encontrado un factor del 20% (valor empírico propuesto).

c) Como punto de partida, el resultado obtenido podrá considerarse como el valor de la potencia nominal del aerogenerador a utilizar.

d) El valor de velocidad al cual se requerirá la potencia nominal encontrada, puede ser tomado como el valor de la velocidad máxima del periodo en cuestión, o menor en el caso de existir comercialmente.

El aerogenerador seleccionado de acuerdo al procedimiento sugerido, no necesariamente será el indicado, debido a la cantidad infinita de posibilidades de arreglos en cuanto a la disponibilidad de energía del viento y a la demanda requerida a lo largo del año, pero esto, proporcionará el punto de partida para la selección de sistemas de mayor o menor tamaño, según sea el caso.

La metodología propuesta, y los resultados a obtener, pretenden proporcionar el punto de partida para profundizar en el tema y obtener algoritmos que permitan la optimización, tanto desde el punto de vista económico como en cuanto a la eficiencia del arreglo.

VI.6.2 Cálculo del Sistema Fotovoltaico³

Información Solar.

Recordando del capítulo III que la insolación es la cantidad de energía luminica por unidad de área que cae directamente sobre la superficie de un lugar. En sistemas fotovoltaicos es común expresarla en:

$$\text{kW-hr/m}^2/\text{día}$$

Aunque a menudo se encuentra expresada en:

$$\text{cal/cm}^2/\text{día} = \text{Langley's}$$

$$1 \text{ kW-hr/m}^2/\text{día} = 0.01164 \text{ Langley's}$$

Horas Pico.

La corriente de salida del arreglo varia de acuerdo a la intensidad de luz captada. La figura 6.10 ilustra la salida de corriente en un día despejado.

La insolación máxima al nivel del mar, cuando el sol está en el cenit de un día despejado es de 1 kW-hr/m². La energía que cae durante todo el día se puede expresar como el número de horas equivalentes que el sol hubiera estado en el pico, y se denomina horas-pico.

$$\text{No. de horas pico} = \frac{X \text{ [kW-hr/m}^2 \text{]}}{1 \text{ [kW/m}^2 \text{]}} \text{ [hrs.]} \dots\dots\dots(6.23)$$

Donde X es el valor promedio de diseño para el peor mes, tanto para mapas o mediciones en el sitio.

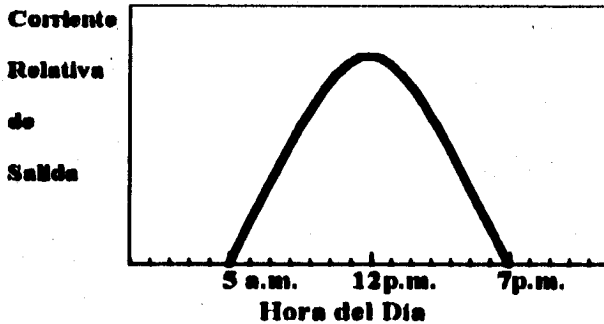


Figura 6.10. Corriente de salida de un sistema fotovoltaico en un día despejado.

Orientación.

El conjunto fotovoltaico se puede instalar a un ángulo fijo desde el plano horizontal, o se puede montar sobre un mecanismo seguidor de sol. El acimut preferible para la instalación

del conjunto en el hemisferio norte es el sur verdadero. La disminución de producción de energía de los conjuntos desplazados del sur verdadero sigue aproximadamente una función cosenoidal. La disminución de energía anual no es importante si el acimut del conjunto se mantiene a $\pm 20^\circ$ del sur verdadero. En la mayoría de las aplicaciones de sistemas fotovoltaicos, el máximo de energía anual se obtiene con un ángulo de inclinación próximo al de la latitud del lugar. Los ángulos de inclinación de $\pm 15^\circ$ orientarán la producción de energía hacia el invierno o el verano, respectivamente.

Mes de diseño.

Mes del año en que la insolación diaria promedio llega a su mínimo valor; en la mayoría de los casos, es el utilizado para el dimensionamiento de los arreglos fotovoltaicos.

Aportación del arreglo fotovoltaico.

De acuerdo al perfil de demanda diaria es importante decidir la aportación del sistema fotovoltaico como aportación de energía del sistema. Se ha visto que esta estriba entre el 20% y el 40% y depende de la disponibilidad de las otras fuentes y del costo del sistema.

Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Para determinar el número de módulos solares que se requieren utilizaremos la ecuación que sigue:

$$M = \frac{E_a \times F_s}{I_m \times V_m \times H_p \times \eta_{inv} \times \eta_{cou}} \dots \dots \dots (6.24)$$

donde:

M = Número de módulos solares que se requieren.

I_m = Corriente pico del módulo solar. (Ver especificaciones técnicas del módulo).

V_m = Voltaje promedio de operación del módulo solar. (Ver especificaciones técnicas)

H_p = Insolación de la localidad en el mes de menor insolación, expresada en como el equivalente de horas diarias de máxima insolación (horas-pico). (Ver mapas del apéndice D).

E_a = Aportación de energía en kW-hr.

F_s = Factor de sobredimensionamiento del sistema. Típicamente se sobredimensiona 10% a 20%, es decir, $F_s = 1.1$ a 1.2 .

η_{inv} = Eficiencia del inversor.

η_{cou} = Eficiencia de carga (coulómbica) de la batería. Típicamente de 0.9 a 0.95.

VI.6.3 Selección de una Planta Eléctrica de Combustión Interna Diesel⁸

Para una correcta selección del tipo, modelo, potencia, etc. de la planta de combustión interna diesel en una aplicación determinada, se deben tomar en cuenta, al menos los siguientes aspectos:

- *Carga por abastecer.*
- *Número de unidades a emplear.*
- *Clase de corriente a utilizar.*
- *Voltaje de generación.*
- *Frecuencia.*
- *Número de fases.*
- *Velocidad del motor.*
- *Características de la excitatriz.*
- *Aspectos técnicos del motor.*
- *Potencia del motor.*
- *Costo inicial.*
- *Costos de operación.*
- *Vida útil.*

Selección de una planta a partir de la carga por abastecer.

Al proyectar una planta eléctrica, es necesario conocer las cargas e investigarlas sobre el terreno con el mayor cuidado posible, evitándose con esto el introducir errores en la apreciación de la capacidad probable de la planta. Estos errores se traducen en un costo elevado del kW-hr a causa del monto de amortización de las máquinas y edificios, o un fuerte desembolso en un tiempo relativamente corto por la necesidad de aumentar la capacidad de planta, calculada insuficientemente desde un principio y sin preveer el futuro aumento de la demanda.

Selección del número de unidades a emplear.

Para la obtención de la gráfica que muestra la demanda del servicio se puede seguir cualquiera de los siguientes caminos:

- a) Emplear aparatos de registro gráfico conectados a la instalación, en aquellos días en que se tienen cargas representativas del consumo (días normales, festivos, de carga especial, etc.).
- b) Calcularlo con base en los datos de placas de las cargas y su secuencia de operación. En este caso es conveniente trabajar por separado los datos relativos a alumbrado, fuerza, cargas constantes y semiconstantes.

Para analizar los datos obtenidos sobre la gráfica de la demanda, con el fin de obtener el número de unidades a emplear, se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- *Características especiales de la curva de la demanda.*
- *Condiciones necesarias de continuidad de servicio.*
- *Factor de servicio.*

- Ampliación futura de la planta.
- Capacidades comerciales disponibles.

Selección del tipo de corriente a emplear.

La selección del tipo de corriente a utilizar (corriente directa o alterna) depende de las características del problema a resolver. Las características de utilización de ambos tipos de corriente son:

Corriente directa:

Se emplea en casos especiales, por ejemplo: carga de baterías, transportes eléctricos, elevadores, equipo especial, etc. Su transmisión es incostruible para potencias pequeñas y tensiones bajas.

Corriente Alterna:

Dadas las características de la corriente alterna es más fácil de convertir elevando su voltaje para su transmisión y reconvertir para su utilización. Actualmente es el tipo de corriente más utilizado, siendo varias las frecuencias de empleo.

Selección del voltaje y del número de fases.

La selección del voltaje y números de fases de una planta eléctrica de combustión interna diesel, se hace entre los tipos más usuales de utilización de la energía eléctrica; que son:

Una fase, 2 ó 3 hilos.

Tres fases, 3 ó 4 hilos.

Localización.

Por último veremos que la localización de las plantas eléctricas de combustión interna diesel, se decide principalmente por la posición del centro de carga y de los sistemas auxiliares: ventilación, enfriamiento, alambrado, combustible y escape.

Si la planta se va a instalar sobre un piso de madera, debe de recubrirse éste con lámina metálica hasta 30 cm más allá de las extremidades de la planta

VI.6.4 Cálculo del Banco de Baterías²

Se debe decidir el número de días de almacenaje de energía para el sistema, comúnmente conocido como "Días de Autonomía". Este término es utilizado para indicar el número de días que el banco de baterías puede alimentar a los equipos con la energía almacenada en ellas, en caso de que la energía suministrada por la fuentes sea nula debido a inclemencias climatológicas; éste número se toma de acuerdo con el número de días totalmente nublados promedio anual. Este valor está relacionado con el grado de disponibilidad del sistema. Es importante comprender que muchos factores pueden dictar el uso de un número mayor o menor de días de almacenaje, en la determinación inicial de capacidad.

A continuación se proporciona una sencilla fórmula para determinar la capacidad necesaria del banco de baterías necesario

$$C_B = \frac{A_U \times E_C}{V_B \times f_u \times F_i \times \eta_{inv}} \quad (A-h) \dots \dots (6.25)$$

Donde:

C_B : Capacidad del banco de baterías (amper-horas).

E_C : Energía consumida diariamente por los equipos alimentados (Watts-hora).

A_U : Autonomía deseada en el banco de baterías (días).

V_B : Voltaje nominal al cual trabajará el banco de baterías.

f_u : Fracción de la capacidad total de la batería que se usa para dar autonomía de diseño del sistema, evitando que las baterías se descargen totalmente. Este factor toma también en cuenta la capacidad útil del banco al finalizar su vida útil.

$f_u = 0.5$ para baterías de placa delgada.

$f_u = 0.8$ para baterías de placa gruesa.

F_i : Factor de incremento de la capacidad de la batería respecto a su valor nominal comercial como resultado de un régimen de descarga más lento que el especificado comercialmente. Este valor varía desde 1.05 en baterías de placa delgada hasta 1.35 en baterías de placa gruesa tipo tubular.

η_{inv} : Eficiencia del inversor

Cualquier batería requiere mantenimiento periódico. Debe verificarse el nivel del electrolito. También debe verificarse la tensión y la gravedad específica de cada celda para determinar su constancia.

Solamente baterías del mismo tipo, capacidad y edad pueden ser interconectadas entre sí para construir un banco de baterías de energía.

VI.6.5 Selección del Inversor de Voltaje²

Para poder especificar un inversor correctamente, es necesario conocer no solamente su capacidad sino también las características de demanda de carga y la información que proporciona el fabricante acerca del funcionamiento y las características del inversor. A continuación enumeramos algunas de estas características que se deben tomar en cuenta al momento de proyectar el sistema utilizando inversores:

1. Demanda total de potencia en *ca*.
2. Forma de onda de salida del inversor.
3. Corriente de régimen mínimo.
4. Tensión de entrada.
5. Regulación de tensión.
6. Tensión de salida.
7. Capacidad de soportar sobretensiones transitorias.
8. Protección de tensión.
9. Frecuencia.
10. Régimen de funcionamiento.
11. Rendimiento.
12. Factor de potencia.
13. Modularidad.
14. Interruptor de transferencia externa.
15. Capacidad de recarga del banco de baterías.
16. Instrumentos de medición.
17. Control remoto.

En las siguientes líneas explicaremos algunos términos mencionados que son de importancia en nuestro estudio.

Tensión de entrada. Se determina por la potencia total que requieren todas las cargas de artefactos de *ca*.

Regulación de tensión. Indica las variaciones de tensión de salida. Los mejores inversores producen un valor de tensión eficaz (RMS) casi constante para una gran variedad de niveles de carga. El inversor puede dañarse si se exceden los niveles de tensión de entrada de *cd*.

Capacidad de sobretensión transitoria. Es la capacidad de soportar sobretensiones durante cortos periodos de tiempo. Es por ello que se debe determinar los requisitos de sobretensiones de ciertas cargas, como lo son los motores de *ca*.

Protección de tensión. Es el valor máximo y mínimo de voltaje de *cd* de entrada que puede soportar el inversor sin que se dañe.

Frecuencia. La frecuencia en México está normalizada en 60 Hz mientras que en otros países, donde se fabrican inversores, se usa 50 Hz. Este es un punto importante ya que se puede adquirir un inversor con otro tipo de frecuencia al establecido. Equipos de alta calidad requieren una regulación de frecuencia precisa. Cualquier variación puede causar un mal funcionamiento en dispositivos de control y dispositivos electrónicos.

Modularidad. Es la formación de un sistema con unidades o módulos interconectables. Los inversores pueden conectarse en paralelo o usados para alimentar diferentes tipos de

cargas. La conmutación manual de la carga se usa para permitir que un inversor pueda alimentar algunas cargas críticas en caso de falla de otro inversor. Esto último aumenta la confiabilidad del sistema.

Régimen de funcionamiento. Es el lapso en el que el inversor puede alimentar la máxima carga de aparatos eléctricos.

Rendimiento de la conversión del sistema. Este factor se define como la relación de la potencia de salida con respecto a la entrada, esto es;

$$\eta_{inv} = \frac{\text{Potencia de salida (pot. sal.)}}{\text{Potencia de entrada (pot. ent.)}} \dots\dots\dots(6.26)$$

Hasta hoy no existe ninguna norma industrial general para establecer el criterio de rendimiento o eficiencia de los inversores utilizados para sistemas híbridos.

Potencia de régimen. Indica el número de watts que el inversor puede suministrar durante su funcionamiento normal. Es importante seleccionar un inversor que proporcione no menos del 125% de su capacidad nominal.

VI.7 Diseño y Dimensionamiento de los Sistemas Híbridos^{2,4,10,11,12}

En el modelo de un sistema híbrido intervienen una gran variedad de variables que deben tenerse en cuenta para un buen diseño; por lo general esto se hace a través de un cálculo por computadora.

Antes de empezar un análisis del diseño es importante establecer los objetivos de diseño. A continuación listamos algunos de consideración:

- **Calidad del sistema:** Este es invariablemente uno de los objetivos primarios para el diseño del sistema ya que asegura la calidad de la energía en cuanto a:
- **Continuidad de la energía.** Resulta muy costoso aún realizar sistemas híbridos con un 100% de disponibilidad, sin embargo, los costos se abaten mucho asegurando una disponibilidad del sistema entre un 90 y 95%.
- **Regulación de tensión ($\pm 5\%$).** Las normas mexicanas establecen una regulación de tensión que no excedan un cinco por ciento de la nominal.
- **Regulación de frecuencia (60 ± 0.1 Hz).** Se ha establecido que la regulación de frecuencia no exceda un 0.1 Hz a una frecuencia nominal de 60 Hz.

- **Forma de onda.** La forma de onda de un sistema híbrido debe asemejarse lo más posible a la que entrega la CFE o CLFC, esto es, debe ser senoidal.
- **Costo del sistema.** Debe elaborarse un cuidadoso análisis de los costos del ciclo de vida del sistema, así como mantenimiento y un balance entre costos de capital y costos de operación, de acuerdo a los objetivos del consumidor.
- **Adecuado para ambientes adversos.** Todos los subsistemas deben estar diseñados para temperaturas extremas y humedad. Altas emisiones de radiación ultravioleta, polvo y vibración, los módulos fotovoltaicos y baterías deben ser apropiados para el sitio. El generador diesel debe estar separado de las baterías y se debe abastecer con un filtro de aire limpio y volúmenes adecuados para enfriamiento y combustión.
- **Bajo mantenimiento.** Los sistemas híbridos ofrecen la gran ventaja del bajo mantenimiento que requieren para su operación.
- **Vida útil del sistema.** Los componentes deben estar diseñados a prueba de esfuerzos periódicos, corrosión, fatigas por viento, degradación, etc., que pueden causar fallas prematuras. La importancia en este punto radica al alto costo de reparar y reemplazar los componentes en sitios remotos.
- **Seguridad.** Todos los aspectos de la aplicación de los subsistemas deben estar revisados por personal calificado en la instalación, puesta en marcha, y operación del sistema.

Dimensionamiento y funcionamiento del sistema híbrido.

Para poder dimensionar un sistema híbrido es necesario simular de antemano su funcionamiento en el sitio donde operará. Los datos que se usan para esta simulación pueden ser tales como capacidad de la máquina y generador diesel, tamaño del inversor y eficiencia, capacidad del arreglo fotovoltaico, capacidad del banco de baterías, capacidad del aerogenerador, datos de potencial solar y viento, etc.

El primer objetivo para el dimensionamiento de un sistema híbrido es producir un diseño balanceado que permita optimizar el uso de los subsistemas: la máquina generador-diesel, el sistema fotovoltaico, el sistema eólico y el banco de baterías. Los factores generales que deben considerarse en la realización de este balance son:

- **Tamaño del generador-diesel.** Este afecta directamente el tiempo de operación y los costos de mantenimiento.
- **Capacidad de rectificación.** Esto afecta la carga del diesel y la eficiencia del subsistema.

- **Tamaño del arreglo fotovoltaico.** Esto afecta la contribución de energía que aporta el sistema fotovoltaico.
- **Dimensionamiento del banco de baterías.** La capacidad del banco de baterías limita la aceptación de carga, afecta el número de encendidos de la máquina diesel y afecta los ciclos de carga y tiempo de vida del banco de baterías.

En el diseño específico de un sistema, estos factores generales se traducen en un criterio preciso de dimensionamiento. Una guía para un sistema típico se presenta a continuación:

- El arreglo fotovoltaico y eólico se dimensionan para proveer entre un 30% y un 70% de la energía anual requerida, con la proporción exacta de acuerdo al recurso solar o eólico del sitio, costo del combustible utilizado y otras consideraciones logísticas.
- El generador diesel se dimensiona para trabajar entre 400 y 500 horas por año, principalmente para limitar las visitas de mantenimiento.
- El inversor se dimensiona para mantener una carga entre el 70 y 95% del generador-diesel para aprovechar la máxima eficiencia.
- El banco de baterías se dimensiona para proporcionar entre 40 y 110 ciclos de carga por año, con el mínimo tamaño de baterías para obtener un máximo estado de carga C/5 del generador-diesel. Adicionalmente, el banco de baterías debe soportar la carga por un mínimo de 2 días (usando el 80% de su capacidad), con una meta de optimización de 2.4 a 3 días de almacenamiento de energía.

Hojas de Cálculo.

El uso de hojas de cálculo son de gran ayuda para la simulación del sistema. Las funciones básicas de las hojas del cálculo nos permiten conocer las funciones básicas siguientes:

- Ayuda para el dimensionamiento del sistema, que incluye la simulación de operación del sistema en el sitio, así como la estimación de las condiciones de temperatura ambiente, altitud y otros.
- Cálculo de la carga de los subsistemas y medida del funcionamiento de los subsistemas, además del sistema en su conjunto.
- Estimar costos de operación del sistema, considerando una vida útil del sistema de 20 años y costo de la energía generada.

De acuerdo a estas funciones, el programa requiere como entradas (o cálculo de otras entradas):

- a) La carga específica, expresada en kW-hr/día en corriente directa o corriente alterna, y como Amperes-hora/día para la parte de potencia del sistema.

- b) La eficiencia del inversor sobre su máximo rango de operación, y su carga durante la operación del sistema.
- c) La configuración del banco de baterías (arreglos en serie y paralelo), capacidad, proporción de carga y ciclos de eficiencia.
- d) Información específica de los ciclos. El número de encendidos requeridos y tiempo de funcionamiento del generador-diesel, y ciclo de vida de las baterías (número de descargas disponibles para un 60% de descarga profunda antes del fin de vida de la batería).
- e) Potencia de carga, horas de operación por año, mantenimiento, requerimiento de transportación de combustible y refacciones, así como su costo, consumo anual de combustible y costo, producción de energía anual.
- f) Arreglo fotovoltaico, configuración, producción de energía basado en la radiación solar del sitio.
- g) Sistema eoloelectrónico, producción de energía de acuerdo al potencial de viento.

Las siguientes tablas pueden elaborarse para este fin:

DATOS DE ENTRADA:					
Periodo	Carga de Usuarios Domésticos (kW)	Carga de Usuarios Comunitarios (kW)	Carga de Usuarios Productivos (kW)	Factor de coincidencia	Carga en el periodo (kW-hr)
00:00-01:00	CUD1	CUC1	CUP1	Fcoine	$CP1=CUD1+CUC1+CUP1 \times Fcoine \times 1hr$
01:00-02:00	CUD2	CUC2	CUP2	Fcoine	$CP2=CUD2+CUC2+CUP2 \times Fcoine \times 1hr$
02:00-03:00	CUD3	CUC3	CUP3	Fcoine	$CP3=(CUD3+CUC3+CUP3) \times Fcoine \times 1hr$
03:00-04:00	CUD4	CUC4	CUP4	Fcoine	$CP4=(CUD4+CUC4+CUP4) \times Fcoine \times 1hr$
04:00-05:00	CUD5	CUC5	CUP5	Fcoine	$CP5=(CUD5+CUC5+CUP5) \times Fcoine \times 1hr$
05:00-06:00	CUD6	CUC6	CUP6	Fcoine	$CP6=(CUD6+CUC6+CUP6) \times Fcoine \times 1hr$
06:00-07:00	CUD7	CUC7	CUP7	Fcoine	$CP7=(CUD7+CUC7+CUP7) \times Fcoine \times 1hr$
07:00-08:00	CUD8	CUC8	CUP8	Fcoine	$CP8=(CUD8+CUC8+CUP8) \times Fcoine \times 1hr$
08:00-09:00	CUD9	CUC9	CUP9	Fcoine	$CP9=(CUD9+CUC9+CUP9) \times Fcoine \times 1hr$
09:00-10:00	CUD10	CUC10	CUP10	Fcoine	$CP10=(CUD10+CUC10+CUP10) \times Fcoine \times 1hr$
10:00-11:00	CUD11	CUC11	CUP11	Fcoine	$CP11=(CUD11+CUC11+CUP11) \times Fcoine \times 1hr$
11:00-12:00	CUD12	CUC12	CUP12	Fcoine	$CP12=(CUD12+CUC12+CUP12) \times Fcoine \times 1hr$
12:00-13:00	CUD13	CUC13	CUP13	Fcoine	$CP13=(CUD13+CUC13+CUP13) \times Fcoine \times 1hr$
13:00-14:00	CUD14	CUC14	CUP14	Fcoine	$CP14=(CUD14+CUC14+CUP14) \times Fcoine \times 1hr$
14:00-15:00	CUD15	CUC15	CUP15	Fcoine	$CP15=(CUD15+CUC15+CUP15) \times Fcoine \times 1hr$
15:00-16:00	CUD16	CUC16	CUP16	Fcoine	$CP16=(CUD16+CUC16+CUP16) \times Fcoine \times 1hr$
16:00-17:00	CUD17	CUC17	CUP17	Fcoine	$CP17=(CUD17+CUC17+CUP17) \times Fcoine \times 1hr$
17:00-18:00	CUD18	CUC18	CUP18	Fcoine	$CP18=(CUD18+CUC18+CUP18) \times Fcoine \times 1hr$
18:00-19:00	CUD19	CUC19	CUP19	Fcoine	$CP19=(CUD19+CUC19+CUP19) \times Fcoine \times 1hr$
19:00-20:00	CUD20	CUC20	CUP20	Fcoine	$CP20=(CUD20+CUC20+CUP20) \times Fcoine \times 1hr$
20:00-21:00	CUD21	CUC21	CUP21	Fcoine	$CP21=(CUD21+CUC21+CUP21) \times Fcoine \times 1hr$
21:00-22:00	CUD22	CUC22	CUP22	Fcoine	$CP22=(CUD22+CUC22+CUP22) \times Fcoine \times 1hr$
22:00-23:00	CUD23	CUC23	CUP23	Fcoine	$CP23=(CUD23+CUC23+CUP23) \times Fcoine \times 1hr$
23:00-24:00	CUD24	CUC24	CUP24	Fcoine	$CP24=(CUD24+CUC24+CUP24) \times Fcoine \times 1hr$

Carga total kW-hr/día	$E_{tot} = \sum_{i=1}^24 CP_i$
-----------------------	--------------------------------

Tabla 6.8. Carga horaria

Mes	Radiación solar (kWh/m ²)	Temperatura promedio (°C)	Velocidad eólica (m/s)
Enero	I ₁	T ₁	v ₁
Febrero	I ₂	T ₂	v ₂
Marzo	I ₃	T ₃	v ₃
Abril	I ₄	T ₄	v ₄
Mayo	I ₅	T ₅	v ₅
Junio	I ₆	T ₆	v ₆
Julio	I ₇	T ₇	v ₇
Agosto	I ₈	T ₈	v ₈
Septiembre	I ₉	T ₉	v ₉
Octubre	I ₁₀	T ₁₀	v ₁₀
Noviembre	I ₁₁	T ₁₁	v ₁₁
Diciembre	I ₁₂	T ₁₂	v ₁₂
Promedio	$I = I_i/n$	$T = T_i/n$	$v = v_i/n$
Máximo	I _{máx}	T _{máx}	v _{máx}
Mínimo	I _{mín}	T _{mín}	v _{mín}

Tabla 6.9. Información climática.

