



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN

**"SUSTENTABILIDAD ENERGETICA PARA CASAS HABITACION: ENERGIA
SOLAR"**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A:

ERNESTO VERA ALVARADO

ASESOR: ING. ANGEL ISAIAS LIMA GOMEZ

CUAUTITLAN IZCALLI, ESTADO DE MEXICO 2014



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN
UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR
DEPARTAMENTO DE EXÁMENES PROFESIONALES

U. N. A. M.
FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES-CUAUTITLÁN

ASUNTO: VOTO APROBATORIO

DRA. SUEMI RODRÍGUEZ ROMO
DIRECTORA DE LA FES CUAUTITLÁN
PRESENTE

ATN: L.A. ARACELI HERRERA HERNÁNDEZ
Jefa del Departamento de Exámenes
Profesionales de la FES Cuautitlán.

Con base en el Reglamento General de Exámenes, y la Dirección de la Facultad, nos permitimos a comunicar a usted que revisamos **LA TESIS:**

"Sustentabilidad Energética Para Casas Habitación: Energía Solar".

Que presenta el pasante: **ERNESTO VERA ALVARADO**

Con número de cuenta: **09207822-6** para obtener el Título de: **Ingeniero Mecánico Electricista**

Considerando que dicho trabajo reúne los requisitos necesarios para ser discutido en el **EXAMEN PROFESIONAL** correspondiente, otorgamos nuestro **VOTO APROBATORIO**.

ATENTAMENTE

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"

Cuautitlán Izcalli, Méx. a 11 de Noviembre de 2013.

PROFESORES QUE INTEGRAN EL JURADO

	NOMBRE	FIRMA
PRESIDENTE	Ing. Oscar Cervantes Torres	
VOCAL	Ing. José Gustavo Orozco Hernández	
SECRETARIO	Ing. Angel Isaias Lima Gómez	
1er SUPLENTE	Ing. Fernando Fierro Téllez	
2do SUPLENTE	Ing. Nidia Mendoza Andrade	

NOTA: los sinodales suplentes están obligados a presentarse el día y hora del Examen Profesional (art. 127).

HHA/Vc

Dedicatoria

Este trabajo muy importante en mi vida, esta dedidcado a mi familia y a todas aquellas personas que eh conocido y eh tenido trato, por más efimero que haya sido a lo largo de mi vida, “una vez leí que todas las personas con las que interactuamos aportan algo a nuestra personalidad, ya sean cosas buenas o malas, pero siempre dejan algo en nosotros”, a todas esas personas que me dieron la oportunidad de conocerlos

Gracias.

Agradecimientos:

A la Universidad Nacional Autonoma de México (UNAM)

Por haberme dado la oportunidad de formar parte de ella que es la maxima casa de estudios, a la cual debo no solo un titulo, si no el sentimiento de identidad y compromiso.

A Sr. José Manuel Santos Flores

Por todo el apoyo que me brindo a lo largo de la carrera, la confianza que deposito en mi, todas las enseñanzas que me dio, pero sobre todo por la motivacion que siempre supo brindarme y no dejarme caer cuando me sentia desfallecer...

A Juan Arturo Bautista Pablo

Por ese apoyo que siempre me has brindado, y por estar conmigo tanto en las buenas como en las malas, pero sobre todo por saber ser un gran y verdadero amigo para mi...

A Nancy Gabriela Arellano Islas

*Por los momentos de alegria que me as brindado, pero sobre todo por devolverme la ilusion de poder terminar con este ultimo paso de la carrera, que es poder obtener el titulo, eres una mujer excepcional y muy especial para mi, siempre te llevare en mi pensamiento y mi corazon... **nunca dejes de sonreir.***