RESÚMEN DE CARGA	
Carga en (kW-hr/día):	Etot
Carga (Watts Promedio)	$C_{prom CA} = Etot/24$
Demanda Máxima	$Dms = C_{pmáx}$
Factor de carga	$Fc = \text{Carga Promedio} / Dms$
Factor de pérdidas	$Fp = 0.3Fc + 0.7Fc^2$
Factor de coincidencia	Ver gráfica 6.6
Carga Conectada	$Pins = CUDI + CUCI + CUPi$
Factor de Demanda	$Fdem = Dms/Pins$
Tipo de Corriente (CA/CD)	CA
Voltaje CA	V_{CA}
Eficiencia del Inversor	η_{inv}
Tamaño del inversor	$Pot_{inv} \text{ (kVA)}$
Carga (Watts promedio CD)	$C_{prom CD} = C_{prom} / \eta_{inv}$
Voltaje del sistema en CD	V_{CD}
Voltaje de carga promedio (2.15Vpor celda)	$V_{CDpc} = 2.15 \times \text{núm. de celdas.}$
Carga (amps. promedio CD)	$I_{CDprom} = C_{promCD} / V_{CDpc}$
Carga (Ah/día CD)	$I_{CD/día} = I_{CDprom} / 24$
Carga Anual (Ah-CD)	$I_{anual} = I_{CD/día} \times 365$
Carga Diaria en CD (kWh-CD)	$Etot_{CD} = Etot / \eta_{inv}$
Carga Anual (kWh-CD)	$P_{anual} = I_{anual} \times V_{CDpc}$

Tabla 6.10. Resumen de la carga.

Tipo de módulo:
Watts pico:
Corriente nominal Inom:
Módulos por cadena:
Número de cadenas:

Tabla 6.11. Información de los componentes, módulo solar.

Tipo de motor:
Corriente medida (kWe):
Factor de corriente:
kVA's registrados:
Máxima temperatura de operación (°C):
Derivación de temperatura:
Altura de operación (m):
Derivación de altura:
Humedad de operación:
Humedad derivada:
Derivación total:
Salida neta (kWe):
Salida neta (kVA):
Carga Total FC (consumo de combustible) (L/hr):
¼ de carga FC (L/hr):
Factor FC:

Tabla 6.12. Generador eléctrico diesel.

Etapa 1	Corriente: Eficiencia: Factor de potencia:
Etapa 2	Corriente: Eficiencia: Factor de potencia:
Etapa 3	Corriente: Eficiencia: Factor de potencia:

Tabla 6.13. Cargador de batería diesel.

Celda individual:
Fabricante:
Tipo:
Porcentaje-8hrs:
Porcentaje-24 hrs:
Porcentaje-72 hrs:
Volts por celda:
Derivación de batería:
Banco de baterías total
Numero de cadenas:
Número de celdas:
Porcentaje-8hrs:
Porcentaje-24 hrs:
Porcentaje-72 hrs:
Porcentaje Actual:
Días de almacenamiento:

Tabla 6.14. Estación de baterías.

Fabricante: Modelo: Salida pico: Factor K: Derivación de turbulencia: Derivación de altura:
--

Tabla 6.15. Turbina eólica.

Estimaciones de operación del sistema

Voltajes del sistema (promedio)	Vpor celda	V _{CD}
Voltajes del sistema (nominales):		
Voltaje promedio de carga:		
Carga diesel -etapa 1:		
Carga diesel -etapa 2:		
Carga diesel -etapa 3:		
Carga Fotovoltaica:		
Carga eólica:		

Tabla 6.16. Voltajes de operación del sistema.

Mes	Velocidad (m/s)	kW
Enero		
Febrero		
Marzo		
Abril		
Mayo		
Junio		
Julio		
Agosto		
Septiembre		
Octubre		
Noviembre		
Diciembre		
Promedio		

Tabla 6.17. Contribución anual de energía del sistema eólico.

Salida de la turbina del generador fotoeléctrico (GE): Derivación del GE: Salida neta del GE (W): Salida neta del GE (A): Salida máxima del GE (A): Generación de energía (Ah/día) Generación de energía (kW/día) Contribución promedio del GE

Tabla 6.18. Estimaciones de la turbina eólica.

Número total de módulos:
Capacidad del sistema kWp:
Promedio de insolación (kWh/m ² /día):
Pérdidas del Sistema fotovoltaico(SF):
Corriente de cadena (amps.):
Corriente de todo el sistema (amps.):
Salida de cadena (Ah/día):
Salida total del sistema
Promedio anual de contribución del SF:

Tabla 6.19. Estimaciones de energía del sistema fotovoltaico.

Cálculos Weibull		Densidad:	
Velocidad promedio:		% kW	Probabilidad
Factor K:			(f)
	V (m/s) diseño		kW neto
	1.0		
	2.0		
	3.0		
	4.0		
	5.0		
	6.0		
	7.0		
	8.0		
	9.0		
	10.0		
	11.0		
	12.0		
	13.0		
	14.0		
	15.0		
	16.0		
	17.0		
	18.0		
	19.0		
	20.0		
Total de probabilidad:			1.0
Salida de carga media:			

Tabla 6.20. Desarrollo de la turbina eólica.

Etapas	Carga en kW	Carga en kVA
1		
2		
3		
Etapas	% de carga en kW	% de carga en kVA
1		
2		
3		
Etapas	Consumo de combustible	
1		
2		
3		

Tabla 6.21. Estimaciones de carga del generador diesel.

Circuito	Amperaje Máximo
Arreglo fotovoltaico:	
Aerogenerador:	
Inversor	
Carga:	
Línea de batería:	

Tabla 6.22. Tamaño del controlador.

Mes	días	Carga (Ah)	FV (Ah)	Viento (Ah)	Diesel (Ah)	Ciclos Diesel	Horas Diesel
Enero	31						
Febrero	28						
Marzo	31						
Abril	30						
Mayo	31						
Junio	30						
Julio	31						
Agosto	31						
Septiembre	30						
Octubre	31						
Noviembre	30						
Diciembre	31						
Total	365						
Promedio	30						

Tabla 6.23. Aportación de las fuentes

Bibliografía

- ¹ -FIDE; Recomendaciones generales para ahorro de energía eléctrica en sistemas de bombeo; FIDE.
- ² -Photovoltaic Design Assistance Center, Sandia National Laboratories; Manual de Prácticas Recomendadas para Proyectos de Sistemas Fotovoltaicos Independientes; Southwest Technology Development Institute, Las Cruces, Nuevo Mexico, EE UU, 1990.
- ³ -Iluminación. Illuminating Engineering of North America; Curso de Principios Básicos de Iluminación. Illuminating Engineering of North America, Sección México, Capítulo de Estudiantes, 1994, México, D.F.
- ⁴ -Espinosa y Lara, Roberto; Sistemas de Distribución; Ed. Limusa; México, D.F.; 1990.
- ⁵ -FIDE (Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico); Elementos básicos de un diagnóstico energético orientado a la aplicación de un Programa de Ahorro de Energía; FIDE.
- ⁶ -FIDE; 18 Consejos para Ahorrar Energía Eléctrica en el Hogar; FIDE (Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico).
- ⁷ -FIDE; Recomendaciones para el ahorro de energía eléctrica en el alumbrado público municipal; FIDE.
- ⁸ -Borja Díaz, M.A.; Metodología para la Selección de Arreglos Aerogenerador-Banco de Baterías-Inversor - Carga. IIE.
- ⁹ - Instituto SELMEC de capacitación; Manual de operación y mantenimiento de plantas eléctricas de emergencia.
- ¹⁰ -Integrated Power Corporation; Photovoltaic and Hybrid Remote Power Systems; The Integrated Catalog; EE UU; 1988.
- ¹¹ -Westinghouse; Proyecto de Electrificación mediante celdas Fotovoltaicas (Traducción al español); Westinghouse, Cla. de Luz y Fuerza del Centro, Gobierno del Estado de Hidalgo. México.

¹²-Huacuz, J. M.; Agredano, J.; González G., R.; Munguía del R., G.; Flores H., R.; Dictamen Técnico. Sistemas Híbridos Eólico-Fotovoltaico de Generación Eléctrica. Municipio de Mazapil, Zacatecas; Area de Energía Solar, Depto. de Fuentes No Convencionales de Energía, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Octubre, 1993.

CAPÍTULO VII

INSTALACIONES ELÉCTRICAS

VII.1 Instalaciones Eléctricas del Sistema y Aplicaciones

Para la distribución de la energía desde su generación hasta su utilización se tiene que considerar la distribución de la energía eléctrica, lo que implica todos los medios de conducción y protección de la misma. Este capítulo trata acerca de las instalaciones eléctricas que requiere un proyecto de electrificación. Una instalación adecuada debe cumplir por lo menos con los siguientes puntos:

- Seguridad
- Confiabilidad
- Simplicidad de operación
- Flexibilidad
- Regulación de tensión
- Condiciones físicas
- Memorias técnicas y planos

Por otro lado, resulta necesario manejar una metodología para la planeación del sistema eléctrico como puede ser:

- Levantamiento de cargas
- Localización del equipo
- Determinación de la demanda (kW, kVA)
- Selección de tensiones
- Diagrama unifilar
- Expansiones a futuro

VII.1.1 Cálculo de Conductores

Los conductores para las instalaciones eléctricas serán de cobre, aluminio o una aleación de ambos. Los encontraremos como alambres, cables, cordones o soleras. La selección del aislamiento dependerá de la tensión, temperatura de operación, las condiciones mecánicas de operación, y el ambiente, entre otros factores. Las características mecánicas deberán cumplir con los requisitos de presión mecánica, abrasión, elongación y dobleces a 180°.

La selección de los conductores eléctricos para las instalaciones del sistema híbrido, del lado de *ca*, se comprobará de acuerdo con los siguientes dos métodos:

Método de capacidad de conducción de corriente eléctrica (AMPACIDAD):

Datos requeridos:

- Carga demandada (kW)
- Tensión. Para propósitos de cálculo de cargas de los circuitos derivados y alimentadores, las tensiones que deben usarse son: 120, 127, 220/127, 240/120, 208/120, 440/254, 480/277, 600 V.
- Fases (ϕ)
- Eficiencia (η)
- Factor de potencia (f.p.)
-

La corriente se calcula mediante la siguiente fórmula:

Para circuitos trifásicos

$$I_{3\phi} = \frac{\text{kW}}{1.73 \times V \times \eta \times \text{f.p.}} \times (1.25) \times \left(\frac{1}{\text{FA}}\right) \times \left(\frac{1}{\text{FT}}\right) \dots\dots\dots (7.1)$$

Para circuitos monofásicos

$$I_{1\phi} = \frac{\text{kW}}{V \times \eta \times \text{f.p.}} \times (1.25) \times \left(\frac{1}{\text{FA}}\right) \times \left(\frac{1}{\text{FT}}\right) \dots\dots\dots (7.2)$$

Donde:

1.25 es un factor de seguridad.

FA es el factor de corrección por agrupamiento. En la tabla 7.1 se muestran los factores de corrección por agrupamiento.

Número de conductores	Por ciento del valor indicado
1 a 3	100
4 a 6	80
7 a 24	70
25 a 42	60
más de 42	50

Tabla 7.1. Factores de corrección por agrupamiento. (NOM-001-SEMP-94).

FT es el factor de corrección por temperatura. Cuando se tengan más de un conductor, se utilizarán los factores de corrección por agrupamiento. En la tabla 7.2 se presentan estos factores. Se requiere la temperatura del aislamiento a utilizar para entrar a la tabla.

Temperatura ambiente °C	Temperatura máxima permisible en el aislamiento, °C						
	60	75	85	90	110	125	200
31-40	0.82	0.88	0.90	0.91	0.94	0.95	-
41-45	0.71	0.82	0.85	0.87	0.90	0.92	-
46-50	0.58	0.75	0.80	0.82	0.87	0.89	-
51-55	0.41	0.67	0.74	0.76	0.83	0.86	-
56-60	-	0.58	0.67	0.71	0.79	0.83	0.91
61-70	-	0.35	0.52	0.58	0.71	0.76	0.87
71-80	-	-	0.30	0.41	0.61	0.68	0.84
81-90	-	-	-	-	0.50	0.61	0.80
91-100	-	-	-	-	-	0.51	0.77
101-120	-	-	-	-	-	-	0.69
121-140	-	-	-	-	-	-	0.59

Tabla 1.2. Factores de corrección por temperatura ambiente. (NOM-001-SEMP-94).

De acuerdo a las corrientes obtenidas y al tipo de aislamiento, para obtener el calibre del conductor adecuado es necesario consultar La Norma Oficial Mexicana (NOM 001-SEMP-1994) Relativa a las Instalaciones Destinadas al Suministro y Uso de la Energía Eléctrica, tablas 310-16 a la 310-19. El calibre obtenido también debe cumplir con la caída de tensión permisible, la cual se calcula de la siguiente manera:

Método de caída de tensión.

Para el cálculo de los conductores utilizaremos las siguientes expresiones:

Para circuitos monofásicos:

$$S = \frac{4 \times L \times I_n}{V \times e} \dots\dots\dots (7.3)$$

Para circuitos trifásicos:

$$S = \frac{2 \times L \times I_n \times \sqrt{3}}{V \times e} \dots\dots\dots (7.4)$$

Donde:

e.- Es la caída de tensión permisible. Cabe recordar que la caída de tensión global desde el medio de desconexión principal hasta cualquier salida de la instalación no debe exceder el 5%. La caída de tensión se debe distribuir no excediendo de un 3% ya sea en el circuito alimentador, o bien, en el derivado.

L.- Longitud de los conductores (m)

I_n.- Corriente nominal del conductor (A)

V.- Tensión eléctrica (V)

S.- Sección transversal del conductor (mm²)

La aplicación de ambos métodos se utiliza para comprobar el calibre del conductor y es recomendable ya que son complementarios. Por otro lado, los conductores aislados más usados en la práctica son los que se muestran en la tabla 7.3.

Nombre Comercial	Tipo	Temp. máx. °C	Material aislante	Cubierta exterior	Utilización
Termoplástico resistente a la humedad y al calor	THW	75 90	Termoplástico, resistente a la humedad y al calor, retardador de la flama.	Ninguna	Locales secos y húmedos.
Hule resistente al calor y a la humedad	RHW	75	Hule resistente al calor y a la humedad.	No metálica, resistente a la humedad retardadora de la flama.	Locales secos y húmedos.

Tabla 7.3. Aplicación de conductores aislados. (NOM-001-SEMP-1994).

Puesta a tierra.

Los sistemas y circuitos conductores son puestos a tierra para limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas o fenómenos transitorios en el propio circuito o contactos accidentales con líneas de mayor tensión a tierra en condiciones normales de operación. Los sistemas y circuitos se ponen a tierra de manera sólida para facilitar la acción de los dispositivos de sobrecorriente en caso de fallas a tierra.

Los gabinetes y ductos metálicos para los conductores de acometida y los equipos deberán ser puestos a tierra.

El calibre de los conductores para la puesta a tierra de equipos, no deberá ser menor que lo indicado en la tabla 250-95 de la NOM 001-SEMP-1994.

VII.1.2 Cálculo de Canalizaciones

Para la protección mecánica así como del ambiente y para alojamiento de los conductores se utilizan canalizaciones que pueden ser:

a) Tubo**a.1 Tubo Conduit****a.1.1 Pared gruesa (pesado)****a.1.2 Pared delgada (semipesado)****a.1.3 Flexible****a.2 PVC****a.3 Poliducto****b) Ducto metálico con tapa****c) Charolas****c.1 Aluminio****c.2 Fierro**

En cualquier caso, el número y el calibre de los conductores no debe ser mayor que el que permita la disipación de calor y la fácil instalación y retiro de los conductores sin que se dañen estos o el aislamiento que los recubre.

El número máximo de conductores en un tubo debe estar de acuerdo con los factores de relleno, es decir, todos los conductores, incluyendo su aislamiento y otros forros, no deben ocupar más del 40% de la sección transversal del tubo en el caso de 3 conductores o más; no más del 30% cuando sean 2 conductores y no más del 55% cuando se trate de un sólo conductor.

De igual modo, se recomienda que en un tramo de tubería entre dos cajas de conexiones consecutivas, entre una caja y un accesorio o entre dos accesorios, no se hagan más de dos curvas de 90° o su equivalente (180° en total).

Cajas y accesorios

Todos los conductores que se alojen en una caja, incluyendo los aislamientos, empalmes y vueltas que se hagan en su interior, no deben ocupar más del 60% del espacio interior de la caja o del espacio libre que dejen los dispositivos o accesorios que se instalen en ella.

VII.1.3 Sistema de Tierras

Para nuestro uso, el sistema de tierras estará conformado por:

1.- Electrodo de acero con cubierta de cobre (varillas copperweld). Consiste en una varilla redonda con una longitud de 3 metros o más, con diámetro de 13, 16 o 19 mm. El acero le proporciona dureza en tanto que el cobre resistencia a la corrosión y mejor conductividad.

2.- Estructura metálica del equipo.

3.- Electrodo empotrado en concreto. Es aceptable si está formado por lo menos de 6 m de una o más barras o varillas de acero reforzado de no menos de 1.25 cm de diámetro o consistente en una barra desnuda de cobre de al menos 6 m de longitud y de sección transversal de 21.15 mm² (4 AWG), embutido al menos de 5 cm dentro de una plancha o base de concreto directo con la tierra, que debe tener del 15-20% de humedad relativa.

4.- Anillo de tierra. Un anillo de tierra que consiste en un conductor de cobre desnudo, de sección transversal no menor de 33.6 mm² (2 AWG) y de longitud no menor de 6 m, enterrado en contacto directo con la tierra a una profundidad de 80 cm del nivel del terreno y que rodee al inmueble o estructura.

El valor de la resistencia a tierra de los electrodos no debe ser mayor de 25Ω para las viviendas, locales, talleres, etc., con acometidas de baja tensión. Para las bajadas a tierra de los pararrayos un valor recomendable es de 10Ω .

Seguramente en las comunidades rurales no se dispondrán de los electrodos antes mencionados, o bien, tal vez sea difícil encontrar un terreno con baja resistividad. Las normas recomiendan utilizar los siguientes métodos:

- **Electrodos profundos.** Este tipo de electrodos consiste de un conductor de baja impedancia instalado en perforaciones profundas, hasta encontrar terrenos de baja resistividad o niveles mayores de humedad.
- **Electrodos horizontales.** Consiste en instalar un conductor de cobre desnudo enterrado en forma horizontal a una profundidad que va de 50 cm a 1 metro, de diferentes configuraciones. Las más usuales son ángulo recto, estrella, en cruz, en cuadro, etc.
- **Electrodos químicos.** En este método se modifica el medio que rodea al electrodo, bajando la resistividad del suelo, los más recomendables son:
 - a) Bentonita. Es una arcilla que absorbe agua y la retiene. Se coloca alrededor del electrodo y forma un buen camino para las corrientes eléctricas que se drenan a tierra.
 - b) Carbón mineral (coque).
 - c) Sulfato de Cobre.
 - d) Sal
 - e) Otros.

El electrodo de puesta a tierra estará lo más cerca posible y preferiblemente en misma área de la conexión del conductor de puesta a tierra al sistema. Todas las partes metálicas del equipo eléctrico deberá conectarse a tierra.

VII.2 Red de Distribución en Baja Tensión

Los procedimientos para la planeación y diseño de los sistemas de distribución están divididos en los siguientes tres rubros: consideraciones generales, diseño del sistema y diseño del equipo. En la tabla 7.4 se resumen estos procedimientos.

Tales conceptos consideran aspectos no sólo de ingeniería eléctrica sino también mecánica y civil, por lo que se hace necesario el empleo de métodos de ingeniería de sistemas y administración. Es por ello que es posible dividir el diseño de los sistemas de distribución:

- **Diseño eléctrico.** Tiene que ver con el comportamiento eléctrico satisfactorio del sistema y todos los aparatos que intervienen en el mismo.

- **Diseño mecánico.** Forma parte del estudio de las obras civiles y elementos metálicos, de concreto, madera o material sintético en las que se instalan los sistemas, incluyendo la selección de materiales adecuados que reúnan los requisitos indispensables de resistencia mecánica, seguridad, apariencia, durabilidad y mantenimiento, etc.
- **Diseño económico.** Este debe comprender la investigación de los costos relativos, esto es, donde sea posible escoger más de un diseño que satisfaga al sistema desde el punto de vista eléctrico y mecánico; la decisión final se debe basar en un cuidadoso estudio económico que optimice el resultado final.

Consideraciones generales	Diseño del sistema	Diseño del equipo
<ul style="list-style-type: none"> • Normas nacionales y/o internacionales. • Seguridad del personal y equipo. • Simplicidad. • Condiciones climáticas. • Mantenimiento y piezas de repuesto. • Confiabilidad de los componentes. • Optimización de costos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Automatización del sistema. • Tasa de crecimiento y características de la carga. • Selección de las estructuras de mediana tensión y/o baja tensión. • Localización óptima del sistema híbrido de generación. • Selección de la tensión de alimentación. • Análisis de cortocircuito. • Diseño de la protección, relevadores y fusibles. • Protección contra sobrevoltajes (descargas atmosféricas). • Diseño del sistema de tierras. • Corrección al factor de potencia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño del sistema de distribución.

Tabla 7.4. Planeación y diseño de sistemas de distribución. (Sistemas de Distribución)

Los parámetros que intervienen en la planeación de la red son:

- Densidad
- Tipo de cargas:
 - Domésticas
 - Comunitarios
 - Productivos
- Localización geográfica de la carga
- Área de expansión de la carga
- Continuidad del servicio

La topología del sistema tendrá una influencia decisiva en la continuidad del sistema y un impacto menor en la regulación de tensión. En cuanto a su operación, hay dos tipos fundamentales de redes de distribución:

- **Paralelo.**
- **Radial.** Debido a su bajo costo y sencillez, las redes de operación radial es la más empleada. Esta estructura se emplea en los tres tipos de construcción que existen:
 - Red subterránea.
 - Red mixta.
 - Red aérea. Este tipo de construcción se caracteriza por su sencillez y economía, razón por la cual su empleo está muy generalizado. Se adapta principalmente para zonas urbanas y rurales. Los elementos principales en esta red se instalan en postes o estructuras de distintos materiales. La configuración más sencilla que se emplea para los alimentadores primarios es del tipo arbolar, que consiste en conductores de calibre grueso en la troncal y de menor calibre en las derivaciones o ramales.

VII.2.1 Cálculo de Conductores

En redes con densidades de carga baja, el área de la sección transversal de los conductores se determina generalmente por la caída de tensión permisible. La carga máxima calculada en base a la temperatura máxima permisible del conductor es de importancia únicamente en áreas de alta densidad de carga, tales como redes urbanas o zonas industriales.

Generalmente se procura que la caída de tensión no exceda el 3% en la red de cables. En casos excepcionales, cuando se trata de consumidores remotos o extremos de red (colas de red), se podrá permitir una caída de tensión entre 5 y 7%. Las caídas de tensión en las aplicaciones generalmente se consideran de un 2% adicional.

La expresión de caída de tensión se presenta en por ciento en función del potencial aplicado en la red, de tal forma que la expresión general es:

$$\% \Delta V = \frac{P \times l \times (R \cos \phi + X \operatorname{sen} \phi)}{V^2 \times \cos \phi} \times 100 \dots \dots \dots (7.5)$$

Donde

P = kW

l = longitud (m)

R = resistencia ohmica (Ω /km.)

X = reactancia (Ω /km)

$$\cos \phi = f.p.$$

De acuerdo a la expresión anterior se pueden construir gráficas en función (kW-m) y la caída permisible, con lo que se puede determinar rápidamente la sección del conductor recomendable. En la figura 7.1 se muestra una gráfica de este tipo para cables de aluminio y cobre para una tensión de operación de 220/380 V.