Índice

OBJETIVOS:	1
Introducción	2
CAPITULO I	8
1.1 Antecedentes	8
1.2 Gases de efecto invernadero	8
1.2.1 Gases implicados.....	12
1.3 Protocolo de Kyoto	14
1.4 Las energías renovables	16
1.4.1 Energía hidráulica.....	17
1.4.2 Energía solar	18
1.4.2.1 Energía solar térmica.....	19
1.4.3 Energía eólica.....	20
1.4.4 Energía geotérmica	22
1.5 Potencial de las energías renovables en México	24
1.5.1 Energía solar	25
1.5.2 Energía eólica	26
1.5.3 Mini hidráulica	27
1.5.4 Bioenergía	28
1.5.5 Geotermia.....	29
CAPITULO II	31
2.1 Energía solar Fotovoltaica	31
2.2 Captación de la energía solar	31
2.2.1 Conceptos preliminares.....	31
2.3 Energía aprovechable	39
2.3.1 El problema de las sombras	39
2.4 Componentes de los sistemas Fotovoltaicos	45
2.4.1 Subsistema de generación.	46
2.4.1.1 La célula fotovoltaica.....	46
2.4.1.2 El módulo fotovoltaico (FV).....	50
2.4.2 Subsistema de acumulación.....	55
2.4.2.1 Parámetros característicos de los acumuladores.....	57
2.4.2.2 Clasificación de las baterías	58
2.4.3 Subsistema de regulación.	62

2.4.4	Subsistema de acondicionamiento de potencia	66
2.4.4.1	El convertidor cc-cc	66
2.4.4.2	El inversor o convertidor cc-ca	67
2.5	Tipología y dimensionado de los sistemas fotovoltaicos	69
2.5.1	Sistemas FV autónomos.....	70
2.5.1.1	Sistemas FV directos.....	70
2.5.1.2	Sistemas FV con acumulación	70
2.5.2	Diseño y dimensionado de sistemas FV autónomos.....	73
2.6	Ejemplo de diseño y dimensionado de un sistema FV Autónomo	75
2.6.1	Elección del sistema	76
2.6.2	Dimensionado básico	76
2.6.3	Subsistema de generación	78
2.6.4	Subsistema de acumulación.....	83
2.6.5	Subsistema de regulación.	85
2.6.6	Subsistema de acondicionamiento de potencia	86
2.6.7	Instalación eléctrica	87
2.6.7.1	Interruptores automáticos o magneto térmicos.....	87
2.6.7.2	Fusibles.....	89
2.6.7.3	Varistores.....	90
2.6.7.4	Shunts y monitorización.....	93
2.6.8	Diseño y configuración.....	94
2.6.8.1	Flotante.....	94
2.6.8.2	Puesto a tierra	94
2.6.8.3	Centrado a tierra	95
2.6.9	Dimensionado	97
CAPITULO III	101
3.1	Mantenimiento en las Instalaciones Fotovoltaicas.....	101
3.1.1	Mantenimiento preventivo y correctivo.....	101
3.1.2	Inspección del subsistema de generación	102
3.1.3	Inspección del subsistema de acumulación.....	103
3.1.4	Comprobación del funcionamiento del sistema	105
3.1.5	Mantenimiento preventivo a cargo del personal especializado.	106
3.2	SEGURIDAD EN LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	107
3.2.1	Seguridad durante la manipulación.....	107

3.2.2	Seguridad eléctrica.....	111
3.2.2.1	Sobretensiones.....	112
3.2.2.2	Descargadores de sobretensiones.....	114
3.2.2.3	Sobreintensidades.....	114
3.2.2.4	Puntos calientes.....	115
CONCLUSIONES.....		116
BIBLIOGRAFIA BASICA		117

OBJETIVOS:

- Realizar una investigación para nuevos desarrollos urbanos con autonomía en la generación y almacenamiento de energía eléctrica a partir de la energía solar.
- Dar a conocer la importancia que tienen las energías renovables en la actualidad.

INTRODUCCION

Desde hace ya algunos años la humanidad ha comenzado a entender que el fenómeno de la utilización de fuentes de energía no convencionales, es decir, alternativas o renovables, es indispensable para poder visualizar un futuro estable y seguro; aunque la mayoría de la gente no ponga en este tema la importancia real que requiere y simplemente se conformen con estar enterados del problema y desgraciadamente no hacer nada por ayudar, existen también por fortuna algunos científicos y ambientalistas que han mostrado un verdadero interés en la conservación del medio en que vivimos, y es por eso que gente como ésta, a puesto todo su empeño en lograr que día a día se tome conciencia de lo que le pasa al planeta y así mismo que el mundo conozca sus propuestas para salvaguardar la vida no solo a futuro sino ya en este momento.