VII.2.2 Protecciones

VII.2.2.1 Protección Contra Sobrecorriente

Los dispositivos de protección que describiremos para protección contra sobrecorriente en el sistema de distribución serán:

- Interruptores
- Fusibles

Las fallas en los sistemas de distribución, en líneas y equipos, son condiciones anormales en los circuitos y las causas de éstas pueden ser innumerables; sin embargo, una identificación correcta de las causas permite programar procedimientos de mantenimiento preventivo y seleccionar, localizar y coordinar correctamente los equipos de protección.

El tipo de fallas que pueden ocurrir en un sistema son:

- **Falla de una línea a tierra.** Ocurre cuando un conductor cae a tierra o hace contacto con el conductor neutro. La figura 7.2a muestra los puntos posibles a lo largo de un sistema de distribución donde este tipo de falla puede ocurrir.
- **Falla de línea a línea.** Esta falla se presenta cuando dos líneas de un sistema son cortocircuitadas, tal como puede verse en la figura 7.2b.
- **Falla de doble línea a tierra.** Sucede cuando dos conductores caen y son conectados a través de tierra, o cuando dos conductores hacen contacto con el conductor neutro en un sistema aterrizado de dos o tres fases. La figura 7.2c muestra un circuito con una falla de este tipo.
- **Fallas trifásicas.** Se presenta cuando las tres fases de un sistema trifásico conectado en estrella o delta son cortocircuitadas. La figura 7.2d muestra un circuito con este tipo de falla.

Las fallas ilustradas en la figura 7.2 son asimétricas; fallas como éstas son analizadas por la aplicación de la teoría de las componentes simétricas. El método permite la descomposición de un sistema trifásico desequilibrado en tres sistemas trifásicos balanceados, los cuales se pueden resolver independientemente y los resultados se combinan de manera que dependa del tipo de desbalance (falla de línea a tierra, de línea a línea, etc.).

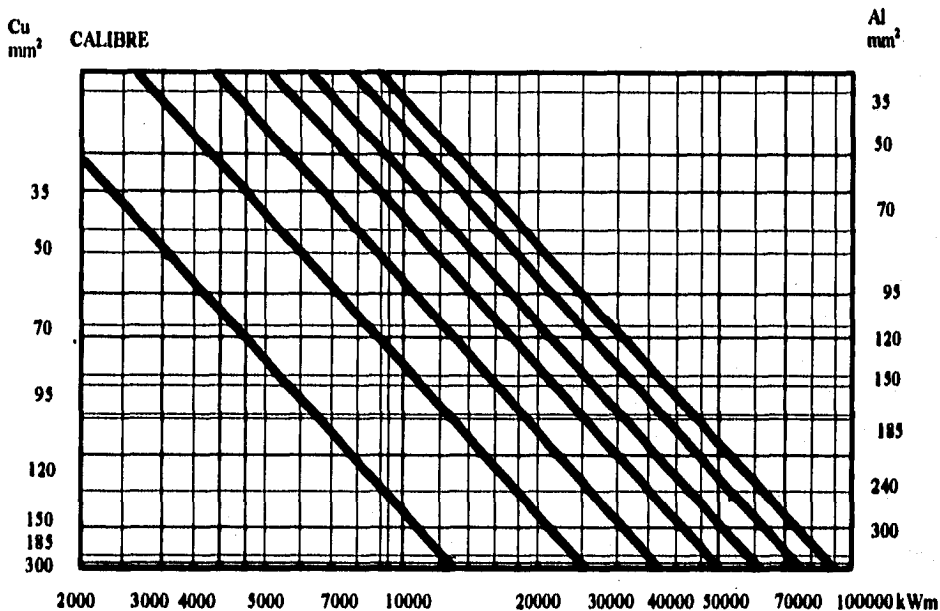


Figura 7.1. Área transversal de conductores de cobre y aluminio, par de carga, voltaje de operación 220/380V, $f_p=0.9$, temperatura de operación del conductor 50°C. (Sistemas de distribución, Espinosa y Lara, Roberto).

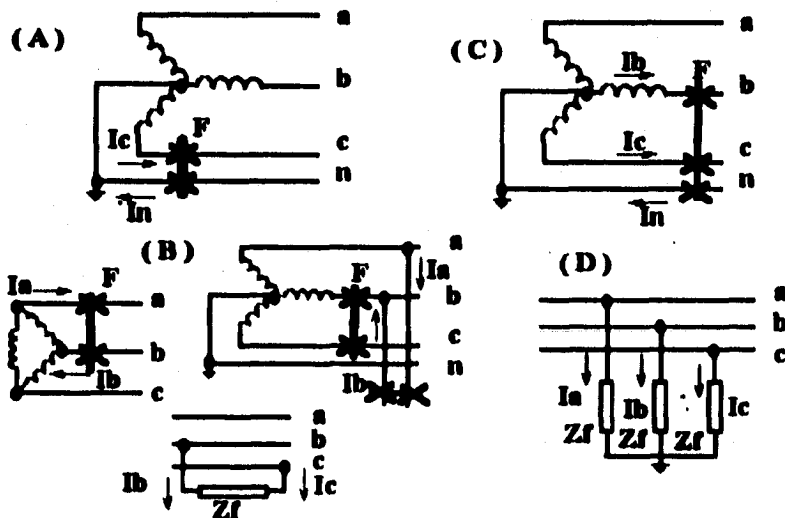


Figura 7.2. Tipos de fallas. (A) Falla de una línea a tierra. (B) Fallas de línea a línea. (C) Fallas de doble línea a tierra. (D) Falla trifásica a través de impedancias. (Sistemas de distribución, Espinosa y Lara, Roberto).

Las ecuaciones para obtener las magnitudes de varios tipos de fallas a través de un impedancia (Z_f) en los sistemas son:

- Falla trifásica:

$$I = \frac{V_f}{Z_1 + Z_f} \dots\dots\dots(7.6)$$

- Falla de línea a línea:

$$I = \frac{\sqrt{3} V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \dots\dots\dots(7.7)$$

- Falla de línea a tierra:

$$I = \frac{3 V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \dots\dots\dots(7.8)$$

donde:

I = Valor rms de la corriente alterna simétrica en estado estable que fluye al punto de falla.

V_f = Valor rms del voltaje a tierra de corriente alterna en estado estable en el punto de falla, antes de la ocurrencia de la falla.

Z_1, Z_2 y Z_0 = Impedancias de secuencias positiva, negativa y cero del sistema, vistas desde la falla.

Z_f = Impedancia de falla asociada con un tipo dado de falla. Su valor es muy variable y cambia de acuerdo a como se desarrolla la falla, ya que puede ser muy alto cuando se inicia y bajo al final, o viceversa. El valor comúnmente usado para líneas rurales es de 40 Ω .

Por lo general únicamente las fallas monofásicas y trifásicas son calculadas ya que estas últimas producen la máxima corriente de falla y las fallas de una línea a tierra son las más comunes en cuanto a probabilidad de ocurrencia. Para encontrar las impedancias del sistema se deben identificar sus componentes individuales, por ejemplo líneas aéreas, transformadores, generadores, etc. Luego las correspondientes impedancias de secuencia, se determinan a través de tablas. Finalmente, las componentes de las impedancias se combinan para producir las impedancias de secuencias equivalentes del sistema.

La impedancia de un circuito de distribución es notoriamente afectada, además del material del conductor, tamaño y espacio, por la presencia o ausencia de conductor neutro, tipo de aterrizamiento del sistema y la conexión del transformador (si es que lo hay en el sistema híbrido).

Las fallas en los sistemas de distribución se clasifican en transitorias o permanentes. Una falla que en su inicio puede ser de naturaleza transitoria puede convertirse en permanente si no se libra rápidamente. Una falla permanente es aquella que persiste a pesar de la rapidez con la que el circuito se desenergiza.

Para incrementar el nivel de confiabilidad (continuidad del servicio) en el suministro de energía eléctrica existen las siguientes opciones:

- Diseñar, construir y operar un sistema de tal forma que el número de fallas se minimice.
- Instalar equipo de protección contra sobrecorrientes de tal forma que se reduzca el efecto de las fallas.

Es por ello que se deben analizar las dos alternativas para que el servicio al consumidor tenga un nivel de confiabilidad aceptable al más bajo costo. Las funciones de un sistema de protección contra sobrecorrientes se mencionan a continuación:

- Aislar fallas permanentes. Aislar fallas permanentes de las secciones no falladas del sistema.
- Minimizar el número de fallas permanentes y de salidas. Desenergizar rápidamente fallas transitorias antes de que se presente algún daño serio que pueda causar una falla permanente.
- Minimizar el tiempo de localización de fallas. Para reducir el tiempo requerido, los dispositivos de protección deben ser cuidadosamente coordinados, para que el dispositivo más cercano a la parte con falla permanente opere a la posición de bloqueo.
- Prevenir contra daño al equipo.
- Minimizar la probabilidad de caída de tensión en la línea.
- Minimizar las fallas internas de los equipos.
- Minimizar los accidentes mortales.

Además los sistemas de protección contra sobrecorrientes deben ofrecer las funciones de seguridad, sensibilidad y selectividad.

- Seguridad. El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, del tal forma que reenergice el circuito cuando se tenga carga desbalanceada, corrientes de arranque de carga

fría, armónicas, y otros transitorios o condiciones de estado estable que no sean peligrosos para los componentes o causen daños mortales a personas.

- **Sensitividad.** Se deben detectar fallas transitorias o permanentes al final del alimentador principal y prevenir la fusión de los fusibles instalados en los más remotos ramales debido a fallas transitorias en los mismos.
- **Selectividad.** El dispositivo de protección más cercano a una falla permanente debe ser el que la bloquee.

Para nuestro estudio sólo describiremos dos dispositivos de protección contra sobrecorriente los interruptores y los fusibles.

Interruptores

Los interruptores son dispositivos de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto la corriente de operación normal como altas corrientes durante un tiempo específico, debido a las fallas en el sistema. Los interruptores pueden abrir o cerrar en forma manual o automática por medio de relevadores, que son los encargados de sensar las condiciones de operación de la red; situaciones anormales tales como sobrecargas o corrientes de falla ejercen acciones de mando sobre el interruptor ordenándole abrir.

El tiempo requerido para que el interruptor abra sus contactos y se extinga el arco una vez que éste recibe la señal de apertura se ha estandarizado en cinco ciclos. El tiempo de apertura es de gran importancia tanto para la coordinación como para la protección de los conductores y el equipo. El interruptor debe ser capaz de cerrar corrientes hasta de 1.6 veces su capacidad nominal.

Fusibles de baja tensión

Son dispositivos de protección que operan cuando una sobrecorriente pasa por él y pone en peligro los equipos o instalaciones del sistema, pudiendo deberse esta sobrecorriente a sobrecargas o cortocircuitos.

La selección adecuada de un fusible debe considerar:

- Proteger a los equipos del circuito bajo cualquier condición de sobrecorriente que los pueda dañar.
- En condiciones normales de operación el fusible no debe operar.
- Si dos o más fusibles se encuentran instalados en serie y se presentara una falla, únicamente deberá operar el que se encuentre más cercano a este punto.

Un fusible está diseñado para fundirse en un tiempo especificado para una determinada corriente. Estas características de operación o curvas tiempo-corriente están representadas por dos curvas fundamentales:

Curva mínima de fusión (mínimo tiempo de fusión).

Curva máxima de fusión (máximo tiempo de despeje).

A continuación se presentan las definiciones utilizadas para especificar estos dispositivos:

- Tiempo de fusión. Es el tiempo necesario para que el elemento fusible se funda.
- Tiempo de excitación del arco. Es el tiempo necesario para extinguir el arco.
- Tiempo de despeje. Es el tiempo que necesita un fusible para interrumpir una sobrecorriente.
- Valor nominal de corriente. Este valor es asignado por el fabricante y es la corriente que el fusible puede conducir continuamente sin deterioro bajo condiciones especificadas de uso.
- Corriente mínima de fusión. Es el valor de corriente más bajo que causa la fusión del elemento fusible en un tiempo infinito.
- Sobrecorriente. Es cualquier corriente que sea mayor a la corriente mínima de fusión.

Los fusibles de baja tensión se elaboran de zinc cuyo punto de fusión alcanza los 420°C y se encierran en tubos de cerámica o fibra vulcanizada junto con un material inerte cuya misión principal es ahogar el arco y así reducir la magnitud de la explosión provocada en fallas de cortocircuito. Estos fusibles se fabrican para utilizarse en dos tensiones diferentes: 250Vca o menos y 600 Vca o menos, y en ambas series hasta para 600 Amperes nominales.

En normas internacionales los fusibles descritos son conocidos como fusibles clase H. Estos fusibles tienen una capacidad interruptiva de 10, 000 Amperes simétricos. Se han diseñado otro tipos de fusibles con capacidad interruptiva superior a 10,000 amperes simétricos, tales como:

- Fusible clase K. Estos dispositivos son de doble elemento y sus tipos y dimensiones son exactamente iguales a los de fusibles renovables clase H. La capacidad interruptiva de estos fusibles varía desde 50,000 hasta 20,000 amperes simétricos.
- Fusible clase G. Son fusibles de alta capacidad interruptiva y limitadores de corriente; tienen dimensiones especiales y se fabrican para utilizarse en circuitos con tensiones hasta de 300 V a tierra y corrientes nominales hasta de 50 Amperes. Su capacidad interruptiva es de 100,000 Amperes simétricos.
- Fusible clase J. Son fusibles de alta capacidad interruptiva y limitadores de corriente; tienen dimensiones especiales y se fabrican para utilizarse en circuitos con tensiones hasta de 600 Volts y corrientes de hasta 500 Amperes nominales. Su capacidad interruptiva es de 200,000 Amperes simétricos.

- Fusible clase L. Son de alta capacidad interruptiva y limitadores de corriente. Se pueden utilizar en circuitos con tensiones hasta de 600 Volts y corrientes nominales desde 601 Amperes. Su capacidad interruptiva es de 200,000 Amperes simétricos.

Coordinación de Protecciones

La coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie, que también se le conoce como cascada, debido a que la mayoría de estos funciona en forma radial. Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo "protector", y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el dispositivo de "respaldo". El requerimiento indispensable para una adecuada coordinación consiste en que el dispositivo protector debe operar y despejar la sobrecorriente antes que el dispositivo de respaldo se funda u opere a bloqueo.

Existen diferentes esquemas de protección que se aplican en función de la importancia del suministro de energía, aquí sólo describiremos dos:

- Interruptor-fusible. El fusible tiene la función de operar con una falla del lado de la carga, impidiendo que opere el interruptor (relevador de tiempo), a menos que este último cuente con un relevador instantáneo que operará de inmediato, y en caso de persistir la falla operará el fusible después de realizarse el recierre, quedando como respaldo nuevamente el interruptor. Se recomienda un tiempo mínimo de 0.35 segundos entre la curva I-t de interrupción total del fusible y la curva I-t del relevador de tiempo del interruptor. En la figura 7.3 se muestra la coordinación de estos dispositivos.

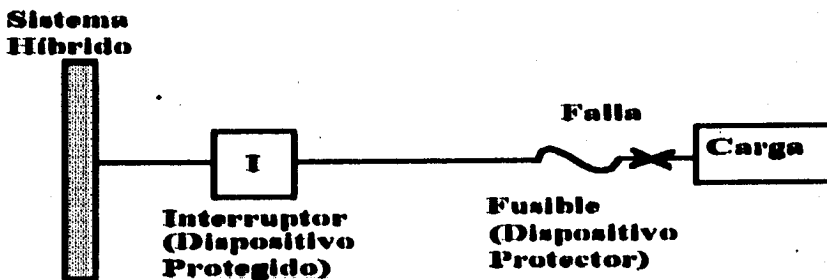


Figura 7.3. Coordinación interruptor-fusible. (Sistemas de distribución, Espinosa y Lara, Roberto).

- Fusible-fusible. Para lograr una coordinación entre fusibles se utilizan las curvas corriente-tiempo mínimo de fusión y las curvas corriente-tiempo de interrupción total de cada fusible

empleado (F1 y F2), de tal manera que para una falla en el lado de la carga debe operar el fusible protector (F2) antes de que se presente algún daño en el fusible protegido (F1), el cual debe operar únicamente como respaldo para la misma falla o para alguna otra que se presente entre los dos fusibles en serie. En la figura 7.4 se ilustra el arreglo de coordinación.

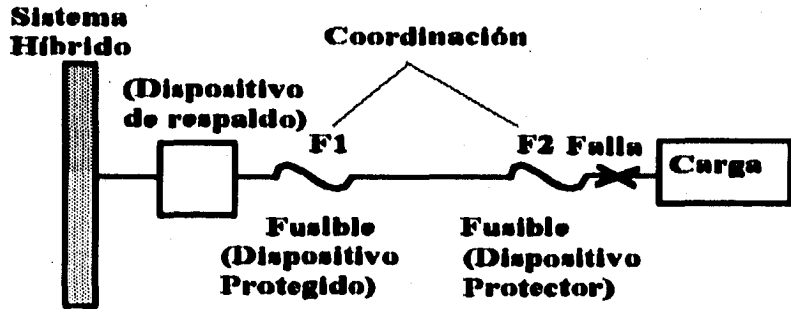


Figura 7.4. Coordinación fusible-fusible. (Sistemas de distribución, Espinosa y Lara, Roberto).

VII.2.2.2 Protección Contra Sobretensiones

Las sobretensiones que se presentan en un sistema eléctrico, de acuerdo a las causas que las producen, se clasifican en:

- Sobretensiones de origen interno. Se deben principalmente a la operación de dispositivos de desconexión y fenómenos de ferorresonancia en el sistema.
- Sobretensiones de origen externo. Se deben principalmente a descargas atmosféricas. Cuando las descargas inciden directamente en los circuitos aéreos, como los conductores de fase, hilos de guarda o postes, se producen tensiones transitorias excesivas en el sistema. De igual manera, las descargas que inciden cerca de un poste también pueden inducir tensiones excesivas en la línea, que finalmente causan flameos. Las tensiones transitorias viajan a lo largo de las líneas y pueden causar fallas de aislamiento en el equipo conectado a ellas si no se han protegido adecuadamente.

Para proteger los cables y equipos contra estas sobretensiones se deben instalar equipos adecuados, tales como cuernos de arqueo, hilos de guarda o apartarrayos, y diseñar el aislamiento en los equipos de tal manera que satisfagan los requisitos mínimos de protección.

Cuernos de arqueo. Uno de los medios más simples y económicos para proteger el equipo de distribución es el de los cuernos de arqueo. Estos se colocan en paralelo con el equipo que se desea proteger, seleccionando la separación entre electrodos de tal modo que

sean capaces de soportar la tensión nominal más alta del sistema y produzcan la descarga cuando ocurra cualquier sobretensión. La aplicación de los cuernos de arqueo se ha visto limitada debido a su incapacidad de autoextinguir la corriente de 60 ciclos que sigue a la corriente transitoria, produciéndose una falla a tierra que debe ser eliminada por la operación de interruptores con recierre.

Hilo de guarda. Es un conductor de acero que corre paralelamente a las fases del sistema; debe ser soportado adecuadamente en las torres o postes y ser aterrizado a intervalos continuos a lo largo de la ruta.

Apartarrayos. Para la protección de sobretensiones se utilizan dos tipos de apartarrayos que son:

- **Apartarrayos tipo autovalvular.** Consiste básicamente de un entrehierro y una resistencia no lineal. El entrehierro aísla la línea de tierra en condiciones normales de operación y es capaz de descargar corrientes transitorias a tierra con una tensión de descarga baja; de igual forma, la resistencia ofrece una alta impedancia a corriente que sigue a la transitoria.

Cuando los entrehierros flamean, las válvulas conducen una corriente aproximadamente igual a:

$$I = KV^n \dots\dots\dots(7.9)$$

donde n fluctúa entre 4 y 6 para el carburo de silicio (SiC) y K es una constante que depende del diseño y especificación del apartarrayos. V es la tensión e I es la corriente.

Los apartarrayos están sometidos a dos tensiones: la tensión de operación del sistema y las sobretensiones que producen las descargas atmosféricas. En condiciones normales de operación, el entrehierro permite que pase una pequesísima corriente a tierra; cuando se produce una sobretensión el aire del entrehierro se ioniza y, cuando finalmente se produce el arqueo, la resistencia del entrehierro se hace cero y la corriente transitoria ha pasado, la tensión del elemento regresa a su valor normal, su valor de resistencia se eleva y la corriente de 60 ciclos se elimina al llegar a su cero natural, quedando listo el apartarrayo para iniciar otro ciclo de operación.

La operación de un apartarrayos se realiza en tres etapas: chispeo, descarga de la corriente transitoria e interrupción de la corriente de 60 ciclos posterior al transitorio. La descarga ocurre a través de una trayectoria de baja resistencia compuesta por el circuito serie de entrehierros y elementos valvulares, ya que la resistencia del arco en el entrehierro es despreciable. La resistencia no lineal de los elementos valvulares es un factor crítico para determinar la resistencia total de la trayectoria de descarga.

La tensión de chispeo (se refiere a la iniciación del ciclo de protección del apartarrayos) de 60 ciclos de un apartarrayos autovalvular se ha normalizado igual a 1.5 veces la tensión nominal del apartarrayos como mínimo, para apartarrayos que excedan los 60 kV de tensión nominal. El procedimiento que se acostumbra para seleccionar el valor nominal de un apartarrayos incluye el cálculo de la tensión más alta de línea a tierra en condiciones de falla monofásica a la frecuencia de 60 Hz. Esta tensión se puede calcular multiplicando la tensión máxima de línea a línea por el coeficiente de aterrizamiento del sistema, en el punto donde se instale el apartarrayos.

Selección de un apartarrayos autovalvular.

Las principales características que deben tomarse en cuenta para la selección de un apartarrayos tipo autovalvular son las siguientes:

- Tensión nominal (V_n)
- Corriente de descarga (I_d)
- Tensión de chispeo (TCH) (con onda 1.2/50 μ s)
- Tensión de descarga (TD) (con onda 8/20 μ s)
- Tensión de descarga a 60 Hz
- El concepto que define el grado de protección que debe ofrecer un apartarrayos o bien la coordinación de aislamiento entre éste y el sistema o equipo se conoce como margen de protección (MP); siendo entonces, la diferencia que se debe tener entre el NBA (Nivel Básico de Aislamiento) del aislamiento al impulso y la máxima tensión que puede aparecer en los apartarrayos.
- Tensión inducida en los cables de conexión del apartarrayos = 5.2 kV/m

El método general de selección de apartarrayos se describe a continuación.

- a) Determinar la tensión máxima de fase a tierra, a la frecuencia de operación, en el lugar donde se instalará el dispositivo.
 - b) Estimar la magnitud de la corriente de descarga más severa a que se verá sometido el apartarrayos.
 - c) Seleccionar, de manera tentativa, la clase y tensión nominal del apartarrayos.
 - d) Tomar en cuenta las características de protección de los apartarrayos seleccionados tentativamente.
 - e) Comparar la resistencia al impulso del aislamiento que se desea proteger con las sobretensiones que se presenten.
 - f) En caso de que el punto anterior indique que no se puede lograr una coordinación de aislamiento adecuado, es necesario realizar una nueva evaluación.
- Apartarrayos de óxido de Zinc (ZnO). El material con el que se fabrica este tipo de apartarrayos es de óxido de zinc que tiene mejores características de no-linearidad que los

de carburo de silicio (SiC). Debido a sus excelentes características de no-linealidad y a sus bajas pérdidas a tensiones nominales de operación, ha sido factible no utilizar entrehierro, lo que permite reducir de manera considerable el tamaño de estos equipos y por ende su peso.

Sus características tensión-corriente permiten a este apartarrayos descargar únicamente a un valor de corriente predeterminado, lo que hace posible mantener un nivel de protección adecuado al sistema. Las ventajas que ofrecen este tipo de dispositivos con respecto a los de tipo autovalvular son:

- Mejoran los márgenes de protección.
- Mayor capacidad térmica.
- Construcción más sencilla al no tener entrehierros.
- Tamaño y peso reducido.
- Mejor comportamiento en zonas contaminadas.

La selección de este tipo de apartarrayos está basada en su máxima tensión continua de operación (MTOC), que es la que se aplica al aparato de línea a tierra. Para sistemas sólidamente aterrizados, esta tensión es la máxima que existe entre línea a tierra.

Características de funcionamiento requeridas de un supresor

Cuando se selecciona un supresor de transitorios para proteger computadoras o cualquier dispositivo de un equipo basado en un microprocesador, deben considerarse las siguientes características de funcionamiento.

- a) Tiempo de respuesta: es el tiempo que tarda el supresor en actuar y comenzar a absorber el transitorio que esta ingresando. Debido a las características de la forma de onda de los transitorios, un supresor debería ser capaz de responder dentro de unos pocos nanosegundos.
- b) Nivel de protección de voltaje (VLP): independiente de la magnitud del voltaje transitorio que ingresa, un supresor debe activarse a un cierto nivel de voltaje y mantenerlo en un umbral de voltaje seguro. Si no lo hace, el supresor dejara pasar energía del transitorio lo que producira degradacion o daño a la micro-circuiteria.

Para que un supresor de transitorios provea un comportamiento satisfactorio debe recortar el transitorio a un 120% del valor de voltaje pico nominal de la onda seno

Cuando se necesita suprimir grandes cantidades de corriente, por ejemplo ante un rayo, o cuando se esta en la proximidad de un conmutador de altas corrientes, el punto de recorte no debe exceder el 150% del valor pico nominal.

- d) **Disipacion de Potencia:** generalmente medida en Watts, la disipacion de potencia se refiere a la capacidad del supresor para absorber la energia durante el transitorio, sin exceder el Nivel de Proteccion de Voltaje seguro para el dispositivo o aparato que se esta protegiendo. Es muy importante conocer la relacion del punto de corte, Nivel de Voltaje Máximo del dispositivo, con respecto a la capacidad máxima de corriente del supresor.
- d) **Operacion libre de perturbacion:** un supresor deberia ser capaz de funcionar sin cesar, o, de otra forma sin interrumpir la operacion del sistema protegido. La accion de recorte no debe cortar la alimentacion al sistema protegido.
- e) **Confiabilidad de funcionamiento:** Se refiere a la capacidad del supresor para manejar un transitorio tras otro sin que se alteren sus características de operacion. El nivel de proteccion de voltaje (VLP) no debe modificarse con el uso.
- f) **Vida útil:** la vida útil de un supresor se refiere al número de veces que absorbera transitorios sin degradación o falla. Obviamente, mientras mayor sea la vida útil de un supresor, mayor sera su costo. La vida útil no deberia reducirse por corrimiento térmico.

Diferentes tecnologías estan siendo comercializadas actualmente bajo la categoria de "Supresores de Transitorios o de Sistemas Supresores de Transitorios". No todas las tecnologías de supresión son igualmente efectivas. A continuación mencionamos algunas de ellas:

Tubo de gas

Los protectores de tubo de gas son los más lentos (microsegundos) y sus niveles de protección de voltaje son demasiado altos (400 hasta 900 V) para ser efectivos en proteger la electrónica contra los sobrevoltajes transitorios. Son dispositivos primarios instalados para proteger contra rupturas de aislamiento.

Varistores de óxido metálico (MOV)

Diseñados en un principio para proteger motores, contactores, conmutadores y otros dispositivos inductivos, los MOV's son utilizados ampliamente en sistemas supresores, tal vez debido a su bajo costo inicial. Tienen un tiempo de respuesta relativamente rápido (alrededor de

35 nanosegundos), pero el nivel de protección de voltaje se eleva a niveles demasiados altos (300 a 600V) cuando suprimen transitorios de alta energía.

Funcionamiento

Los varistores de óxido metálico son resistores variables con el voltaje, contruidos de óxido de metal. Las partículas de óxido metálico se transforman en pequeños discos por medio de muy altas presiones, para luego instalarle terminales a dicho disco. Mientras esta conduciendo corriente, el voltaje sobre el dispositivo se regula al punto de corte o nivel de voltaje de ruptura. A medida que la corriente sobre el varistor aumenta, la resistencia del "resistor" disminuye en una caída que mantendrá constante la caída de voltaje en el punto de corte.

Diodos supresores de avalancha de Silicio (SASD)

Los diodos supresores de avalancha de silicio (SASD), permiten un tiempo de respuesta inferior a 5 nanosegundos. Tienen también un bajo nivel de corte de voltaje transitorio, típicamente es inferior a 300 V.

Estos supresores son también los más efectivos cuando se comparan con respecto al criterio de confiabilidad, operación libre de perturbación y vida útil. La desventaja de los diodos supresores de avalancha de silicio es su capacidad individual de disipación de potencia.

Circuitos híbridos serie

Desarrollados a comienzos de la década de los 80's en un intento por superar las limitaciones y fallas de los tubos de gas, los MOV's y los diodos supresores individuales de silicio, estos supresores híbridos tratan de combinar las mejores características de cada tecnología, de ahí su nombre de "híbridos".

VII.2.3 Recomendaciones Generales para la Red de Distribución

La tensión eléctrica normalizada para redes de distribución en baja tensión es de 3 fases, 4 hilos conexión 220Y/127V. La altura mínima de conductores deberá ser de 4.50 m. Las cepas se harán de acuerdo al tipo de suelo, tal como lo especifican las normas de redes aéreas al igual que las cargas mecánicas que soportarán los postes, estas se apegarán a los diseños de velocidad de viento. Se deben respetar los espacios sugeridos para colocar los postes a estructuras diversas. La postería deberá estar en el camino, separada 50 cm de la cerca.

La posteria se clasificará de acuerdo a su función, es decir, si son postes de paso, de remate y de cambio. Para zonas rurales se recomienda el uso de postes de madera por ser más baratos, aunque se ha visto que se usan postes de tubo con espesor de aproximadamente de 5 cm. La longitud mínima del poste para líneas secundarias será de 9 metros.

Se utilizará cable de cobre o de aluminio dependiendo de las características del lugar, esto es, que si el ambiente es corrosivo se recomienda utilizar conductor de cobre y aunque este último es caro se reducen las pérdidas en el transporte de la energía. Por otro lado, los conductores de aluminio son más baratos y se recomiendan en lugares no corrosivos y donde no es necesario trasladar la corrientes por grandes distancias. El conductor neutró se ubica en la parte superior del bastidor y se fija en un carrete H, tanto en estructuras de paso como de remate. Luego se colocarán las fases a, b y c. En tramos que excedan de 50 m, se debe instalar un separador a mitad del tramo interpostal, independientemente que se utilice para fijar acometidas. El máximo tramo interpostal será de 65 m. El conductor mínimo a utilizar en líneas secundarias con material de cobre será del número 6 AWG, para líneas con conductor de aluminio puro será del número 3/0 AWG y para ACSR será del número 2 AWG. Al final del área secundaria se puede reducir el número de fases y/o su calibre en función de la carga por alimentar.

Bibliografía:

- ¹ - Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas, Parte I. Instalaciones para el Uso de Energía Eléctrica: NTIE-81, Dirección General de Normas y el Instituto Politécnico Nacional. México, D. F., Febrero de 1994.
- ² - Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP-1994 Relativa a las Instalaciones Destinadas al Suministro y Uso de la Energía Eléctrica, Diario Oficial de la Federación, México, D. F., Octubre de 1994.
- ³ - Espinosa y Lara, Roberto; Sistemas de Distribución; Ed. Limusa; México, D.F.; 1990.
- ⁴ - Normas de Distribución-Construcción-Líneas aéreas, Comisión Federal de Electricidad, México, D. F., 1988.
- ⁵ - Transtector systems; Transtector. Superior Surge Suppression.

CAPÍTULO VIII

APLICACIÓN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL CON UN SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO- FOTOVOLTAICO-DIESEL

VIII.1 Introducción

Los sistemas híbridos de energía que combinan varias fuentes de energía no convencionales con convencionales para la electrificación rural en nuestro país ha sido una opción para suministrar de energía eléctrica a poblaciones aisladas que por su difícil acceso resulta costoso la extensión de la red de distribución. En México se han hecho intentos de electrificar comunidades rurales con esta idea. Los sistemas híbridos que conocemos son (ver tabla 8.1):

Santa María Magdalena, Hidalgo. Este es un sistema híbrido Eólico-Fotovoltaico-Diesel.

San Antonio Agua Bendita, Estado de México. Cuenta con la misma tecnología que el anterior y es también Eólico-Fotovoltaico-Diesel.

X-calac, Quintana Roo. Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico-Diesel.

El Junco, La Grufidora, Ignacio Allende, El Calabazal; Municipio de Mazapil, Zacatecas. Son sistemas híbridos que cuentan únicamente con fuentes alternas, es decir, Eólico-Fotovoltaico.

Isla Guadalupe, Baja California. Es un sistema híbrido Eólico-Diesel.

Puerto Lobos, Sonora. Sistema híbrido Termosolar (ciclo Rankine)-Diesel.

Estado	Municipio	Localización	Año de instalación	Tipo de sistema	Pot. FV (kW)	Pot. Eólica (kW)	Pot. Diesel (kVA)
Hidalgo	Actopan	Sta. Ma. Magdalena	1991	Eólico-FV-Diesel	4.32	5	18.4
Quintana Roo	Othón P. Blanco	X-Calac	1992	Eólico-FV-Diesel	11.2	60	125
Zacatecas	Mazapil	El Junco	1992	Eólico-FV	1.6	10	---
Zacatecas	Mazapil	La Grufidora	1992	Eólico-FV	1.2	10	---
Zacatecas	Mazapil	Ignacio Allende	1992	Eólico-FV	0.8	10	---
Zacatecas	Mazapil	El Calabazal	1992	Eólico-FV	0.8	10	---
México	Tenancingo	Sn. Antonio Agua Bendita	1993	Eólico-FV-Diesel	12.39	20	40

Tabla 8.1. Sistemas híbridos instalados en México. boletín IIE, sep/oct de 1995¹

De acuerdo con la ubicación geográfica de nuestro país el recurso solar abunda y es excelente para aprovechar la tecnología solar, sin embargo, en el caso de Puerto Lobos es un sistema que no ha tenido éxito debido a los múltiples problemas técnicos y económicos que se han presentado, y esto se debe principalmente a que no se ha tenido la experiencia y el desarrollo tecnológico necesario para su puesta en marcha. Por otro lado, la tecnología fotovoltaica está por demás comprobada y comercializada. La tecnología fotovoltaica, en los sistemas híbridos, constituye una parte esencial ya, que es mucho más fácil encontrar sitios con potencial solar que eólico. De igual forma, se ha reportado que es mucho más probable que el sistema eólico pueda salir de operación que el sistema fotovoltaico, especialmente en ciertas

regiones, principalmente costeras, cabe recordar que nuestra situación geográfica corresponde a una de las zonas con mayor índice de huracanes.

El sistema híbrido de Santa María Magdalena es uno de los sistemas ya instalados que se ha acercado más a cumplir con los requerimientos técnicos y de la comunidad. Es por ello que lo hemos elegido para nuestro estudio. En las siguientes secciones analizaremos las características de este sistema.

VIII.2 Diagnóstico de la Comunidad de Santa María Magdalena¹

Para la electrificación de la comunidad de Santa María Magdalena se tomaron en cuenta, inicialmente, 19 tecnologías de las cuales 8 tecnologías se consideran de energía probable y las restantes como revisadas pero no consideradas. En la tabla 8.2 se muestra la lista de tecnologías.

De las 8 tecnologías de energía probable se consideraron como las más viables para la electrificación de la comunidad a las siguientes:

- 1) Diseño de planta de energía diesel central (diesel)
- 2) Extensión de la red eléctrica (red)
- 3) Diseño de planta central de energía híbrida (híbrido)

<i>Tecnologías de Energía Probable</i>	Petróleo Distribuido o Generación de Motor Diesel Planta Central Generadora de Diesel Sistema Fovoltaico Distribuido Sistema Central Fovoltaico Sistema de Conversión de Energía Eólica Sistema Híbrido Extensión de la Red de Servicio Público Turbina de Vapor de Ciclo Cerrado
<i>Tecnologías Revisadas y No Consideradas</i>	Celdas de Combustible Biomasa Dendrotérmico Generador Solar Termoelectrico Motor de Gas Natural Generadores Termoelectricos Almacén de Bombeo Energía Geotérmica Energía Hidroeléctrica Generadores Stirling Turbinas de Gas

Tabla 8.2. Lista de tecnologías consideradas.

A continuación, compararemos los tres diseños seleccionados tal como lo hicieron los diseñadores encargados de la electrificación de Santa María Magdalena. Estos diseños se comparan directamente con respecto a su costo, impacto en el ambiente, efecto socio-económico y capacidad para satisfacer los objetivos de electrificación rural.

Adecuado para lugares Remotos.

1.- Híbrido

- Disponibilidad de alta energía independiente de las condiciones del lugar o del clima.
- Costos de operación del diesel primario reducido a más del 70%.
- Mantenimiento diesel y ajustes generales reducidos a una tercera parte.
- Vida del diesel prolongada 4 veces.
- Capacidad eólica y fotovoltaica reducida.
- Manejo de grandes sobrecargas de corriente y cargas desequilibradas.

2.- Red

• Una vez que las líneas instaladas se extienden a una comunidad rural, el servicio eléctrico generalmente es bueno. Las líneas de distribución, en general, funcionan periódicamente en muchos kilómetros sobre el terreno y algunas veces en territorio hostil. Estas son típicamente líneas de baja capacidad e instaladas al menor costo posible.

• Por una gran variedad de causas la línea puede romperse. En el caso de una línea rota el servicio a la comunidad se interrumpe. Dependiendo de las condiciones climáticas o del tipo de terreno podrían ser arduas las reparaciones. Debido a que puede tomar mucho tiempo reparar la línea dañada, el servicio a una área remota frecuentemente es mucho menos confiable que el servicio a una ciudad.

3.- Diesel

• Mientras los generadores de motor diesel o petróleo es la tecnología más fácil de instalar, las áreas rurales de México no tienen una infraestructura fuerte y establecida para servir a los grupos generadores. Las fallas frecuentemente causarán pérdidas catastróficas de energía. Las logísticas de reparación son frecuentemente difíciles, con grandes y pesadas partes necesarias para la reparación.

• También el consumo de combustible de los sistemas diesel sencillos es muy alto. El desempeño de los grupos generadores diesel en áreas rurales es frecuentemente más pobre que las especificaciones de desempeño publicado por el fabricante. El fabricante gradúa la eficiencia del generador de 25 a 30%, generalmente disminuye en el campo entre 5 y 20%.

- Frecuentemente fallan debido a condiciones difíciles, mantenimiento inadecuado, y problemas de abastecimiento de combustible.

Suministrar energía con calidad de red eléctrica.

1.- Híbrido

- La configuración híbrida es similar en calidad de salida al del diesel primario y al de sistemas de extensión de la red, pero los sistemas híbridos ofrecen mayor flexibilidad y una mejor disponibilidad de energía para las comunidades remotas que esas dos fuentes de energía.

- La energía híbrida proporciona más confianza en demanda, las 24 horas del día.

2.- Red

- A pesar de que en una línea de distribución llevada a una comunidad rural debe proporcionar un servicio excelente, puede haber interrupciones frecuentes y extensas al servicio.

- También podría esperarse que la calidad de la energía proporcionada en un área remota sería menos que la abastecida en una ciudad.

- Habrá fluctuaciones de tensión debido a descargas atmosféricas y otras condiciones del ambiente impuestas en las largas líneas de extensión.

- Algunas disminuciones de voltaje ocurren con frecuencia con el crecimiento de la carga.

3.- Diesel

- Poca disponibilidad de energía.

Proporcionar energía al más bajo costo.

En la tabla 8.3 se muestra una comparación del costo de la energía de acuerdo a la tecnología utilizada hecha por la Compañía de Luz, el Gobierno del estado de Hidalgo y la compañía Integrated Power Corporation para la electrificación del poblado de Santa María Magdalena.

ANÁLISIS ECONOMICO	
<i>Resumen de Costos Central Diesel</i>	
Costo de capital instalado	\$ 90,626.00
Costo de operación por año	\$ 23,404.00
Costo total ciclo de vida periodo 25 años	\$ 534,667.00
Costo de energía ciclo de vida	\$ 1.3/kW-h
<i>Resumen de Costos Extensión de la Red</i>	
Costo de capital instalado	\$ 329,315.00
Costo de operación por año	\$ 62,867.00
Costo total ciclo de vida periodo 25 años	\$ 1,339,009.00
Costo de energía ciclo de vida	\$ 3.26/kW-h
<i>Resumen de Costos Sistema Híbrido</i>	
Costo de capital instalado	\$ 106,585.00
Costo de operación por año	\$ 3,873.00
Costo total ciclo de vida periodo 25 años	\$ 255,507.00
Costo de energía ciclo de vida	\$ 0.62/kW-h
Estimación en dólares (\$)	

Tabla 8.3. Costo de la energía. datos de 1990. (CLFC, Edo. Hidalgo, IPC)⁴

1.- Híbrido

- El diseño híbrido suministra energía por \$0.68 por kW-h menos que una planta diesel central y \$2.64 por kW-h menos que una red instalada extendida (por 10 km).
- Los costos de energía son más estables que el sistema diesel puesto que una parte de la fuente de energía es natural.

2.- Diesel

- Una planta diesel con manejo de carga modesto, ofrece el segundo costo más bajo de energía de ciclo de vida. Su costo de capital es más bajo que las otras alternativas, pero el costos de combustible y de operación y mantenimiento sobre la vida de la planta son mayores.

3.- Red

- Los costos de instalación y mantenimiento para extender una línea de distribución en México, son muy altos. El último dato que hemos obtenido por parte de la unidad de electrificación de la Comisión Federal de Electricidad es de septiembre de 1995 y muestra que el kilometro de línea de distribución, esto es, de 6,500 a 34,500V cuesta N\$ 45,000 aproximadamente por instalación. En tanto que el poste de baja tensión se calcula en N\$4,500.00. En la figura 8.1 vemos la gráfica de este análisis comparativo.

Los análisis en este estudio muestran que aún para cargas tres veces la carga típica de la comunidad rural de 45 kW-h/día, los costos de energía para extender la red más de 5 km exceden los costos de energía de un sistema híbrido. Si la red se extendiera más de 10 o 20 km

los costos de energía se convierten extremadamente altos. Si el terreno sobre el cual las líneas de distribución debe correr es muy rugoso, los costos suben aún más. Por estas razones, la extensión de instalación debe solo ser consideradas para cargas muy grandes, o para extensiones de red de menos de aproximadamente de 5 km.

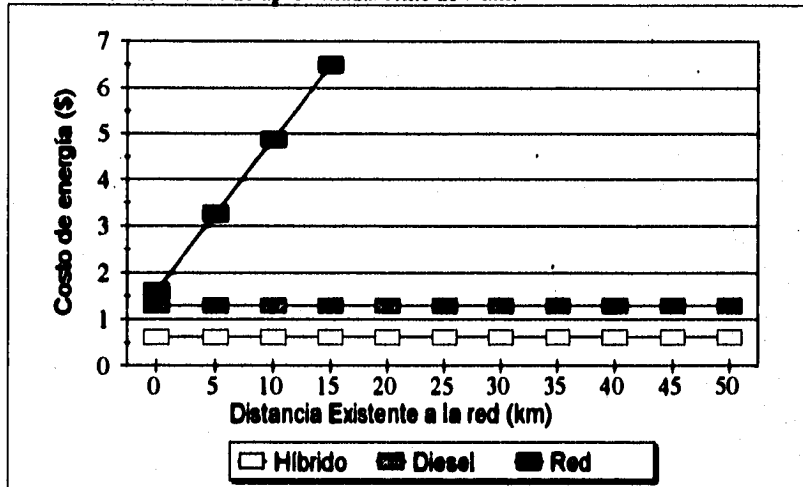


Figura 8.1. Costo de ciclo de vida de energía vs. distancia de la red. (CLFC, Edo. Hidalgo, IPC)³

Alta confiabilidad

1.- Híbrido

- El componente fotovoltaico de un sistema híbrido ofrece la más alta confiabilidad de equipo de energía, debido a que la conversión de energía lumínica en eléctrica es directa y sin partes en movimiento.
- El diseño altamente modular del sistema híbrido proporciona trayectorias automáticas de energía en caso de una falla.
- Al utilizar dos o tres fuentes combinadas de energía, también se proporciona un diseño redundante en cierto modo. En muchas regiones de la República Mexicana, los sistemas eólicos y fotovoltaicos son fuentes complementarias, con el viento generalmente más fuerte cuando los niveles de insolación disminuyen.
- Los sistemas diesel operando a toda su carga son generalmente confiables. Por otro lado, el aerogenerador puede también lograr niveles altos de confiabilidad.

2.- Red

- Una red central de instalación, normalmente es una fuente de energía muy confiable. Sin embargo, hay muchos riesgos para una línea de distribución extendida. Esto puede incluir una falla de polo individual, crecimiento de árboles, climas extremos, declives de la tierra en algunas áreas, tensiones térmicas, el soplo de la brisa del aire, etc. Las líneas han fallado debido a golpes de rayos directos o rayos que causan incendios.

3.- Diesel

- El desempeño adecuado requiere absolutamente de un programa estricto de mantenimiento preventivo y servicio regular.

Operación y mantenimiento

1.- Híbrido

- El mantenimiento rutinario del sistema híbrido es similar a la del sistema diesel, pero debido a que los sistemas híbridos optimizan la operación del diesel y reducen las horas de operación, la frecuencia de mantenimiento se reduce.

2.- Red

- De acuerdo a la CLFC, tanto los costos de mantenimiento preventivo, como los de correctivo para líneas de extensión de red es 2.5 veces mayor que los costos de mantenimiento rutinario programados. Esto es en parte, a la necesidad de vehículos y equipo especializado para llegar a las áreas remotas, donde las fallas de las líneas de servicio general ocurren con mayor probabilidad.

- El tiempo de paro para reparar las líneas con fallas, puede ser muy largo debido al acceso frecuentemente difícil al punto de falla.

3.- Diesel

- El proporcionar mantenimiento de rutina en lugares remotos presenta problemas difíciles. En muchos lugares remotos, los programas de mantenimiento no se cumplen adecuadamente. Se requieren expertos y partes adecuadas para algunas labores de mantenimiento, como las bombas de inyección de combustible y boquillas, estas partes y técnicos capacitados no siempre están disponibles.

- El enviar el combustible puede ser muy costoso y poco confiable al punto que los sistemas diesel se apagan durante largos periodos esperando combustible.

Operación Autónoma

1.- Red

- La tecnología para extender la red de energía, es superior a las demás tecnologías para funcionar sin operador. Hay poca o ninguna necesidad de que un operador revise el desempeño del sistema o haga labores de mantenimiento rutinarios. En una zona aislada éste es un beneficio mayor.

2.- Hibrido

- La operación optimizada de los componentes híbridos disminuye la necesidad de atención, requieren un operador ocasionalmente.

3.- Diesel

- Pueden adaptarse a la operación autónoma poniendo énfasis a la prevención y rasgos del sistema de protección. Se aconseja tener señales de alarma para muchos parámetros de operación. También el sistema debe incluir apagado de motor automático para ciertas circunstancias incluyendo bajas de presión, altas temperaturas de cilindro, sobre velocidad, sobre frecuencia, baja frecuencia, voltaje del generador alto/bajo, corriente alta, tanques diarios vacíos, nivel diario del tanque de combustible, equipo para líquido de temperaturas altas, etc.

Aceptación Local

1.- Red

- Es un medio estándar para el suministro de electricidad.
- Impone menos restricciones al usuario por lo que esta sería aceptada rápidamente por los residentes de la comunidad.

2.- Hibrido

- Proporciona menos limitaciones a los usuarios que una central diesel, la disponibilidad de energía iguala a la extensión de red y ofrece una mejor oportunidad para futuras extensiones y desarrollo de los sistemas de energía, utilizando nuevas tecnologías de energía.

3.- Diesel

- Genera más problemas de emisiones, ruido y manejo de combustible que cualquiera de las alternativas.

Seguridad

1.- Red

- Ya que la generación real de energía se lleva a cabo a muchos kilómetros de distancia de la comunidad, la extensión de la red es la tecnología de energía más segura que las otras dos.

2.- Diesel

- A pesar de que no son tan seguros como la red, estos sistemas tienen la ventaja de ser bien conocidos.

- Solamente requieren precauciones típicas que se llevan a cabo en cualquier motor diesel por el personal de operación y mantenimiento.

- Se debe asegurar el almacenamiento de combustible, buenos sistemas de cimentación, sistemas adecuados de protección contra incendios, buenos sistemas de salida y sistema de apagado automático.

3.- Híbrido

- No representa una amenaza particular para la seguridad de los residentes de la comunidad rural o al personal de operación y mantenimiento, sin embargo, es necesario considerarlo en cuanto a sistemas de seguridad, debido a que combina los peligros potenciales de sistemas fotovoltaico, eólico y diesel. Todas las precauciones pertinentes para los sistemas fotovoltaico y diesel son adecuadas para los sistemas híbridos.