Para comprender las soluciones a nuestros problemas ambientales hay que tener muy claro la magnitud del problema y lo que en realidad éste significa, así como sus consecuencias a corto y largo plazo. De primera instancia nos podemos remontar a los comienzos del problema o al menos al momento en que la exageración del consumo de combustibles puso a pensar a muchas personas acerca de que tan conveniente era usar a tal magnitud fuentes de energía que generaban tantos gases tóxicos, y es que en los comienzos de la revolución industrial no se tomaba en cuenta las consecuencias que el avance tecnológico traía consigo, y mucho menos se podía imaginar que sus combustibles iban a escasearse tan rápidamente; es por eso que desde ese momento y a lo largo de la carrera tecnológica el hombre ha optado por dejar de lado los intereses de la mayoría por un futuro sin carencias y ha preferido disfrazar los intereses particulares y económicos de unos cuantos, haciéndolos ver como la base de un mejor futuro para todos, aunque a decir verdad, a pesar de que el presente parece ser cada día mas cómodo, esta comodidad que poco a poco cae en la inutilidad no sirve de nada si en un futuro unos contra otros tendrán que pelearse por unas cuantas gotas de agua y un poco de aire no contaminado...

El problema de la utilización de energías no renovables no se basa solo en la contaminación del aire por la emisión de gases nocivos, este problema va más allá, y es que a pesar de que en este momento la mayoría de la gente tiene presente que los combustibles fósiles están a punto de agotarse y que forzosamente tendremos que adoptar nuevas tecnologías para la obtención de la energía, siguiendo promoviendo el consumo de fuentes como el petróleo y son capaces de crear conflictos de la nada para lograr conseguir una gota más de ese preciado oro negro; no importa cuánto signifique para el mundo y las futuras generaciones, las empresas multimillonarias seguirán obstruyendo el avance de las nuevas tecnologías o limitando su uso hasta que éstos logren vender hasta su último litro de combustible y puedan dedicarse a otra cosa.

Para aunar más en el problema, podemos hablar un poco del porque los países industrializados tienen tanta influencia en la decisión de abrir o no paso a los nuevos métodos de obtención de energía, y es que estos países dependen fundamental y esencialmente de la obtención, generación y distribución de esta energía para poder seguir con sus diversas actividades económicas y con su vida diaria en general; y aunque parezca algo exagerado, a decir verdad, hoy en día la mayoría de los países no subsistirían siquiera una semana sin energía, es por esta razón por la que a veces no parece importar a qué precio se obtenga ésta, el precio de no tenerla es aún más alto y significaría prácticamente la extinción de las cosas como las conocemos, y es que estamos tan ligados a la tecnología que ya no sabríamos como vivir sin ella y quizás ni siquiera podríamos.

Por estos motivos, la obtención de energía, la combinación de combustibles y la mejora en los sistemas de estos resulta tan importante y atrayente a la comunidad científica que se interesa en el medio ambiente y el avance tecnológico, así como para los empresarios que tiene que empezar a pensar en una alternativa para los actuales combustibles fósiles y para los métodos de creación de energía a partir de éstos. De esta manera se ha comenzando a pensar en aumentar la eficiencia en las diversas tecnologías ya existentes así como en las que viene en el camino, ya que no sólo se trata de generar energía de manera más limpia, sino de aprovechar al máximo toda la posible.

Las demandas principales de las políticas energéticas deben estar enfocadas en satisfacer las necesidades del usuario a la vez que proporcionan la confianza debida, mostrando una amplia seguridad en sus procesos, así como la certeza de que estos métodos de obtención de energía no traerán daños colaterales a futuro de ningún tipo, como los que provocan ahora al medio ambiente los actuales métodos; es por esto que al hablar de abastecimiento inagotable y seguridad en todos los sentidos, se tiene forzosamente que resaltar las tecnologías como lo son la obtención de energía a partir del aire y del sol, principalmente; sin dejar de tomar en cuenta que existen otras fuentes como lo son la energía de la biomasa, geotérmica y la energía hidráulica que en estos momentos es la más utilizada de este rubro de las energías renovables.