Tiempo de vida del servicio

1.- Red

- Los transformadores y equipos de distribución tienen un tiempo de vida generalmente de 20, 30 o más años. Los polos para las líneas de distribución peculiarmente duran 20 años, pero esto depende de los materiales y diseño del sistema de distribución.

2.- Híbrido

- Sólo dos componentes principales de los sistemas híbridos (batería y diesel) requieren reemplazo durante la vida de 25 años de la planta.

- Hay incertidumbre respecto a la vida de los aerogeneradores. Recientemente se han hecho estudios para evaluar mejor los efectos de fatiga y altas tensiones causadas por cargas de vientos. Las cuchillas de la turbina deben operar en ambientes altamente aerodinámicos que incluyen vientos cortantes, ráfagas y turbulencia.

3.- Diesel

- La vida de los generadores diesel depende de las prácticas de mantenimiento y operación para la planta de energía. El manejar factores de carga muy bajos, o bien, operación continua sin buen mantenimiento acortará severamente la vida promedio de los motores.

Capacidad de expansión

1.- Red

- La opción de extensión de red, normalmente se instala con márgenes significativos de capacidad. A menos de que este severamente limitada por la capacidad real de los conductores o el promedio de los transformadores, la red de extensión, fácilmente permite el crecimiento de carga.

2.- Híbrido

- La capacidad de energía del diseño existente puede aumentar más, simplemente por la operación del diesel por más tiempo; es técnicamente aceptable aumentar la carga del sistema a un 30 o 50% sobre el egreso óptimo de diseño sin cambio al diseño. El factor limitante de este aumento es la capacidad de ciclaje del banco de baterías.

- Pueden agregarse los segmentos de viento, fotovoltaico o diesel para aumentar capacidad permanente de generación al diseño. El segmento que se agregara depende de:

- + La economía comparativa del tiempo de expansión.
- + El aumento de incremento deseado.

3.- Diesel

- La planta fácilmente proporciona capacidad adicional por el aumento del factor de carga. Se puede aceptar una carga en aumento del 10 al 25% con casi la misma facilidad que el sistema híbrido. Sin embargo, si la carga pico aumenta al punto que el diesel se sobrecargue, los generadores y sus subsistemas asociados deben ser reemplazados con unidades de mayor capacidad lo que es de significancia para mejorar el sistema.

Tolerancia a condiciones severas del medio ambiente

1.- Diesel

- Se considera sin factores limitantes.

2.- Red

- La red en su mayoría es inmune a las condiciones ambientales que prevalecen en nuestro país. Empero, existen preocupaciones sobre la vulnerabilidad de las largas líneas de distribución instaladas en áreas remotas. Estas líneas están sujetas a tensiones del medio circundante, como vientos fuertes, rayos, lluvias y derrumbes de lodo, etc.

3.- Híbrido

- El sistema híbrido ocupa una gran superficie y sus componentes estructurales se encuentran expuestos. Por lo que, el viento y la corrosión son de tomarse en cuenta en comparación con las otras dos alternativas. El banco de baterías es sensible a la temperatura.
- El aerogenerador presenta un problema de diseño especial con respecto a los golpes de descargas atmosféricas. Ya que es generalmente el punto más alto en los alrededores, algunos golpes de descargas se deben anticipar. Tanto el equipo mecánico y eléctrico deben ser protegidos. También debe tener un buen sistema de tierras.

Impacto socio-económico

- Los aspectos socio-económicos son los más difíciles de medir particularmente en forma cuantitativa. Los sistemas de energía pueden tener una influencia importante en asuntos críticos tales como migración de áreas rurales a las ciudades. Puede haber un efecto positivo si el sistema de energía mejora la calidad de vida. También puede haber un efecto negativo si se limita severamente el sistema.
- Ninguno de los sistemas de energía presenta un impacto socio-económico extremo, a pesar de el sistema híbrido y la extensión de la red prometen beneficios potenciales fuertes. Ninguno de los tres causa un impacto adverso severo.

Potencial de desarrollo industrial

Una meta final de cualquier programa de electrificación rural es el desarrollo económico. Por lo menos, se estima que eventualmente haya suficiente desarrollo para pagar el servicio. La electricidad es un requisito para el desarrollo. Resulta que hay una diferencia considerable en la capacidad de las tres tecnologías probables para apoyar esta meta.

1.- Red

- Asumiendo que la extensión de la red se instale con una capacidad considerable en exceso de los requerimientos iniciales, hay un suministro disponible de energía adicional para la comunidad. Por otro lado, se asume que la capacidad generadora en la planta central puede abastecer fácilmente las cargas rurales mayores.

2.- Híbrido

- La planta de energía híbrida proporciona la base más fuerte, por un gran margen, de cualquier tecnología de energía remota para apoyar el desarrollo económico en las comunidades rurales.

3.- Diesel

Son suficientemente flexibles para permitir una carga adicional de desarrollo, pero se requiere más planeación y cuidado para asegurar el éxito de la empresa.

Aceptación pública

Los factores sociales pueden determinar si un proyecto económicamente o técnicamente factible funcionará o fallará. Si un proyecto no es aceptado socialmente, no puede realizarse con éxito. La aceptación de los moradores rurales de cualquier tecnología de energía y la viabilidad de esa tecnología, no son simplemente los resultados del desempeño del sistema. El sistema de energía debe corresponder a las necesidades de los residentes, ya sean sociales, económicas, tecnológicas, culturales y ambientales.

Impacto al ambiente

En general los impactos ambientales son reducidos, especialmente si se comparan con los grandes proyectos de plantas de energía. No existe una destrucción continua del territorio o flora. El impacto ambiental sería de carácter de construcción.

1.- Híbrido

- Como es el caso generalmente, el sistema híbrido está unido a problemas del medio por parte del sistema fotovoltaico y de los generadores diesel, pero también mitigará las consecuencias. El sistema combina el riesgo de deshecho de batería con el potencial para fugas de combustible y lubricante. Sin embargo, una consideración importante es que las cantidades muy reducidas de estos materiales, lo hacen más probable para el manejo y deshecho, lo cual se hará adecuadamente.

2.- Red

- El impacto ambiental involucra el área que apoya las líneas de servicio generales de más de 23 kV. La cantidad de terreno que se transforma por la transmisión de energía es considerable. Además del daño de construcción, los caminos frecuentemente se construyen a lo largo de la red de distribución para facilitar el mantenimiento de las líneas. Por tanto, gran parte del terreno utilizado puede afectarse, al instalar muchos kilómetros de líneas para suministrar a una sola comunidad rural.

3.- Diesel

- Productos que salen de los motores diesel. Las emisiones incluyen nitrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono, óxidos nítricos, óxidos sulfúricos, humo y hollín.

- Existe el riesgo de derrame al manejar una gran cantidad de combustible. Además existe el problema del deshecho de refacciones y lubricantes usados.

VIII.3 Diseño del Sistema^{2,3}

La comunidad de Santa María Magdalena se encuentra en el Estado de Hidalgo en el Municipio de Actopan. El acceso a la comunidad es por carretera y luego por terracería. El clima es templado y la vegetación es de montaña, con algunos bosquesillos de coníferas, y por otro lado se observa erosión del terreno. Las actividades de la comunidad están restringidas a pequeños comercios y a la emigración constante de la población.

Para la elaboración del perfil de carga de la comunidad de Santa María Magdalena, la CLFC, el Gobierno del Edo. de Hidalgo y la Compañía IPC se basaron en una población con 20 casas, una escuela, un auditorio, una iglesia, una tienda, una pequeña clínica y un pequeño sistema de bombeo de agua. La tabla 8.4 proporciona un desglose de cargas típicas para cada tipo de construcción, al igual que las cargas comunitarias tales como; bombeo de agua. La Figura 8.2 muestra la distribución de carga gráficamente. Las cargas de las viviendas representan el 70% del total de carga requerida. La figura 8.3 muestra la curva de demanda diaria requerida.

	Unidad de Energía (kW-h/día)	Número	Días por semana	Energía Diaria	Carga Máxima
1.- Casas	1.6	20	7	31.2	13,200
2.- Escuela	6.3	1	5	4.5	1,320
3.- Clínica	5.0	1	3	2.2	1,260
4.- Iglesia	1.6	1	3	0.7	470
5.- Auditorio	2.0	1	2	0.6	570
6.- Tienda	4.2	1	6	3.6	480
Bomba de agua.	2.3	1	7	2.3	750
				45.0	17,300

Tabla 8.4. Perfil de carga característico de la comunidad de Santa María Magdalena. (CLFC, Edo. Hidalgo, IPC)

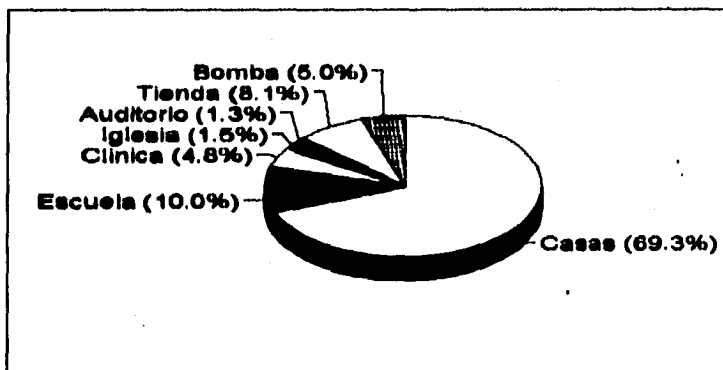


Figura 8.2. Gráfica del uso de la energía para el diseño de electrificación de Santa María Magdalena. (CLFC, Edo. Hidalgo, IPC)

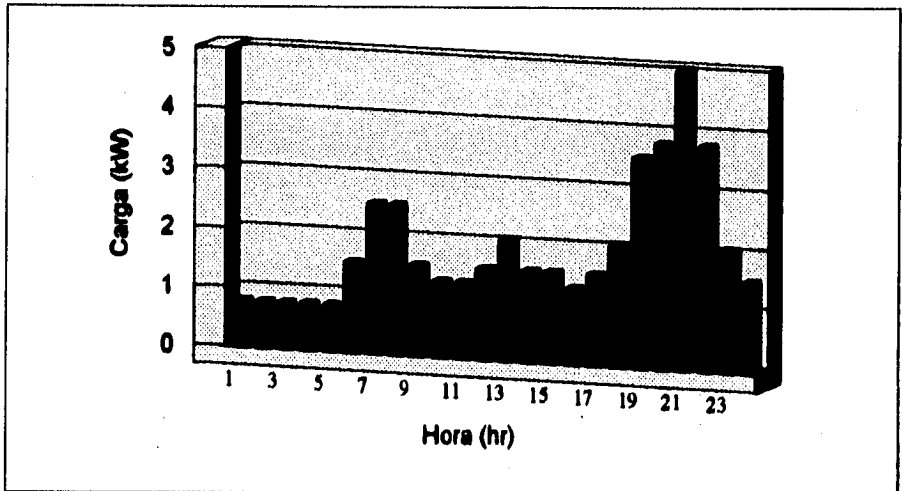


Figura 8.3. Perfil de carga diaria. (CLFC, Edo. Hidalgo, IPC)²

La planta generadora de energía híbrida de Santa María Magdalena se diseñó para abastecer una carga promedio de 45 kW-h por día a 127 Vca. El componente fotovoltaico está adaptado para 72 módulos fotovoltaicos cuya capacidad instalada pico se calcula en 4.32 kW. El diesel está graduado a 17.28 kWe, el banco de baterías se compone de 60 celdas y la tensión nominal que se maneja es de 120 Vcd. La estación de baterías alimenta a un sólo inversor de 7.5 kVA y está adaptada para proveer un total de 2.3 días de energía de reserva sin ingreso ya sea del generador diesel o del sistema fotovoltaico. Esta capacidad se calculó para balancear las funciones operativas del sistema, así como para proporcionar algún respaldo en el caso de falla del sistema.

El inversor está adaptado para proporcionar energía de cargas pico con un margen para corrientes y fallas. Con cargas pico anticipadas de 5 kW, el inversor de 7.5 kVA tiene un margen del 50% para picos adicionales a corto plazo, y también tiene una capacidad de sobrecarga de 3 veces su capacidad nominal para las corrientes comunes en un sistema de comunidad. Dado a que el inversor debe operar en periodos de bajos niveles de carga, el promedio general de eficiencia es del 84%.

La contribución de energía por parte del sistema fotovoltaico es del 32.2%. El déficit de 35 kW-h por día de energía se abastece por la batería de almacén. Cuando este déficit baja el estado de carga de la batería a aproximadamente 25%, el generador diesel automáticamente se enciende y recarga la estación de batería al 95% en menos de 13 horas. Cada sexto ciclo el diesel funcionará aproximadamente 2 horas para equilibrar el estado de carga del banco de baterías.

El banco de baterías se recarga por medio del egreso combinado de la turbina eólica, sistema fotovoltaico y el generador diesel. La función de carga de la batería se regula por el controlador del sistema. Este controlador tiene la responsabilidad general para operar y monitorear toda la estación de energía. El controlador puede también estar equipado con enlaces de comunicación a los convertidores de energía y a una línea de datos externa en una instalación central.

El sistema híbrido esquemático se muestra en la figura 8.2. El cuadro de datos se presenta a continuación:

Puerto	Función
1.- DPDT 2.- C. Fuerza 3.- SPST 4.- Corriente (1) 5.- Corriente (2) 6.- Relevador (1) 7.- Relevador (2) 8.- Relevador (3) 9.- Interruptor de Temperatura	Motor Generador Diesel Encendido/Apagado Batería 12V Alarma Principal Corriente de Batería Corriente de carga del inversor Desconecta sistema 1 Desconecta sistema 2 Desconecta carga Control de Cabina
10.- Voltaje (1) 11.- Corriente (3) 12.- Corriente (4) 13.- Entrada Digital (1) 14.- Entrada Digital (2) 15.- Entrada Digital (3) 16.- Salida Analógica (1)	Estación de batería Corriente de sistema Rectificador de corriente Falla Diesel
17.- Relevador (4) 18.- Relevador (5) 19.- Relevador (6) 20.- Relevador (7) 21.- Relevador (8) 22.- Relevador (9) 23.- Temperatura Exterior	Rectificador Encendido/Apagado Alarma de Bajo Voltaje Alarma Alto Voltaje Alarma de falla Diesel Control del Aerogenerador Control de ventilación Compartimento de batería

Tabla 8.5. Resumen de datos de la figura 8.4 (Integrated Power Corporation)¹

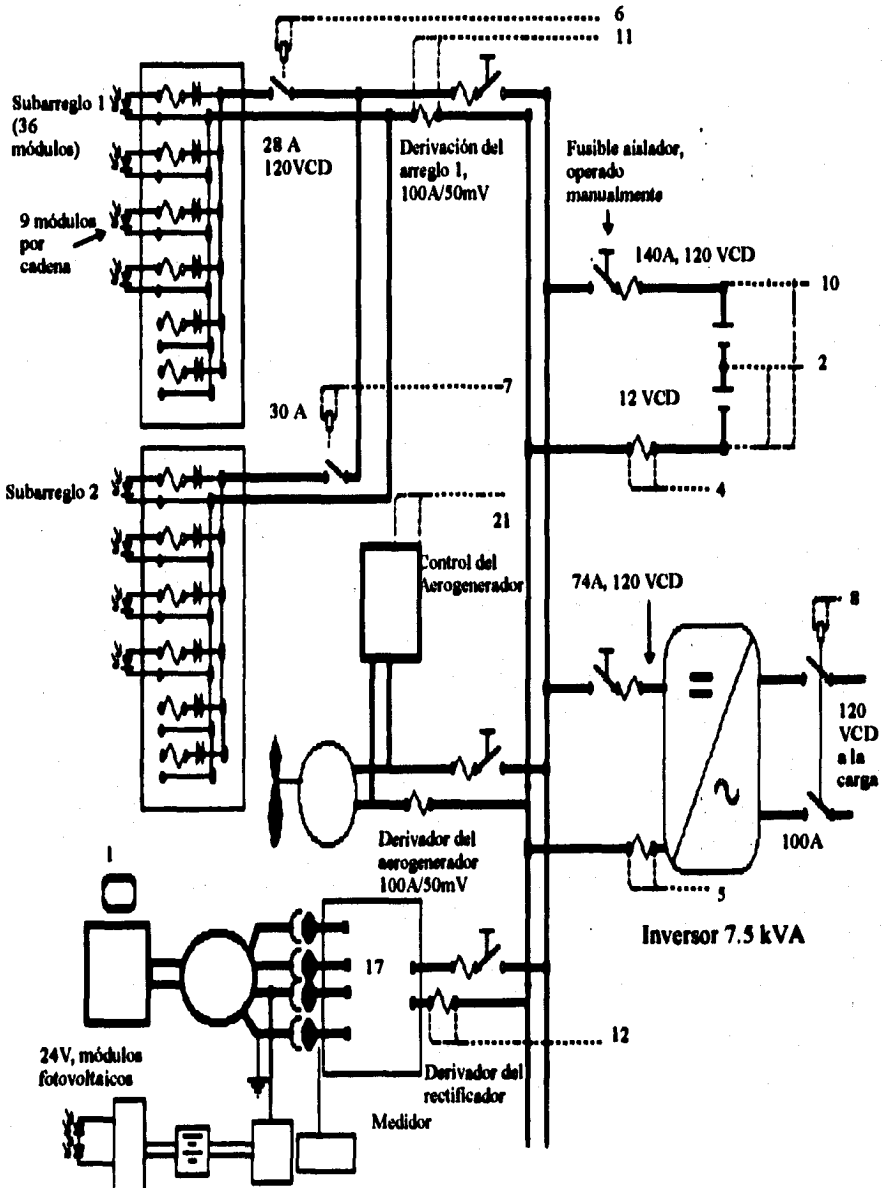


Figura 8.4. Diagrama esquemático del sistema híbrido de Santa María Magdalena. (Integrated Power Corporation).²

Por último, presentamos el resumen del sistema en la siguiente tabla.

Lugar:	Santa María Magdalena, Hidalgo, México	
Fecha:	01 Nov 89	
Carga:	45 kW-h/día	
Batería	Tipo	FHGS-13
	Voltaje	129 VCD
	Amp-hr	1092, 72 por celda
	Capacidad	131 kW-hr
Sistema Fotovoltaico	Módulo	IP-60 60 Wp
	# de módulos	72
	Capacidad del sistema	4.32 kWp
Generador Diesel	Tipo	Lister TR
	Capacidad	17.28 kW
Aerogenerador	Tipo	Colibri Hummingbird
	Capacidad	5.0/120
Operación Diesel	Ciclos	87
	Horas	1,101
	Uso de combustible	5,468
Contribución de energía	Fotovoltaico	32.2%
	Viento	13.6%
	Diesel	54.2%
Información de Costo	Capital	\$ 106,585
	Operación	\$ 255, 507
	Ciclo de vida	\$ 0.62 kW-hr

Tabla B.6. Resumen del sistema híbrido de Santa María Magdalena. (Integrated Power Corporation, 1989)

Bibliografía

- 1- Boletín IIE, septiembre/octubre, de 1995.
- 2- Westinghouse; Proyecto de Electrificación mediante celdas Fotovoltaicas (Traducción al español); Westinghouse, Cía. de Luz y Fuerza del Centro, Gobierno del Estado de Hidalgo, México.
- 3- Integrated Power Corporation; Photovoltaic and Hybrid Remote Power Systems; The Integrated Catalog; EE UU; 1988.
- 4- Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLFC), Conversación directa Ing. Manuel Martínez, Filial Pachuca, Hidalgo, 1995.
- 5- Westinghouse Electric Company, SA; Conversación directa con el Ing. Francisco A. Rodríguez M., Gerente de Ventas; Av. Homero 1804, 9 piso, Col. Los Morales, México, D.F., 1995.
- 6- Poblado de Santa María Magdalena, Conversación directa con la comunidad; Hidalgo, México, 1995.

CONCLUSIONES

Vivimos en el umbral del siglo XXI, y mientras se efectúan grandes avances tecnológicos y científicos, es de notar que estos no llegan a beneficiar a toda la humanidad. En nuestro país se conjugan grandes contrastes, por un lado se abren los mercados en el mundo y la economía se globaliza, la planta industrial tiene que modernizarse para poder competir con los productos extranjeros, se tratan de mejorar los servicios en las grandes ciudades para crear la infraestructura necesaria para establecer los centros de producción y consumo. Por otro lado, en nuestro país, existen comunidades rurales, en su mayoría indígena, que no cuentan con los servicios básicos indispensables para su desarrollo, se les mantiene en el anonimato y en la extrema pobreza. Uno de los objetivos fundamentales cuando se creó la CFE en 1937 fue la de abastecer de energía eléctrica precisamente a estas comunidades. Pese al esfuerzo de la CFE por incorporar a estas poblaciones al servicio eléctrico, aún existen cerca de 86 000 comunidades rurales sin electrificar oficialmente, nosotros creemos que este número podría incrementarse contando a aquellas que fueron electrificadas por allá de los años 60's con plantas diesel, que como ya hemos visto, resultan muy ineficientes y para estas fechas, para muchas plantas ya terminó su ciclo de vida por lo que seguramente no proporcionan el servicio adecuadamente, o bien, ya no lo proporcionan.

De acuerdo a la tabla 1.1 existen cerca de 9,144 comunidades entre 100 y 500 habitantes que suman 2,157,788 mexicanos que no cuentan con servicio de energía eléctrica. Por lo general estas comunidades quedan retiradas de los centros de producción de energía, o bien, de redes de distribución. Diversos factores intervienen para que el tendido de la red no se lleve a cabo. Por otro lado en nuestro país contamos con uno de los mejores niveles de insolación en el mundo debido a la situación geográfica en la que nos encontramos, y que es susceptible de aprovecharse. La tecnología alterna más desarrollada hasta ahora es la fotovoltaica que convierte parte de la energía solar directamente en eléctrica, con una larga vida pero aún a un costo inicial alto que con el tiempo la hace rentable. En capítulos anteriores se ha estudiado con cuidado las características de esta tecnología por lo que resumimos que ha sido una opción muy buena para electrificar comunidades muy pequeñas y muy dispersas, pero para comunidades de entre 300-500 habitantes, que fue nuestro enfoque de estudio, parece ser que por sí sola no cumple con las expectativas de la comunidad, ni de la compañía suministradora, ni con el gobierno responsable, para su electrificación.

La tecnología eoloelectrica aún cuando parece tomar empuje, no es aún también por sí sola la mejor opción para electrificar comunidades pequeñas debido a la incertidumbre del clima.

La mayoría de los sistemas híbridos instalados en el mundo pueden considerarse como en etapa de desarrollo y están siendo estudiados para mejorar los diseños. La competitividad económica de estos sistemas depende de varios factores, entre ellos el grado de concentración de la carga, la disponibilidad y costo de los energéticos complementarios así como la distancia

a la red. Se estima que sistemas de este tipo instalados a más de 15km de la red eléctrica pueden ser económicamente competitivos. Sin embargo, es necesario efectuar estudios caso por caso para determinar su factibilidad, ya que estos deben ser diseñados para cada caso en particular.

Para comunidades con una adecuada insolación e intensidad y prevalencia del viento, el sistema puede no requerir de una máquina diesel si es que se cubre con las condiciones de carga.

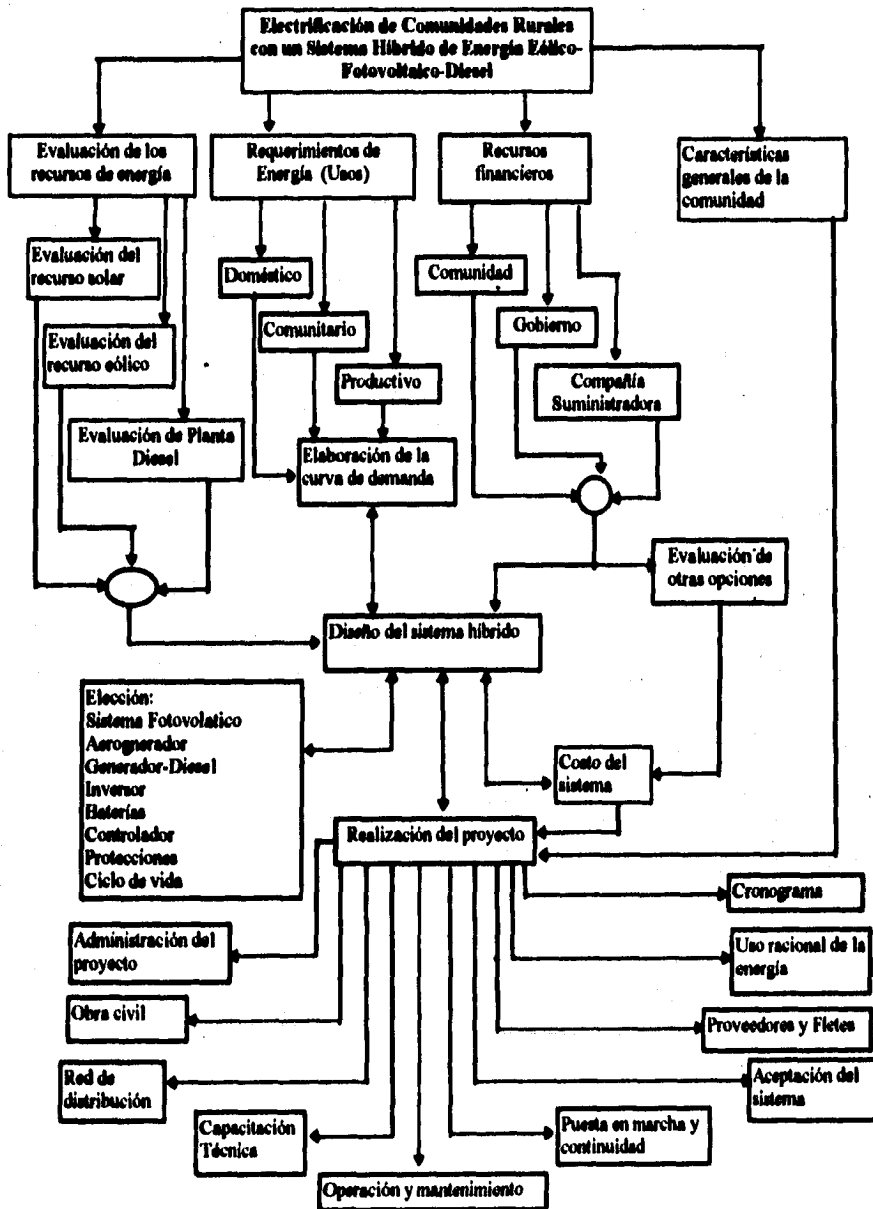
Ninguno de los elementos expuestos está plenamente desarrollado en nuestro país; se requieren acciones que identifiquen lo que ya está disponible, lo que aún requiere mayor investigación y desarrollo, y lo que pudiera ser fabricado a nivel de las propias comunidades.

La integración y realización de los sistemas para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía requieren también en mayor o menor grado de un soporte ingenieril para el diseño, dimensionamiento, cálculo, construcción, instalación, prueba, operación y mantenimiento de los equipos. El aprovechamiento de estas fuentes debe darse dentro de un marco normativo que optimice el uso de recursos y garantice la eficiencia, confiabilidad y durabilidad de los equipos de sistemas instalados. Esto requiere de una infraestructura de soporte que incluya normas y especificaciones técnicas, lineamientos y guías de diseño, construcción, operación y mantenimiento, protocolos e instalaciones para la caracterización, prueba y certificación de componentes, partes y sistemas, programas de capacitación, etc. Los elementos señalados constituyen la base tecnológica sobre la que debe sustentarse todo programa de abastecimiento energético en zonas rurales a fin de que sea sostenible. Esto es particularmente aplicable a la electrificación rural, por ser esta un elemento central de desarrollo.

La tecnología de sistemas híbridos no nació con la idea de electrificar comunidades rurales. En nuestro país existen ya instalados algunos de estos sistemas y al parecer se están proyectándose otros. Nuestro trabajo ha descrito las fuentes de generación de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel. Así como el resto del equipo necesario para ofrecer un adecuado servicio a la comunidad, como puede ser el banco de baterías, el inversor, el controlador del sistema, así como la red de distribución y las instalaciones. Se mostraron una metodología de cálculo de sistemas híbridos, uniformizando criterios de acuerdo a las necesidades de las comunidades y de lo que ofrece el mercado.

Como hemos visto los sistemas híbridos pueden ser la mejor opción para electrificar muchas comunidades rurales que aún carecen de ella, para así poder contribuir a su desarrollo.

Para concluir mostramos un esquema general de electrificación de comunidades rurales enfocado a un sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel.



A continuación explicaremos brevemente cada uno de los puntos mostrados.

Características generales de la comunidad

Como ya se ha visto, antes de iniciar un proyecto de electrificación es indispensable conocer las características de la comunidad en cuestión como puede ser: la ubicación, los servicios con los que cuenta el poblado, las principales actividades económicas, las necesidades a cubrir, los problemas regionales, la tradición, la cultura, etc.

Evaluación de los recursos

Por otro lado, es necesario efectuar estudios del potencial probable de aprovechamiento de los recursos del viento y solar, así como de las ventajas y desventajas de añadir una planta diesel. En el caso del recurso eólico, cabe aclarar que para comprobar su potencial un equipo de adquisición de datos puede ser la mejor opción para llevar a cabo dicha tarea. A parte, parecer ser que se pueden obtener estimaciones precisas de insolación por medio de mapas creados para tal fin. No obstante, las mediciones en campo son la mejor opción.

Requerimiento de energía.

Es indispensable elaborar un levantamiento de posibles cargas de acuerdo a las necesidades de energía eléctrica de la comunidad atendiendo los siguientes tres rubros:

+ Usos Domésticos

Iluminación

Radio y televisión

Ventilación, etc.

+ Usos Comunitarios

Bombeo de Agua

Centro de Salud

Escuela

Alumbrado Público

Radiocomunicación

Telefonía rural, etc.

+ Usos Productivos

Empresas rurales

Producción de hielo y refrigeración para comunidades pesqueras

Herramientas eléctricas e iluminación para tiendas

Molienda de granos y Procesamiento de comida

Talleres de artesanías, etc.

Elaboración de la curva de demanda

De acuerdo a los posibles usos de la energía, se debe conocer el comportamiento de la carga a lo largo del día, para así conocer los picos de demanda que definirán la capacidad del sistema.

Recursos financieros y económicos

Uno de los problemas críticos para la electrificación es el recabar los recursos económicos, humanos y técnicos que habrán de emplearse para la realización del proyecto. Es por ello se recomienda hacer esfuerzos en conjunto que permitan superar los problemas que se enfrenten. Para tal efecto, la participación de la comunidad, del gobierno y la empresa responsable de suministrar energía eléctrica, es crítica. El involucrar otras instituciones tanto públicas como privadas contribuye a hacer más factible el proyecto.

Diseño del sistema híbrido

El diseño del sistema híbrido se involucra con todos los puntos anteriores, ya que de esta manera, se podrá obtener:

La aportación de las fuentes renovables y no renovables al sistema

La selección del inversor, banco de baterías, controlador, protecciones, sistema de tierras, etc.

Estimación del costo y ciclo de vida del sistema

Evaluación de otras opciones

El costo y aceptación del sistema híbrido debe compararse con otras opciones tecnológicas en todos los casos y demostrar ser la mejor opción de electrificación rural.

Realización del proyecto

* Cronograma. Parte de la planeación del proyecto es la calendarización de las actividades para que se logren los objetivos en el tiempo previsto, de lo contrario los retrasos elevan costos del conjunto.

* Obra civil. El sistema requiere de un espacio físico, y por tanto, de estructuras que soporten, contengan y cubran los equipos.

* Proveedores y fletes. Gran parte del equipo necesario para los sistemas híbridos sólo es posible encontrarlo en el extranjero ya que aún, no se ha desarrollado la tecnología solar y eólica suficiente para poder encontrar fabricantes nacionales. Tomar en cuenta los impuestos que causan los equipos es indispensable ya que encarecen los equipos. Por otro lado, parte del equipo se encuentra en el mercado nacional. Hay que tener cuidado en el transporte del equipo hasta las comunidades ya que además de elevarse los costos de transporte por ser comunidades alejadas, el riesgo de averías del equipo durante el transporte se incrementa considerablemente.

* **Administración.** Una mala administración del proyecto puede retrasar y encarecer el sistema. En nuestro país se tienen muchas experiencias de proyectos de desarrollo comunitario que han fracasado por una mala administración.

* **Aceptación del sistema.** El sistema debe cumplir con las expectativas propuestas inicialmente, tales como:

- Presupuesto y capacidad de financiamiento
- Demanda de energía
- Nivel de servicio
- Capacitación
- Desarrollo económico
- Seguridad
- Salud y educación, etc.

* **Red de distribución e instalaciones eléctricas.** La distribución de la energía debe pensarse al menor costo pero cumpliendo con las normas establecidas por la CLFC y CFE. Esto es válido para las instalaciones eléctricas.

* **Operación y mantenimiento.** Establecer un programa eficiente de operación y mantenimiento puede asegurar la continuidad del servicio. La capacitación de algunas personas evita algunos gastos extras y proporciona más independencia del exterior.

* **Uso racional de la energía.** La energía que proporciona un sistema híbrido debe ser la adecuada para cubrir las necesidades propuestas para la comunidad. El evitar el derroche de ella a través de la concientización y la elaboración de un programa contribuyen a este punto.

Como se ha visto durante el desarrollo del presente trabajo, para incursionar en el campo de los sistemas eólico-fotovoltaico-diesel se debe contar con sólidos conocimientos acerca del funcionamiento de cada uno de los componentes que conforman al sistema híbrido, así como tener suficiente información en lo referente a la energía que se puede aprovechar, ya que muchas veces se subestima o sobrestima la cantidad de energía aprovechable, debido a la falta de datos confiables referentes a insolación y velocidades del viento. En este aspecto se requieren mediciones constantes, ya que existen varias regiones del país que cuentan con el suficiente recurso natural para ser plenamente aprovechado y en las cuales no se han realizado mediciones con la diligencia que amerita el caso.

Otro de los aspectos importantes en éste tipo de sistemas son las protecciones; debido a la necesidad de continuidad del servicio y al alto costo de los materiales, es necesario proteger el sistema contra todo tipo de fallas ambientales o eléctricas. La coordinación de protecciones es uno de los aspectos más difíciles de lograr, ya que las fuentes deben entrar y salir de

operación de acuerdo a las condiciones climatológicas y a las necesidades del usuario, y una falla no aislada de manera eficiente en cualquiera de los componentes, puede dañar en forma irreversible al resto del sistema. En éste aspecto se dan los conocimientos básicos acerca del tema de protecciones, ya que éste es muy amplio y es necesario un estudio muy detallado para asegurar la adecuada operación del sistema.

También es conveniente recabar información en lo referente a las tecnologías disponibles en el mercado, ya que la mayoría de los componentes todavía están en desarrollo y se espera que en algunos años se mejoren eficiencias y los costos bajen. Una de estas tecnologías es el Sistema Fotovoltaico; aquí las eficiencias logradas son bajas y depende del material de los módulos que se elijan. Actualmente se están realizando experimentos con nuevos materiales para mejorar eficiencias. En lo referente a las baterías se pueden esperar mejoras en ellas, ya que éstas representan uno de los grandes problemas en los sistemas híbridos debido a que algunos tipos no se pueden descargar totalmente y por lo tanto se tiene que adquirir un mayor número de ellas, o adquirir las llamadas de "descarga profunda", que se pueden descargar casi en sus totalidad sin dañarse, pero a un costo mayor.

Seguramente hemos soslayado algunos puntos pero creemos que hemos abarcado una gran cantidad de ellos que repercuten directamente en el proceso de electrificación.

Nuestras últimas palabras se refieren al hecho de que para llevar a bien un proyecto de electrificación rural es necesario contar con la voluntad política de todos los involucrados. Para el impulso de las regiones rurales en nuestro país es imprescindible superar obstáculos generacionales, por lo que lograr la motivación suficiente juega un factor determinante en lograr las metas propuestas y promover el verdadero desarrollo de las comunidades rurales mexicanas. La energía eléctrica es solamente un medio para coadyuvar a tal fin...

APÉNDICE A

EJEMPLO DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UN EQUIPO DE ADQUISICIÓN DE DATOS¹

Tiempo base y reloj

Exactitud de cronometraje:..... ± 3 minutos por mes
Reloj programable por software
Tiempo base de 24 horas
Ajuste automático por año bisiesto

Sensores

Sensor de dirección:

Impedancia:..... 10 000 W
giro mecánico:..... 360 °
linealidad:..... 0.5 %
Tiempo de vida:..... 2-4 años

Sensor de velocidad:

1.710 mph por hert
altura mínima:..... 3 m

Requerimiento de potencia:

Voltaje de la batería:..... 9 V nom
5.6 V mín

Corriente en operación normal:..... menos de 200 mA

Vida de las baterías:..... 2 de 9 V alcalinas - 6 meses -

Muestreo:

Velocidad de viento

Conversión de tiempo (contador integrado): 1.875 seg.
Tiempo de muestreo:..... 0.9375 seg.
Resolución:..... 0.1 mph (en memoria).
1 mph (en pantalla).
Exactitud:..... +1, -0 mph

Dirección de viento

Tiempo de conversión:..... 13 mseg
Tiempo de muestreo:..... 2 seg
Resolución:..... 1 a 256 (1.4 °)

Almacenamiento de datos

Módulo de memoria:..... EEPROM 64k
Capacidad total de almacenamiento:..... 8192 bytes

Requerimiento principal:..... 32 bytes
Requerimiento de velocidad promedio:..... 24 bits por intervalo
Requerimiento de dirección promedio:..... 16 bits por intervalo
Requerimiento de desviación estandar:..... 16 bits por intervalo
Requerimiento de almacenamiento de memoria por intervalo.. 8 bytes por intervalo
Capacidad de intervalos:..... 1020 intervalos

Duración de operación:

.....60 min intervalo	42 días,	12 horas
30 min intervalo	21 días,	6 horas
10 min intervalo	7 días,	2 horas
5 min intervalo	3 días,	13 horas

Memoria EEPROM opcional:..... 256k
Capacidad total de almacenamiento:..... 32768 bytes
Capacidad de intervalos:..... 4092

Duración de operación:

.....60 min intervalo	170 días,	12 horas
30 min intervalo	85 días,	6 horas
10 min intervalo	28 días,	10 horas
5 min intervalo	14 días,	5 horas

Temperatura:..... -40 a 60 ° C.

Bibliografía:

- NRG, Systems, INC.; NRG LOGGER #9200 Manual. A Serial Real Time Direction/Velocity Data Logger for 2 Level Wind Measurement; NRG, Systems, INC; Hinerburg, Vermont, USA, 1990.

APÉNDICE B

EJEMPLO DE LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UN AEROGENERADOR COMERCIAL DE PEQUEÑA POTENCIA DE 10 kW

Funcionamiento:

Velocidad de inicio:.....3.1 m/s
Velocidad de plena generación estimada:.....12.4 m/s
Velocidad de salida:.....15.7 m/s
Velocidad máxima de diseño:.....54 m/s
Potencia estimada.....10 kW
Velocidad del rotor:.....0-350 RPM

Mecánicas:

Tipo:..... 3 hélices contra el viento.
Diámetro del rotor:.....7 m
Peso:.....463 kg
Rango de temperatura:.....-40° a 60°C

Eléctricas:

Voltaje de salida:..... 48, 120, 220 ó 240 VCD
Generador:..... Alternador de imanes permanentes.
Sistema de Control de Salida:..... Controlador de Carga VCS-10

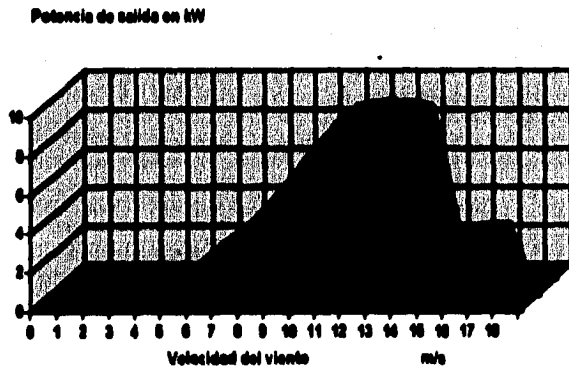


Figura b-1

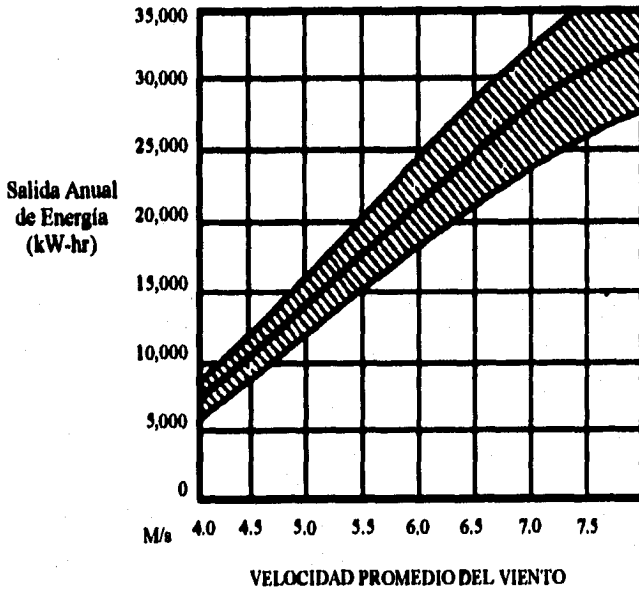


Figura b-2: Salida Anual de Energía.

Bibliografía:

- **Bergey Windpower Company, Inc.; BWC Excel-R Owner's Manual and part list.**

APÉNDICE C

EJEMPLO DE LAS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS⁽¹⁾ TÍPICAS DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO DE 120W_p, 12 V

Potencia pico típica (P _p)	120 W
Voltaje de potencia pico (V _{pp})	17.1 V
Corriente de potencia pico (I _{pp})	7.0 A
Potencia pico mínima garantizada	114 W
Corriente de corto circuito (I _{sc})	7.6 A
Voltaje de circuito abierto (V _{oc})	21.3
Coefficiente de temperatura de corriente de corto circuito	6 mA/° C
Coefficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto	-73 mV/° C
Efecto de temperatura aproximado en potencia	-0.38%/° C
NOCT ⁽³⁾	45° C

(1) Estas características representan el funcionamiento típico de un módulo medido en sus terminales, no incluye efectos de equipos adicionales tales como diodos y cables y están basados en mediciones hechas bajo condiciones estándar de prueba:

- Iluminación de 1 kW/m² (1 sol) para distribución espectral para una masa de aire (AM) de 1.5;
- Temperatura de las celdas de 25° C, para otras temperaturas se especifica en las curvas.

(3) Note que las celdas solares en operación son normalmente más calientes que la temperatura ambiente, la temperatura de operación nominal de las celdas están bajo condiciones de operación estándar esto es a temperatura ambiente de 20° C, una irradiación solar de 0.8 kW/m² y una velocidad de viento promedio de 1 m/s. Las temperaturas de las celdas para otras condiciones pueden ser extrapoladas utilizando el NOCT (Temperatura de Operación Nominal de las Celdas).

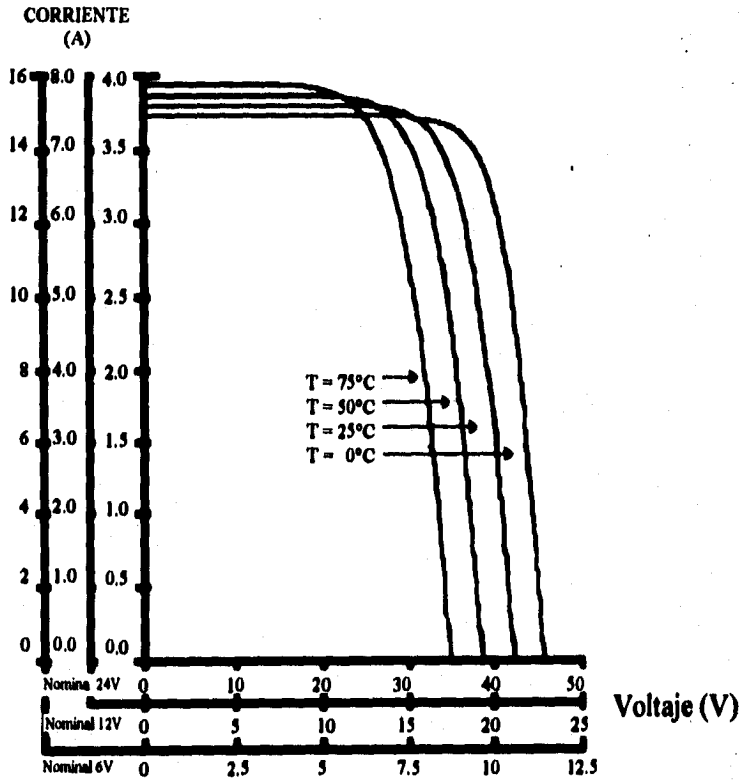


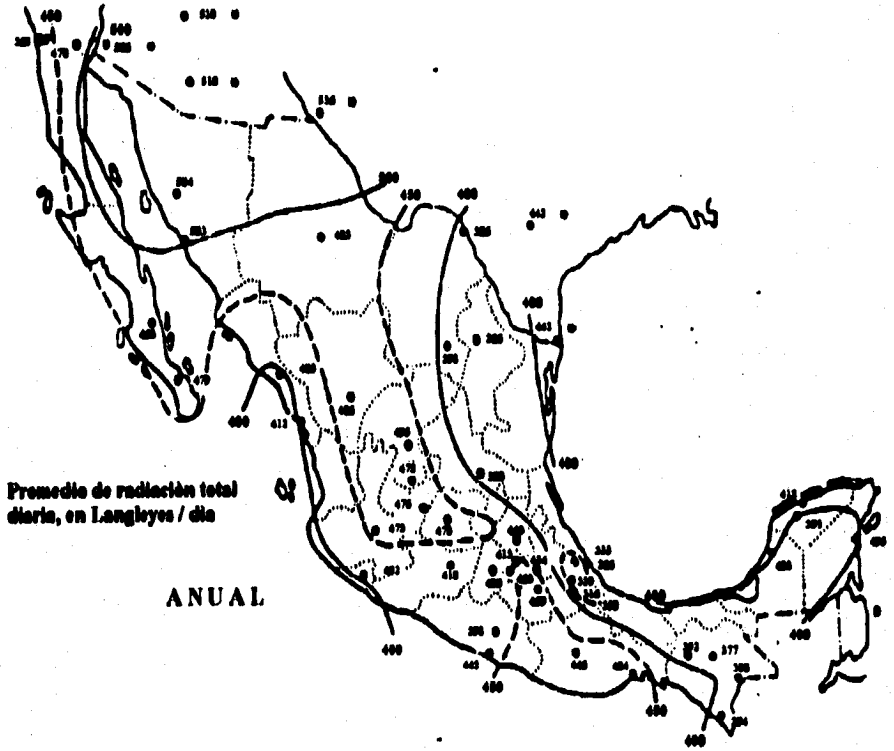
Figura c-1

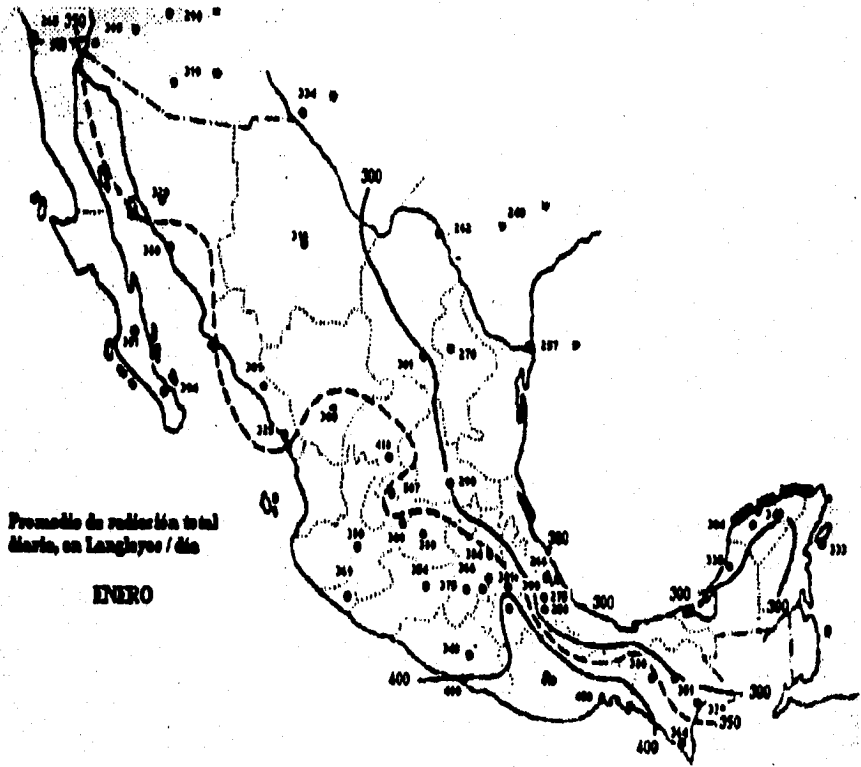
Bibliografía:

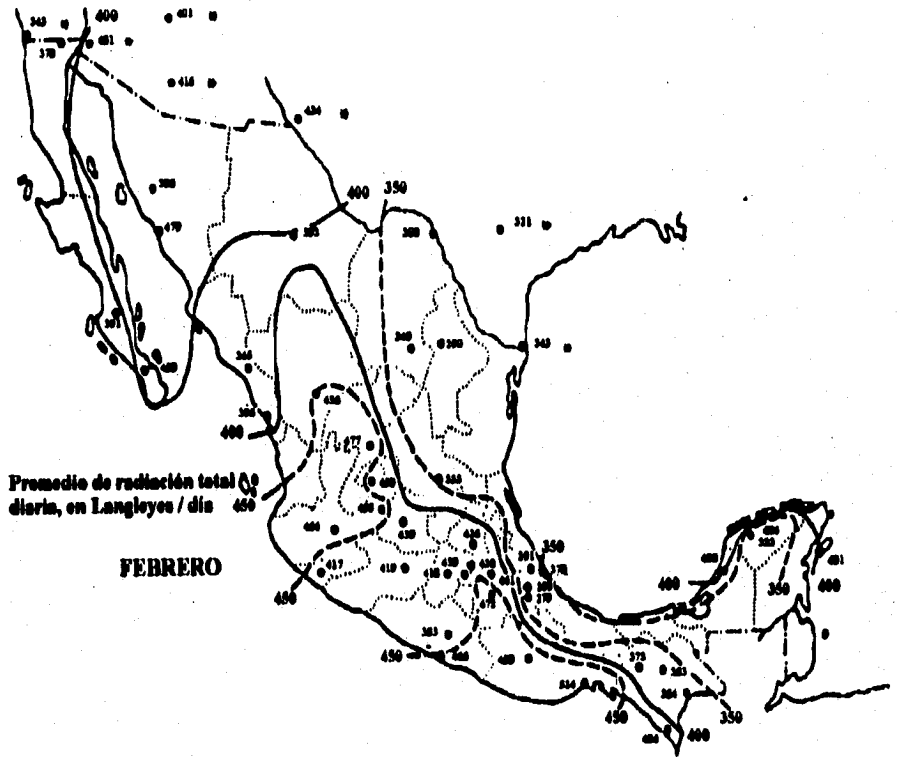
- Integrated Power Corporation; Photovoltaic and Hybrid Remote Power Systems;
1988.