Al tratar de entender lo que significan o deberían de significar las energías alternativas en la actualidad, tenemos primero que comprender que el problema que trata de solucionarse o disminuirse a partir de éstas es real y lo estamos viviendo en este preciso momento, algunas personas aún creen que el tema de las energías renovables puede o debe estar sujeto a discusión por algún tiempo en lo que el problema se presenta, sin darse cuenta que el problema ya está sobre nosotros y nos está afectando más rápido de lo que esperábamos. No es necesario esperar algunos años para ver lo que el exceso de gases tóxicos, la basura, el desperdicio desmedido de aguas, y demás contaminantes le están ocasionando al planeta, es posible que ni siquiera tengamos que esperar esos años que pensábamos tendrían que pasar para poder visualizar el problema, para tener en frente una verdadera catástrofe ambiental que afecte no solamente a nuestro país sino al mundo, y que ponga en riesgo inminente y verdadero la vida y las comodidades que la naturaleza nos brinda, convirtiendo todo lo que conocemos en una lucha por poseer un poco de lo aún mas poco que le hayamos dejado al mundo.

Es así que al hablar de un problema real y actual es también necesario hablar de soluciones viables y con mucha más urgencia actuales, ya que si tenemos el problema sobre nosotros no es posible plantear soluciones a futuro, es absurdo y por demás inútil comenzar a hacer cálculos para un futuro al cual probablemente lleguemos sin la preparación o disponibilidad de medios que tenemos por ahora, es por eso que es más que necesario

empezar a utilizar energías renovables en lugar de combustibles fósiles y así no parar las actividades tan diversas y mayoritarias que dependen del uso de la energía eléctrica pero sin seguir contaminando y destruyendo lo poco que aún nos queda de este planeta. Es urgente que optemos por una cultura de ahorro de energía, así como de insumos necesarios para la vida diaria, ya que el desperdicio de éstos es también una manera de contaminación.

La propuesta que tienen los ambientalistas en cualquiera de sus distintas nuevas tecnologías es y debería de ser un ejemplo de concientización para que toda la gente voltee a ver lo que le estamos haciendo al medio ambiente y tomen un poco de conciencia para así apoyar las nuevas ideas que ya deberían ser una realidad y no sólo una opción. Todas las energías que se plantean como alternativas son opciones viables para el desarrollo y ofrecen una mejor y más segura vida a futuro, además de que muchas de ellas a pesar de requerir una fuerte inversión tienden a ser mucho más económicas que las actuales y otras pueden generarse en la comodidad de nuestros propios hogares y no solo abastecernos a nosotros sino a una comunidad, como lo son el caso del biogás y las celdas fotovoltaicas.

Las fuentes de energías fósiles o energías no renovables son llamadas de este modo porque sus reservas son limitadas y en algún momento, que por cierto sería más pronto de lo que esperábamos, se acabaran, y tardaran millones de años para volver a generarse, tal es el caso del tanpreciado petrolero, el gas natural y el carbón. Todos estos combustibles que se han utilizado durante tantos años para generar energía le han dejado a su vez un desagradable obsequio al planeta, ya que no solo limitan los recursos naturales sino que a su vez generan gases extremadamente tóxicos y contaminantes para el medio ambiente y los seres vivos en general, estos siglos de contaminación han propiciado un deterioro en el ambiente que pareciera irremediable así como la pérdida de hectáreas de bosques y miles de vidas animales y también humanas. Toda la contaminación que se genera día a día por el uso de estos combustibles ha provocado un avance acelerado en el cambio climático responsable de los deshielos de los polos, así como el tan conocido efecto invernadero que provoca las lluvias ácidas, la innumerable pérdida de árboles que a su vez nos limitan con esto del tan valioso oxígeno, indispensable para la vida. A decir verdad, parece increíble que a pesar de tener tantas razones para dejar atrás estos métodos de obtención de energía

no se haya podido decidir aun el uso activo y mayoritario de energías renovables para el reemplazo de los combustibles fósiles, lo cual señala directamente a las empresas multimillonarias que tienen comprados a la mayoría de los políticos que tienen el poder real de cambiar nuestra situación actual y apostar a un mejor futuro.

Sin lugar a dudas, no hay pretextos que puedan ponerse ante esta crisis energética y ambiental que estamos viviendo hoy en día, la solución a todos nuestros problemas no es en lo absoluto tan complicada y mucho menos desconocida, pero por desgracia para todos nosotros y para el medio ambiente, sí ésta en manos de unos cuantos, cuyos intereses económicos van más allá de los intereses de la comunidad en general y hasta de su propio interés, si es que lo tienen, por el futuro incierto de sus hijos y del planeta al que le deben todo.

Los países primer mundistas deben poner el ejemplo y cambiar un poco sus prioridades, para ellos sería muy sencillo dejar de invertir aunque sea una cuarta parte de lo que invierten en sus guerras sin sentido y comenzar a crear un mejor futuro invirtiendo en las nuevas tecnologías que los científicos interesados en el tema ya se han encargado de inventar y a los que sólo los limita la falta de capital. A decir verdad, el dinero no parece ser el problema, la realidad es que nadie parece tener interés en cambiar nada y los pocos que realmente lo tienen no cuentan con los recursos económicos para hacerlo o para marcar una diferencia notable.

Las fuentes de energías renovables son distintas a los combustibles fósiles o centrales nucleares debido a su diversidad y abundancia. Un estudio actual considera que el Sol abastecerá estas fuentes de energía (radiación solar, viento, lluvia, etc.) durante los próximos cuatro mil millones de años. La primera ventaja de cierta cantidad de fuentes de energía alternativa es que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones, contrariamente a lo que ocurre con la mayoría de los combustibles utilizados actualmente. Algunas fuentes renovables no emiten dióxido de carbono adicional, salvo los necesarios para su construcción y funcionamiento, y no presentan ningún riesgo suplementario, tales como los derrames petroleros en los océanos.

Las energías renovables ofrecen más que sólo una opción al mundo en el que vivimos y a la conservación de éste tal y como lo conocemos, y no solo hablando de la conservación de especies animales y vegetales sino la conservación de las comodidades que la energía eléctrica y el combustible nos ofrecen y de las que disfrutamos actualmente. Es muy bien sabido que el hombre depende de sobre manera de la energía eléctrica y el gas para su vida diaria y sus actividades cotidianas, tanto que nos sería imposible regresar a aquellos tiempos en los que estos valiosos implementos no eran una limitante para la subsistencia, aunque si para la comodidad. Cabe resaltar que vivir sin electricidad y sin gas no sería ni siquiera por un poco tan difícil como vivir sin aire limpio, árboles o agua, es por eso que vale la pena pensar en sí estamos o no tomando las decisiones correctas y poniendo la debida prioridad a cada uno de los aspectos de nuestras vidas y preocupaciones. Es muy difícil decidir a favor de la naturaleza por encima de intereses económicos pero hay que tener en cuenta que el dinero no lo compra todo y que unos cuantos pesos no bastaran para conservar la vida humana.

El mejor camino para la humanidad es sin duda el camino de las energías renovables, éstas nos ofrecen un sendero seguro y sin desviaciones, no hay siquiera necesidad de pensarlo dos veces, las energías renovables no deben ser una opción, deben y tienen que ser una realidad a partir de hoy y para siempre.

CAPITULO I

1.1 ANTECEDENTES

En los últimos 60 años, se ha detectado un aumento de las concentraciones de **gases invernadero** por causa de la acción del hombre. El uso generalizado de los **combustibles fósiles**, el debilitamiento de la capa de ozono y la desaparición de grandes masas boscosas están favoreciendo el **aumento de la temperatura en la Tierra**, provocando un futuro incierto para nuestras próximas generaciones. Por todo ello, nos vemos obligados a apostar por la Energía Solar, un recurso limpio, inagotable, de fácil instalación, con una vida prolongada y que se adapta perfectamente al ámbito rural y urbano.

1.2 GASES DE EFECTO INVERNADERO

La atmósfera de la Tierra está compuesta de muchos gases. Los más abundantes son el nitrógeno y el oxígeno (este último es el que necesitamos para respirar). El resto, menos de una centésima parte, son gases llamados "de invernadero". No los podemos ver ni oler, pero están allí. Algunos de ellos son el dióxido de carbono, el metano y el dióxido de nitrógeno. En pequeñas concentraciones, los gases de invernadero son vitales para nuestra supervivencia. Cuando la luz solar llega a la Tierra, un poco de esta energía se refleja en las nubes; el resto atraviesa la atmósfera y llega al suelo. Gracias a esta energía, por ejemplo, las plantas pueden crecer y desarrollarse.

Pero no toda la energía del Sol es aprovechada en la Tierra; una parte es "devuelta" al espacio. Como la Tierra es mucho más fría que el Sol, no puede devolver la energía en forma de luz y calor. Por eso la envía de una manera diferente, llamada "infrarroja". Un ejemplo de energía infrarroja es el calor que emana de una estufa eléctrica antes de que las barras comiencen a ponerse rojas.