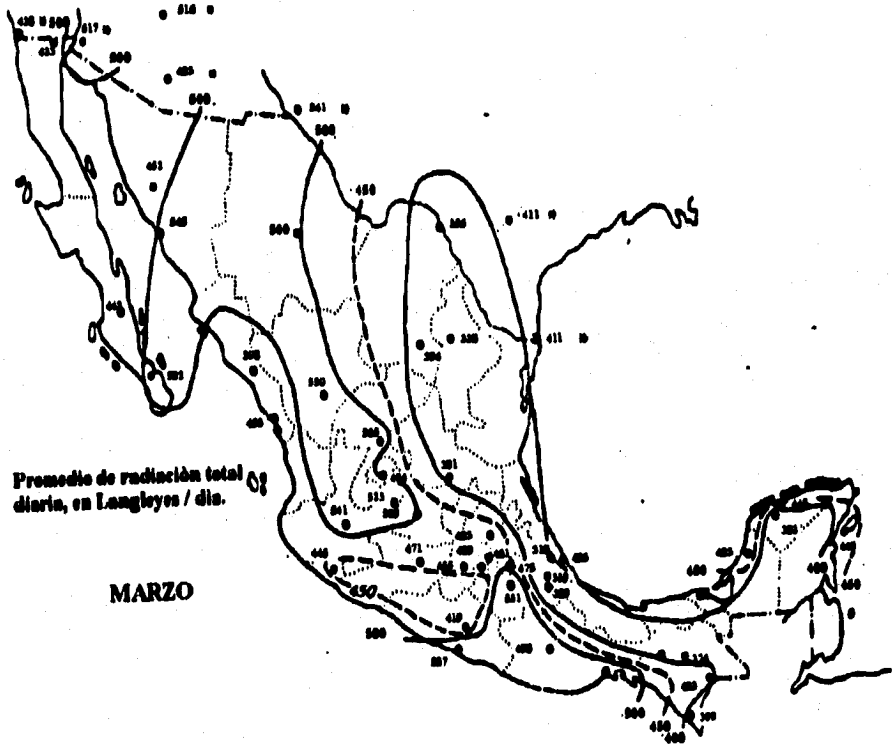
APÉNDICE D

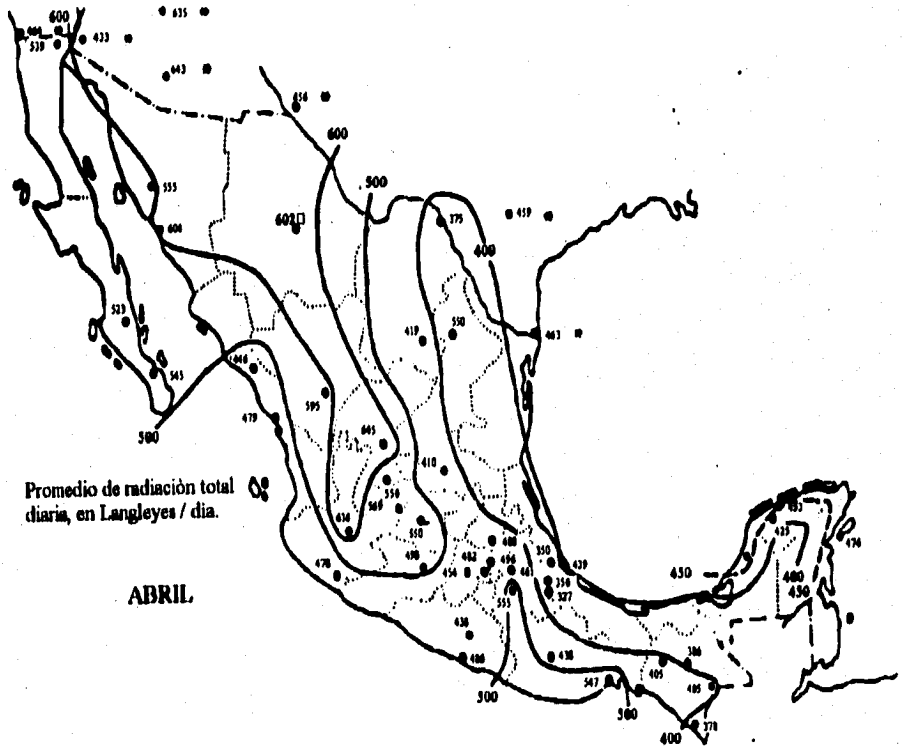
MAPAS DE INSOLACIÓN SOLAR EN LA REPÚBLICA MEXICANA

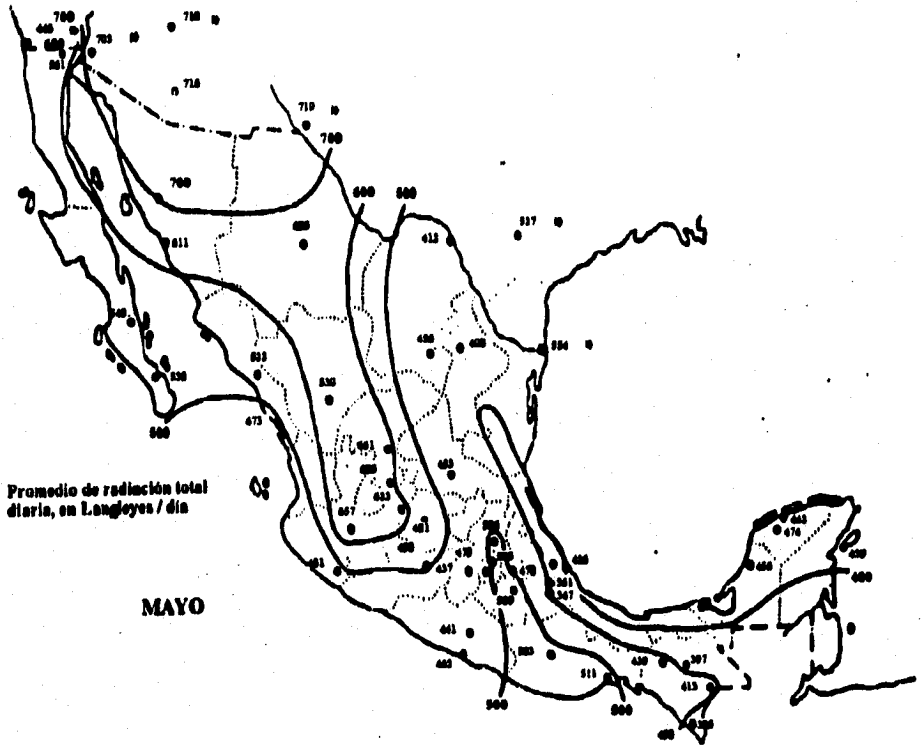


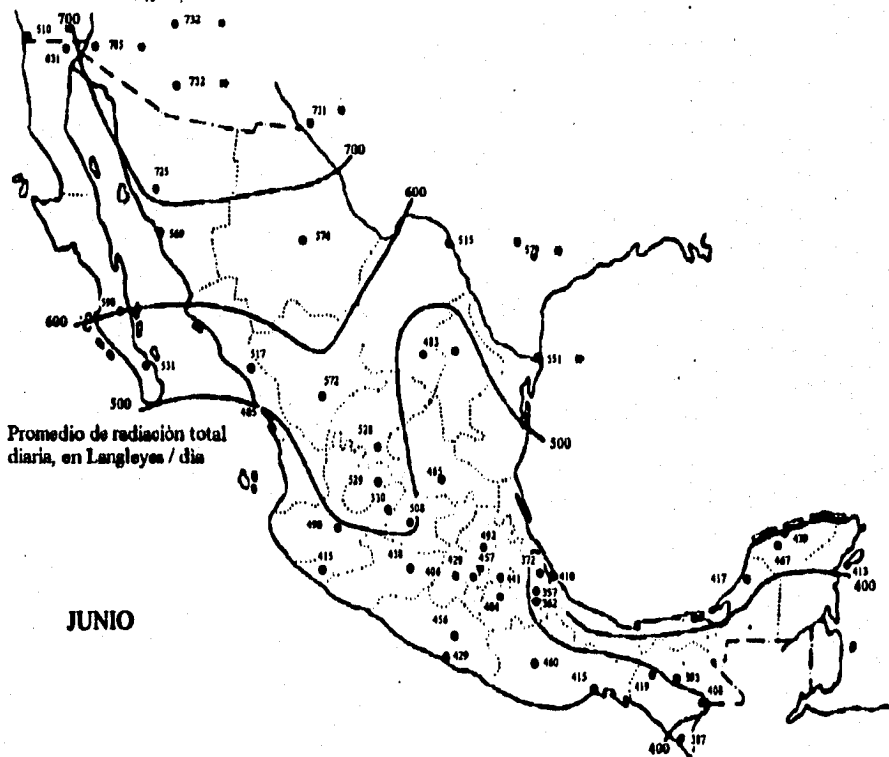


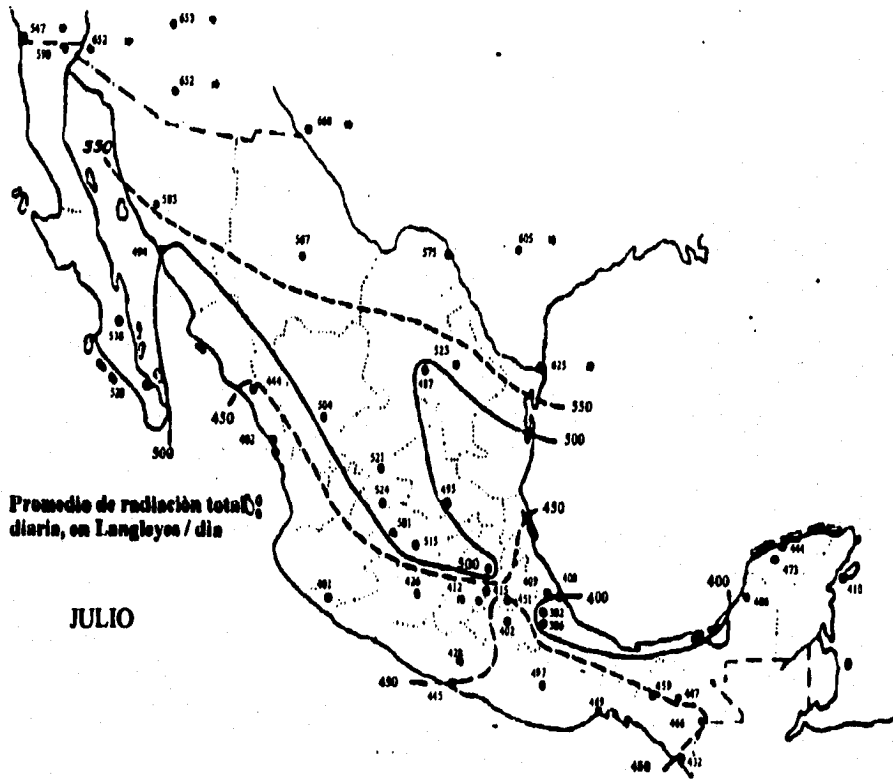


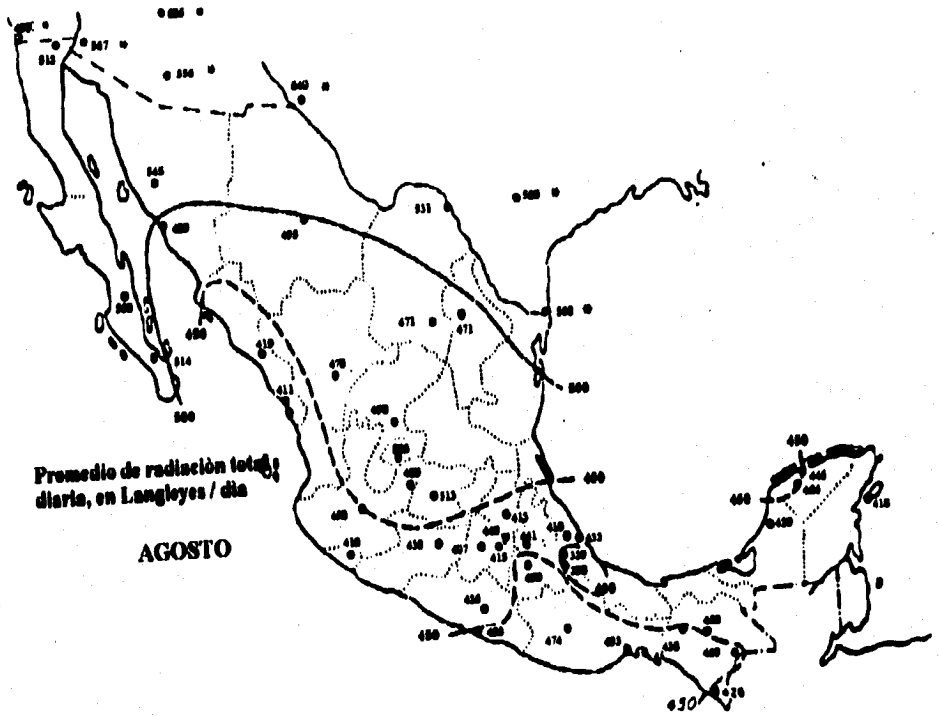


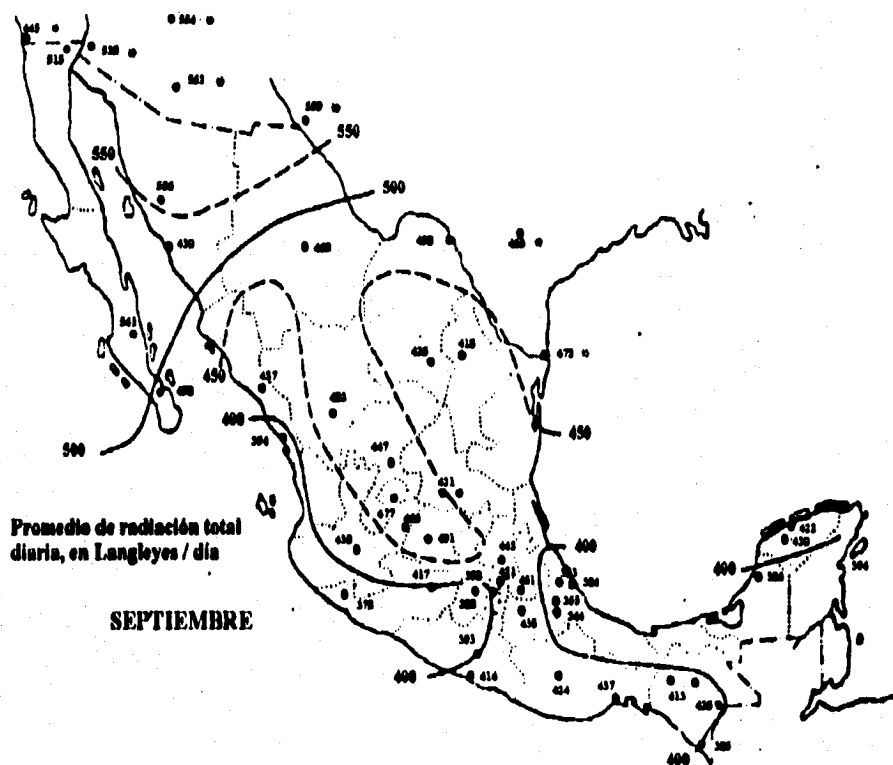


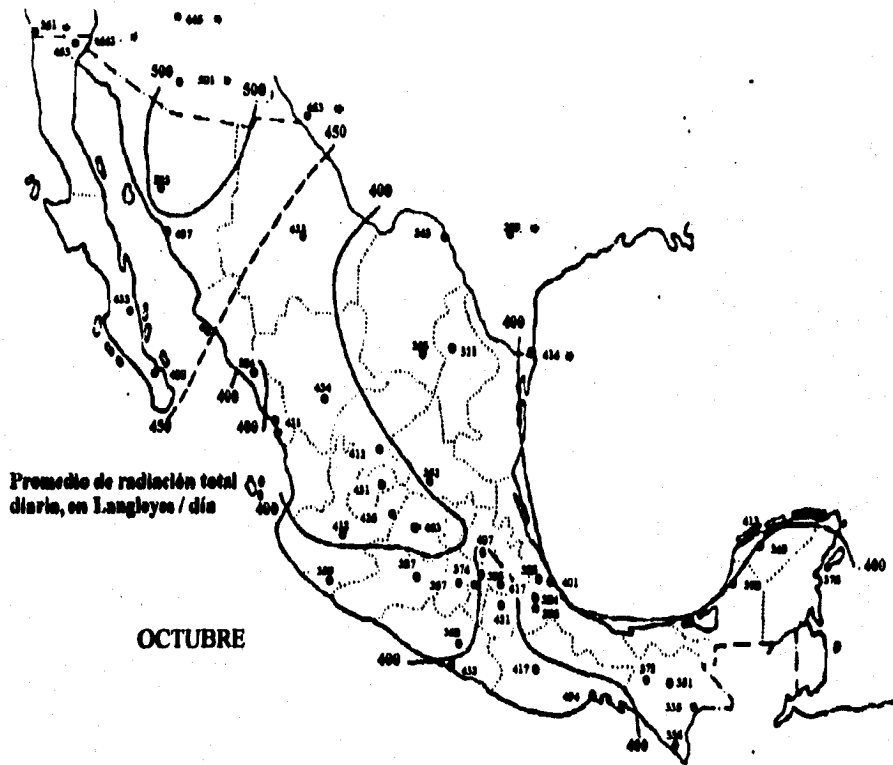


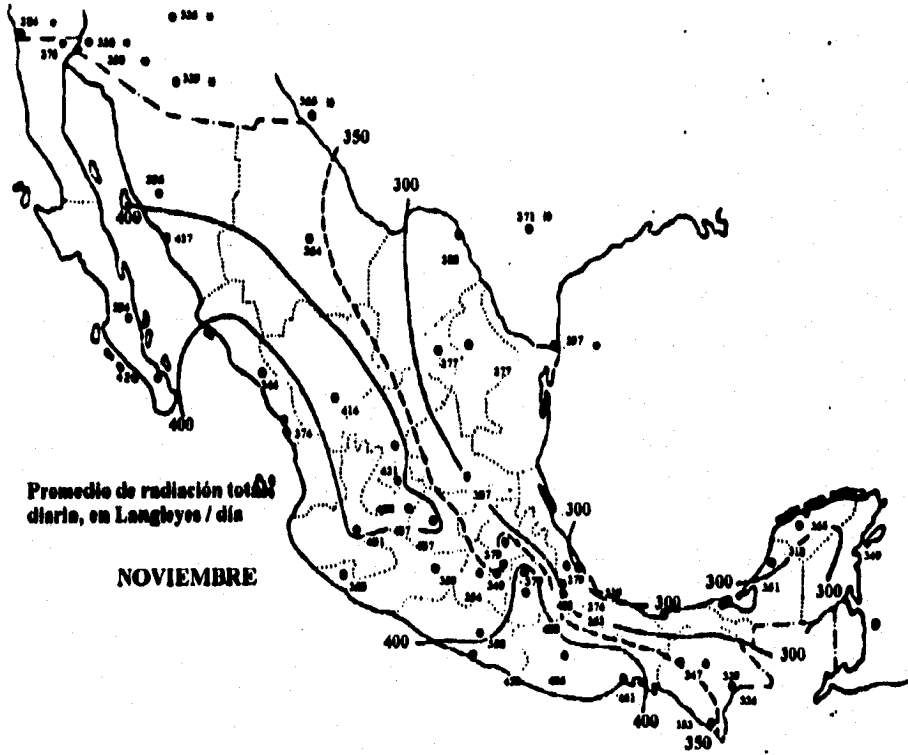


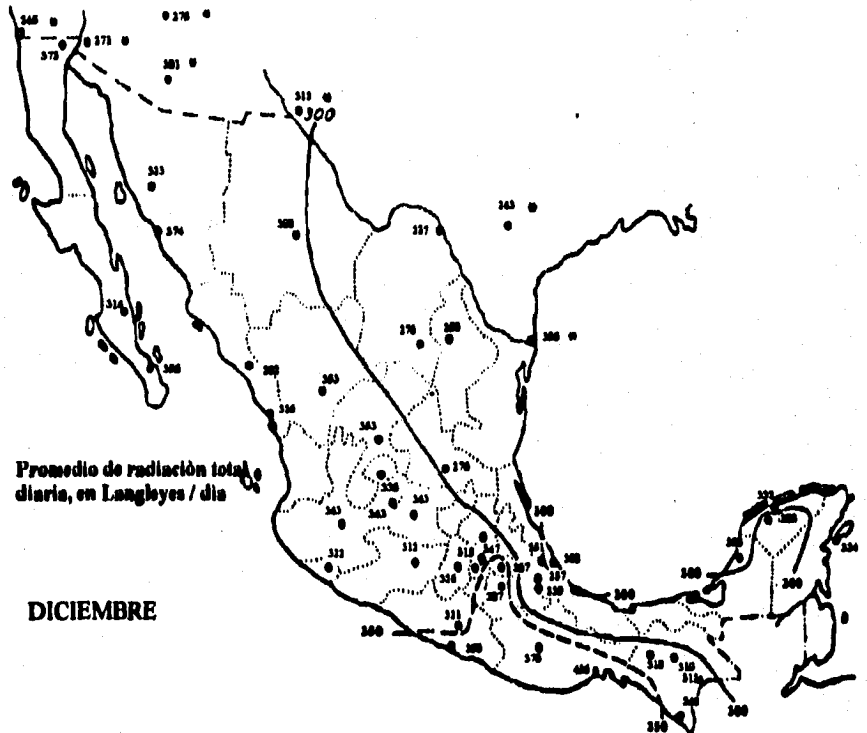












Bibliografía:

- Almanza Salgado Rafael; Muñoz Gutierrez, Felipe; Ingeniería de la Energía Solar; Editorial Colegio Nacional; 1994; México D.F

APÉNDICE E**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UNA PLANTA ELÉCTRICA DE COMBUSTIÓN DIESEL COMERCIAL DE 30 kW***Características Generales:*

Servicio Continuo kW-kVA	30/37.5
Servicio de emergencia kW-kVA	30/37.5
Voltaje de generación	220/127 V
Regulación de voltaje	± 1.5%
Velocidad angular	1800 RPM
Frecuencia	60 Hz.
Regulación de frecuencia	± 3%
Factor de Potencia	0.8
No. de hilos	4
No. de fases	3
Potencia efectiva a	2300 m. s. n. m.
Peso seco aproximado.	750 kgs.