Los gases de invernadero absorben esta energía infrarroja como una esponja, calentando tanto la superficie de la Tierra como el aire que la rodea. Si no existieran los gases de invernadero, el planeta sería cerca de 30 grados más frío de lo que es ahora. En esas condiciones, probablemente la vida nunca hubiera podido desarrollarse. Esto es lo que sucede, por ejemplo, en Marte. En el pasado, la Tierra paso diversos periodos glaciales y hoy día quedan pocas zonas cubiertas de hielo, pero la temperatura mediana actual es solo 4 °C superior a la del último periodo glacial, hace 18000 años.



Figura 1. Gases efecto invernadero

Marte tiene casi el mismo tamaño de la Tierra, y está a una distancia del Sol muy similar, pero es tan frío que no existe agua líquida (sólo hay hielo), ni se ha descubierto vida de ningún tipo. Esto es porque su atmósfera es mucho más delgada y casi no tiene gases de invernadero. Por otro lado, Venus tiene una atmósfera muy espesa, compuesta casi en su totalidad por gases de invernadero. ¿El resultado? Su superficie es 500°C más caliente de lo que sería sin esos gases.

Por lo tanto, es una suerte que nuestro planeta tenga la cantidad apropiada de gases de invernadero.

El efecto de calentamiento que producen los gases se llama efecto invernadero y es la energía del Sol que queda atrapada por los gases, del mismo modo en que el calor queda atrapado detrás de los vidrios de un invernadero.

En el Sol se producen una serie de reacciones nucleares que tienen como consecuencia la emisión de cantidades enormes de energía. Una parte muy pequeña de esta energía llega a la Tierra, y participa en una serie de procesos físicos y químicos esenciales para la vida.

Prácticamente toda la energía que nos llega del Sol está constituida por radiación infrarroja, ultravioleta y luz visible. Mientras que la atmósfera absorbe la radiación infrarroja y ultravioleta, la luz visible llega a la superficie de la Tierra. Una parte muy pequeña de esta energía que nos llega en forma de luz visible es utilizada por las plantas verdes para producir hidratos de carbono, en un proceso químico conocido con el nombre de fotosíntesis. En este proceso, las plantas utilizan anhídrido carbónico y luz para producir hidratos de carbono (nuevos alimentos) y oxígeno. En consecuencia, las plantas verdes juegan un papel fundamental para la vida, ya que no sólo son la base de cualquier cadena alimenticia, al ser generadoras de alimentos sino que, además, constituyen el único aporte de oxígeno a la atmósfera. En la fotosíntesis participa únicamente una cantidad muy pequeña de la energía que nos llega en forma de luz visible. El resto de esta energía es absorbida por la superficie de la Tierra que, a su vez, emite gran parte de ella como radiación infrarroja. Esta radiación infrarroja es absorbida por algunos de los componentes de la atmósfera (los mismos que absorben la radiación infrarroja que proviene del Sol) que, a su vez, la remiten de nuevo hacia la Tierra. El resultado de todo esto es que hay una gran cantidad de energía circulando entre la superficie de la Tierra y la atmósfera, y esto provoca un calentamiento de la misma. Así, se ha estimado que, si no existiera este fenómeno, conocido con el nombre de efecto invernadero, la temperatura de la superficie de la Tierra sería de unos veinte o treinta grados bajo cero, como ya se dijo anteriormente. Entre los componentes de la atmósfera implicados en este fenómeno, los más importantes son el

anhídrido carbónico y el vapor de agua (la humedad), que actúan como un filtro en una dirección, es decir, dejan pasar energía, en forma de luz visible, hacia la Tierra, mientras que no permiten que la Tierra emita energía al espacio exterior en forma de radiación infrarroja.

A partir de la celebración, hace algo más de un año, de la Cumbre para la Tierra, empezaron a aparecer, con mayor frecuencia que la habitual en los medios de comunicación, noticias relacionadas con el efecto invernadero. El tema principal abordado en estas noticias es el cambio climático. Desde hace algunas décadas, los científicos han alertado sobre los desequilibrios medioambientales que están provocando las actividades humanas, así como de las consecuencias previsibles de éstos.

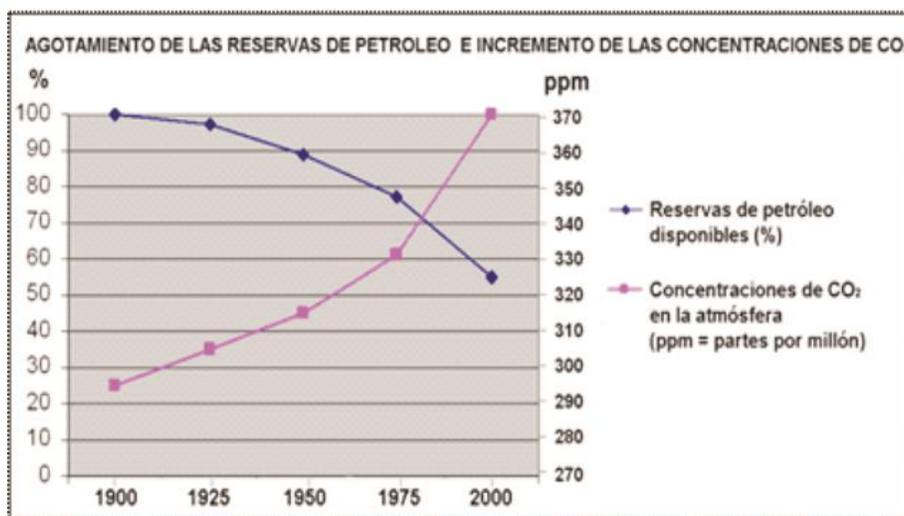


Figura 2. Incremento de CO₂ y disminución de petróleo.

En lo que respecta al efecto invernadero, se está produciendo un incremento espectacular del contenido en anhídrido carbónico en la atmósfera a causa de la quema indiscriminada de combustibles fósiles, como el carbón y la gasolina, y de la destrucción de los bosques tropicales. Así, desde el comienzo de la Revolución Industrial, el contenido en anhídrido carbónico de la atmósfera se ha incrementado aproximadamente en un 20 %. La consecuencia previsible de esto es el aumento de la temperatura media de la superficie de la Tierra, con un cambio global del clima que afectará tanto a las plantas verdes como a los animales. Las previsiones más catastrofistas aseguran que incluso se producirá una fusión

parcial del hielo que cubre permanentemente los Polos, con lo que muchas zonas costeras podrían quedar sumergidas bajo las aguas. Sin embargo, el efecto invernadero es un fenómeno muy complejo, en el que intervienen un gran número de factores, y resulta difícil evaluar tanto el previsible aumento en la temperatura media de la Tierra, como los efectos de éste sobre el clima.

Aun cuando no es posible cuantificar las consecuencias de éste fenómeno, la actitud más sensata es la prevención. El obtener un mayor rendimiento de la energía, así como el utilizar energías renovables, produciría una disminución del consumo de combustibles fósiles y, por lo tanto, de nuestro aporte de anhídrido carbónico a la atmósfera. Esta prevención también incluiría la reforestación, con el fin de aumentar los medios naturales de eliminación de anhídrido carbónico. En cualquier caso, lo importante es ser conscientes de cómo, en muchas ocasiones, nuestras acciones individuales tienen influencia tanto sobre la atmósfera como sobre la habitabilidad del planeta.

1.2.1 Gases implicados

- **Vapor de agua (H₂O):** El vapor de agua es un gas que se obtiene por evaporación o ebullición del agua líquida o por sublimación (es el proceso que consiste en el cambio de estado de la materia sólida al estado gaseoso sin pasar por el estado líquido.) del hielo. Es el que más contribuye al efecto invernadero debido a la absorción de los rayos infrarrojos. Es inodoro e incoloro y, a pesar de lo que pueda parecer, las nubes o el vaho blanco de una cacerola o un congelador, vulgarmente llamado "vapor", no son vapor de agua sino el resultado de minúsculas gotas de agua líquida o cristales de hielo.
- **Dióxido de carbono (CO₂):** óxido de carbono (IV), también denominado dióxido de carbono, gas carbónico y anhídrido carbónico, es un gas cuyas moléculas están compuestas por dos átomos de oxígeno y uno de carbono. Su fórmula química es CO₂.
- **Metano (CH₄):** El metano (del griego methy, vino, y el sufijo -ano) es el hidrocarburo alcano más sencillo, cuya fórmula química es CH₄. Cada uno de los átomos de hidrógeno está unido al carbono por medio de un enlace covalente.