Características del motor:

Marca:	Cummins
Modelo	4B3.9-G
No. de cilindros:	4 en línea
No. de tiempos	4
Diametro y carrera en m.m.	102 x 120 mm
desplazamiento:	3.92 lt.
Velocidad de pistón:	1800 RPM
Potencia máxima nominal:	65 BHP
Combustible:	Diesel
Tipo de inyección:	Directa
Tipo de aspiración:	Natural
Consumo de combustible	
100% carga:	11 lts/hr (ver gráfica D-1)
Relación de compresión:	16 : 1
Capacidad de agua:	16 lts
Capacidad de aceite:	11 lts

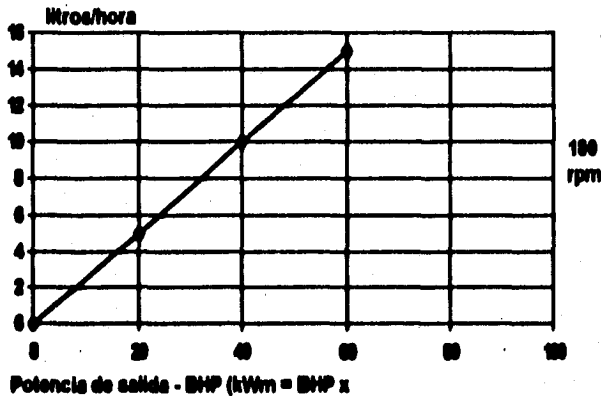


Figura d-1

Sistema de enfriamiento:

- Radiador con cubierta protectora.
- Ventilador tipo sople (expulsión)
- Termostato.
- Bomba centrífuga.
- Indicador de temperatura.
- Dispositivo de paro por alta temperatura.
- Tuberías y conexiones sobre el motor.

Sistema de Lubricación:

- Bomba a base de engranes.
- Cárter con orificio de purga.
- Filtros de elementos reemplazables.
- Manómetro de presión.
- Dispositivo de paro por baja presión del aceite.

Sistema de Combustible:

- Bomba de inyección y de transferencia integral.
- Inyectores con atomizadores de orificio múltiple.
- Filtros de cartuchos reemplazables.
- Gobernador mecánico.
- Tanque de combustible de 200 lts.
- Conexiones y tuberías.

Sistema de admisión:

Filtro de aire tipo seco.
Múltiple de admisión.

Sistema de gases de escape.

Múltiple de escape.
Silenciador tipo hospital.
Tubo flexible sin costura.

Sistema de arranque:

Motor de arranque de 12 Volts.
1 acumulador de 200 A-hr tipo industrial con cables y terminales.
Indicador de carga y descarga del acumulador.
Interruptor de arranque y paro con llave en el tablero.

GENERADOR

Marca: Stamford o similar
Construcción: Sin escobillas a prueba de goteo.
NORMAS ASA y NEMA, un balero
Capacidad continua kW/kVA: 30/37.5
Frecuencia: 60 Hz.
Velocidad de giro: 18000 RPM
Tipo de acoplamiento: Directo, alineación permanente.
Tensión: 220/127 V
Regulación de voltaje: $\pm 1.5\%$
Tipo de excitación: Auto-excitado estáticamente
Eficiencia: 90%
Sobrecarga arranque motores: 100%
Ciclo de operación: Continuo 10 % sobrecarga 2 hrs.
Número de fases: 3
Número de hilos: 4
Aislamiento: NEMA, clase F
Tipo de protección: Interruptor termomagnético.

ESTATOR

En armazón de acero, anillo de acero soldados a barras laterales y maquinado con tolerancias exactas. El embobinado a prueba de humedad. Las interconexiones de bobinas fuera del núcleo del estator y los conductores disponibles en la caja de terminales.

EXCITATRIZ SIN ESCOBILLAS

Auto-excitado, puente rectificador de diodos tipo avalancha de 500 Volts y de onda completa.

ROTOR

Núcleo de laminaciones de polos integrados y devanado amortiguador de aluminio, los polos embobinados con aislamiento clase F impregnados con resinas epóxicas y horneadas para protección contra la humedad. El conjunto está balanceado dinámicamente.

REGULADOR DE VOLTAJE

Electrónico encapsulado, compacto, con protección por sobre excitación, baja frecuencia de generación, tropicalizado, anticorrosivo y antivibratorio.

EQUIPO AUTOMÁTICO DE TRANSFERENCIA ELECTRÓNICO DIGITAL-GP

Equipo automático de transferencia, a base de contactores, 220/127 Volts, 100 Amps., operado por módulo de control automático, que transfiere la carga de C. F. E. a la planta Diesel eléctrica de emergencia y viceversa, con diseño robusto y confiable.

MÓDULO DE CONTROL DE TRANSFERENCIA DESMONTABLE QUE CONSTA DE:

- a) sensor de voltaje de estado sólido, ajustable desde un 70% hasta un 130% de su valor nominal, trifásica y operará al fallar el voltaje en una, dos o tres fases de C. F. E., hasta su estabilización, picos o elevaciones súbitas de tensión.
- b) Cargador de baterías de estado sólido automático regulable, que alimenta a las baterías con 6 Amps., constantes en carga semilenta, a cierto nivel se desconecta automáticamente sin sobrecargas.
- c) Control de transferencia, poniendo a la carga de C. F. E., a la planta Diesel Eléctrica.
- d) Control de retransferencia electrónica, teniendo esta un retardador que impide las entradas falsas de C. F. E. siendo ajustable de 20 segundos a 3 minutos al término de los cuales se efectúa la retransferencia de la planta de emergencia a la C. F. E., inmediatamente actúa otro retardador, dejando al motor funcionando sin carga durante un lapso también ajustable de 20 segundos a 3 minutos para enfriamiento de la planta y automáticamente se pare el grupo Motor-Generador.
- e) Retardador electrónico de tiempo ajustable, al fallar C. F. E., se detecta mediante un sensor de voltaje, de inmediato la planta eléctrica arranca y una vez que genera y estabiliza la frecuencia y voltaje (como 4 ó 5 segundos) se efectúa la transferencia de C. F. E. a planta de emergencia.
- f) Se cuenta con un dispositivo de protección contra inversión de la polaridad de las baterías.
- g) Dispositivo de seguridad contra transitorios.

h) Protección contra alto y bajo voltaje.

PROTECCIONES

El tablero detecta y señala diferentes fallas en el motor tales como:

- **Largo arranque (tiempo ajustable)**
- **Alta temperatura del agua.**
- **Baja presión del aceite lubricante.**
- **Sobre-velocidad.**

APÉNDICE F

EJEMPLO DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UN INVERSOR/CARGADOR DE ONDA SENOIDAL 10 kW A 120 V	
Voltaje de entrada	de 105 a 180 V cd
Salida de Voltaje	240 V ca
Salida de frecuencia	50 o 60 Hz
Regulación de salida de tensión	± 2 %
Regulación de frecuencia	± 0.2 %
Eficiencia máxima	92 %
Capacidad de carga de baterías	50 % de la capacidad nominal de salida
Distorsión armónica total	5 % máximo
Rango de temperatura de operación	de 0° a 50° C
Método de enfriamiento	Ventilador de aire forzado controlado por temperatura.
Máximo ruido a 1.5 metros	55 dB
Método de Inversión	PWM de puente completo
Factor de potencia de la carga	de 0.1 a 1
Protecciones	El inversor está protegido contra: <ul style="list-style-type: none"> * Sobrecarga * Corto circuito * Altas temperaturas * Altos y bajos niveles de tensión.
Método de protección	Electrónica
Luces indicadoras	Operación / Carga de batería Bajo nivel de Tensión de cd Bajo nivel de tensión de ca Sobrecarga Alta temperatura

Bibliografía:

- Advance Energy Systems PTY LTD; Sinemax Inverter / Charger System. Instruction Manual; 1993.

APÉNDICE G

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UNA BATERÍA COMERCIAL, LIBRE DE MANTENIMIENTO

Especificaciones:

Tensión de salida nominal: 12 Volts.

Capacidad: 105 Amperes-Hora (100 Horas @25° C).

Proporción de autodescarga: 4 Amp-hr por mes @27° C

Dimensiones:

Longitud: 330.2 mm

Profundidad: 172.0 mm

Altura: 240.3 mm

Peso: 27.3 kg

Dimensionamiento y Recomendaciones para aplicaciones en sistemas Fotovoltaicos:

Se determina de acuerdo a la carga aplicada a la batería. Una vez que la carga se ha establecido, la capacidad de Ampere-hora se determina por:

(1) Estimación de corriente por batería y

(2) Lectura de la capacidad de Ampere-hora desde la curva de la capacidad de batería.

* La Profundidad de Descarga Diaria no debe exceder el 15% de la capacidad de Amperes-hora para un máximo tiempo de vida útil del sistema.

* La batería debe mantenerse a un mínimo de 50% del estado de carga durante las peores condiciones de operación.

* Se pueden usar múltiples baterías en paralelo para obtener las mejores condiciones de operación

* El mejor rango de funcionamiento está entre -5 y 35° Celsius.

* Excelente protección de congelamiento electrolítico se puede asegurar aún para bajos estados de carga.

* La tensión de carga es de 15.5 Volts @27 grados Celsius.

Voltaje de Circuito Abierto

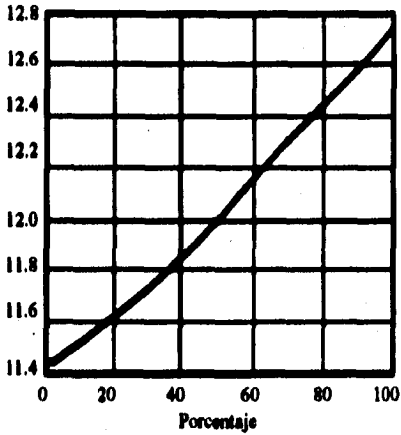


Figura g-1: Determinación del estado de carga

Amp-hr

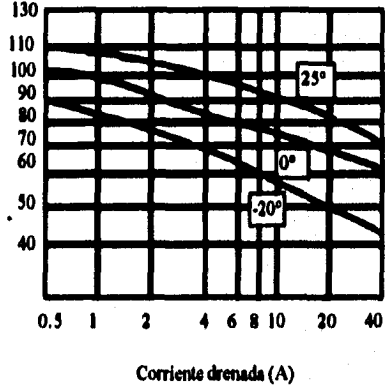


Figura g-2: Capacidad de la batería.

Volta

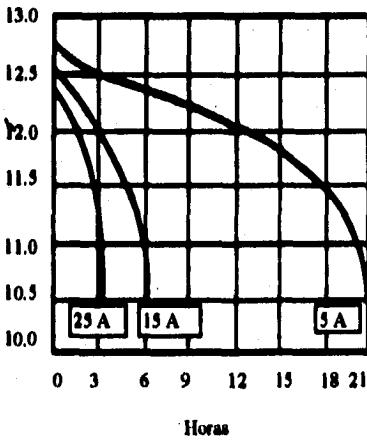


Figura g-3: Rango de descarga

Temperatura °C

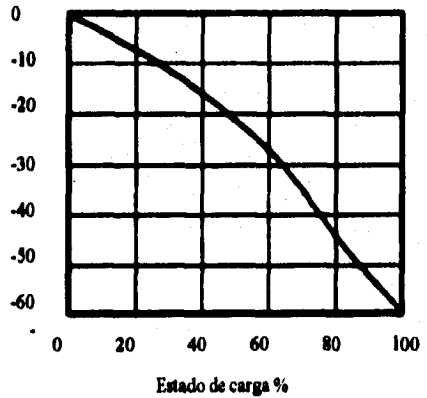


Figura g-4: Punto de Congelación del Electrolito

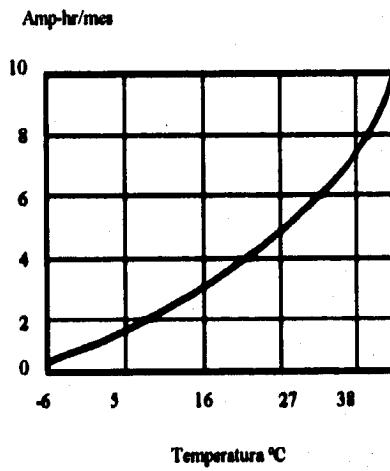


Figura g-5: Proporción de autodescarga

Bibliografía:

- General Motor Corp.; AGV-Photovoltaic, Delco Remy.

APÉNDICE H

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UN CONTROLADOR ELECTRÓNICO PARA SISTEMAS HÍBRIDOS.

Tipo: Microprocesador

Funciones: Regulación del sistema fotovoltaico, manejo de del generador diesel, manejo de la carga, diagnóstico del sistema, monitoreo, alarmas. Todos las tensiones pueden ajustarse al igual que las temperaturas por medio de dipswitch.

Características eléctricas:

Tensión del sistema: 48 VCD

Máxima corriente de entrada: 240 A

Máxima corriente de carga: 200 A

Exactitud del controlador: ± 0.05 V

Cargas parásitas: 35 mA (promedio)

Caída de tensión total del controlador: 0.10 V

Características ambientales:

Rango de temperatura:

Operación: -40°C a 60°C

Almacenamiento: -55°C a 80°C

Humedad: de 0 a 100% de humedad relativa no condensada.

Bibliografía:

- Integrated Power Corporation; Photovoltaic and Hybrid Remote Power Systems; 1988.

APÉNDICE I

ILUSTRACIONES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL CON UN SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTOVOLTAICO-DIESEL

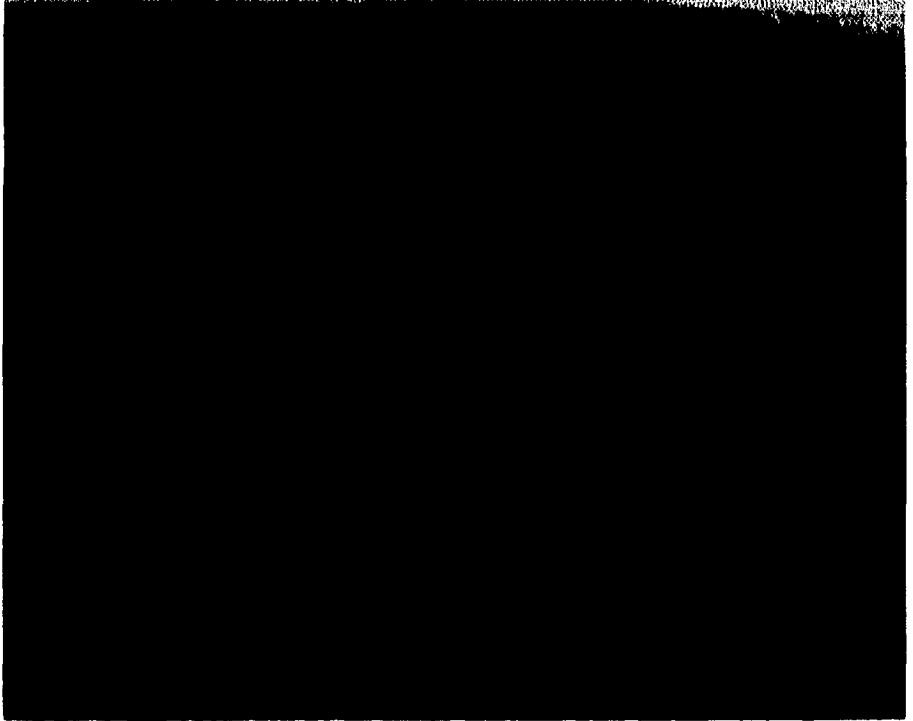


Figura I-1: Poblado De María Magdalena

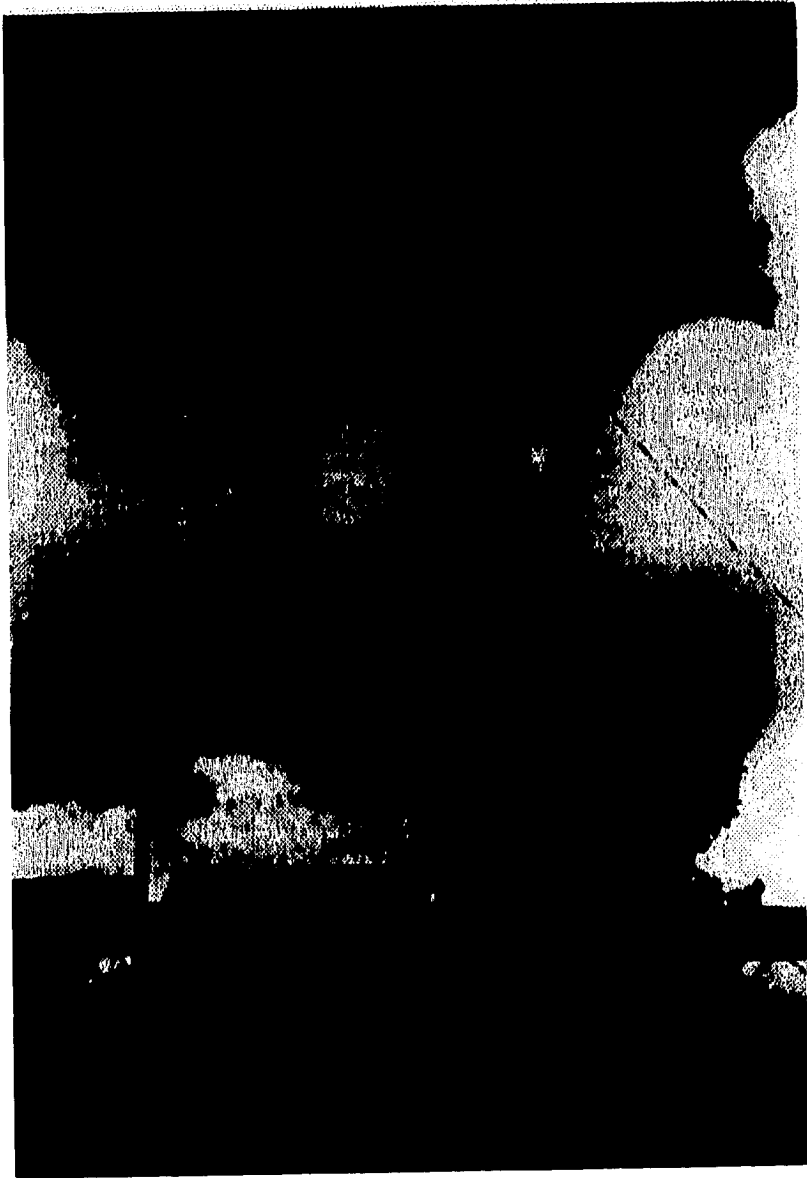


Figura I-2: Vista del Aerogenerador y el Sistema Fotovoltaico.

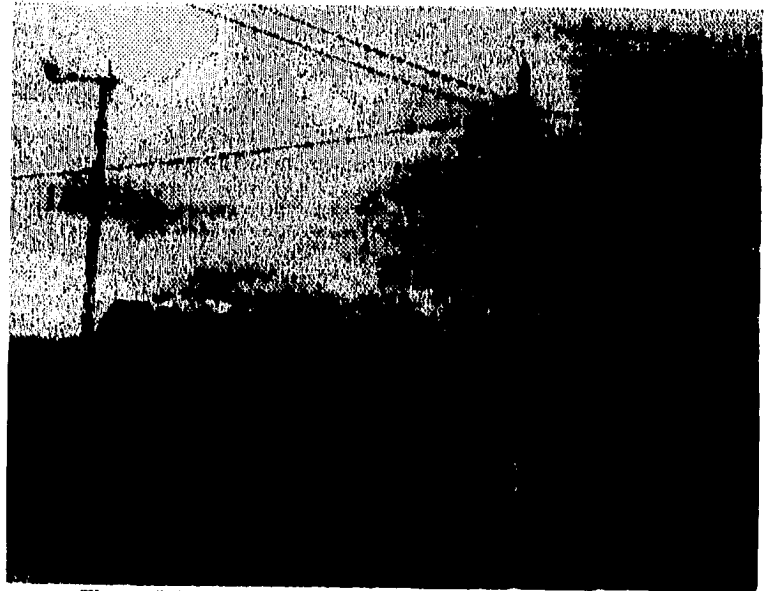
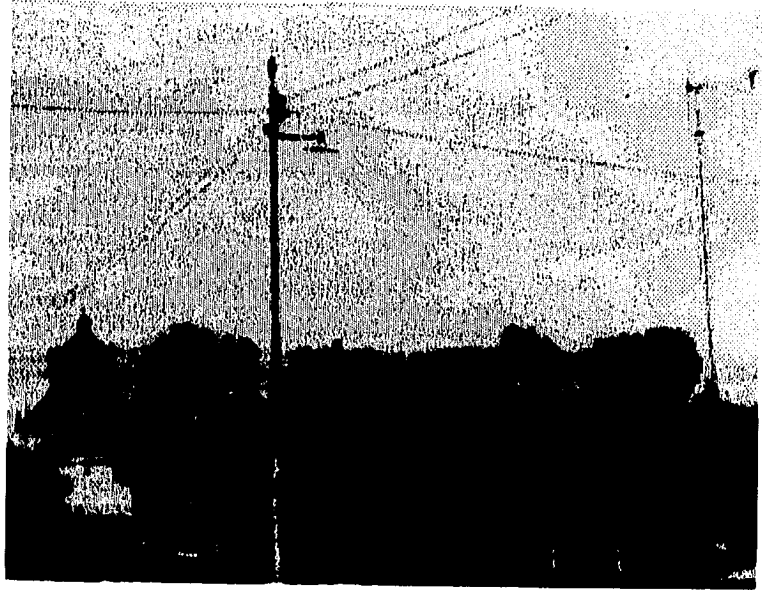


Figura I-3: Red de Distribución en Baja Tensión 120VCA.

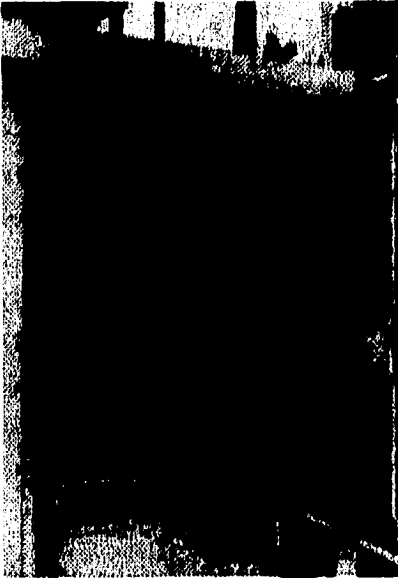


Figura I-4: Inversor de Corriente

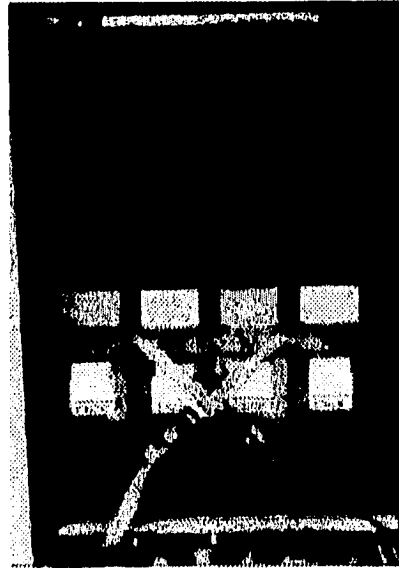


Figura I-5: Banco de Baterías



Figura I-5: Equipo de Adquisición

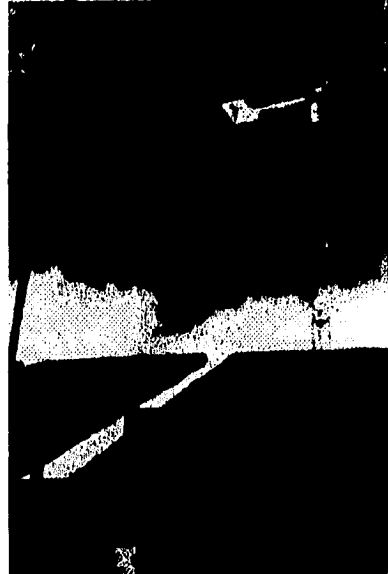


Figura I-5: Sistema Híbrido