Es una sustancia no polar que se presenta en forma de gas a temperaturas y presiones ordinarias. Es incoloro e inodoro y apenas soluble en agua en su fase líquida.

En la naturaleza se produce como producto final de la putrefacción anaeróbica de las plantas. Este proceso natural se puede aprovechar para producir biogás, que constituye hasta el 97% del gas natural. En las minas de carbón se le llama grisú (el grisú es un gas que puede encontrarse en las minas subterráneas de carbón, capaz de formar atmósferas explosivas.) y es muy peligroso ya que es fácilmente inflamable y explosivo. El metano es un gas de efecto invernadero relativamente potente que podría contribuir al calentamiento global del planeta Tierra ya que tiene un potencial de calentamiento global de 23; pero que su concentración es bajísima. Esto significa que en una media de tiempo de 100 años cada Kg de CH_4 calienta la Tierra 23 veces más que la misma masa de CO_2 , sin embargo hay aproximadamente 220 veces más dióxido de carbono en la atmósfera de la Tierra que metano, por lo que el metano contribuye de manera menos importante al efecto invernadero.

- **Óxidos de nitrógeno (NO_x):** El término óxidos de nitrógeno (N_xO_y) se aplica a varios compuestos químicos binarios gaseosos formados por la combinación de oxígeno y nitrógeno. El proceso de formación más habitual de estos compuestos inorgánicos es la combustión a altas temperaturas, proceso en el cual habitualmente el aire es el comburente (es la sustancia que participa en la combustión oxidando al combustible y por lo tanto siendo reducido por este último. El comburente es el oxígeno atmosférico, que se encuentra normalmente en el aire con una concentración porcentual en volumen aproximada del 21%. Todos los comburentes tienen en su composición oxígeno disponible, ya sea en forma de oxígeno molecular, o bien como ozono, o diversos óxidos u oxácidos que ceden el oxígeno al momento de la combustión).
- **Ozono (O_3):** El ozono (O_3), es una sustancia cuya molécula está compuesta por tres átomos de oxígeno, formada al disociarse los 2 átomos que componen el gas de

oxígeno. Cada átomo de oxígeno liberado se une a otra molécula de oxígeno (O_2), formando moléculas de Ozono (O_3).

- **Clorofluorocarbonos (*artificiales*):** El clorofluorocarbono o clorofluorocarbonados (denominados también CFC) es cada uno de los derivados de los hidrocarburos saturados obtenidos mediante la sustitución de átomos de hidrógeno por átomos de flúor y/o cloro principalmente. Debido a su alta estabilidad fisicoquímica y su nula toxicidad, han sido muy usados como líquidos refrigerantes, agentes extintores y propelentes (gas utilizado para impulsar las sustancias contenidas en los aerosoles) para aerosoles. Fueron introducidos a principios de la década de los años 1930 por ingenieros de General Motors, para sustituir materiales peligrosos como el dióxido de azufre y el amoníaco.



- 78% nitrógeno (N_2);
- 21% oxígeno (O_2);
- 0.9% argón (Ar);
- 0.06% otros gases raros; y
- 0.04% bióxido de carbono (CO_2)

Figura 3. % de los principales gases en la atmosfera.

1.3 PROTOCOLO DE KYOTO

En esencia, el protocolo de Kyoto convoca a una reducción de las emisiones de los gases de invernadero, (CO_2 , Metano, Óxido nitroso, hidrofluorocarbonos y hexafluoruro de azufre) a los países desarrollados y algunos países con economías en transición. Esta iniciativa, surgida en Diciembre de 1997 bajo la Convención Marco sobre el cambio climático de las naciones unidas, podría tener en el futuro, profundos efectos sobre el uso

de combustibles sobre países que lo ratifiquen. Cabe señalar que México firmó su adhesión a este protocolo como país miembro del Anexo II el 9 de Junio de 1998 y la ratifico el 7 de Septiembre de 2000.

Bajo los términos del Protocolo de Kyoto, los países se agrupan en 2 Anexos. El Anexo I incluye a la mayoría de los países industrializados, mientras que el Anexo II incluye a los países en vías de desarrollo. De esta forma, para el periodo 2008 a 2012, los países del Anexo I se comprometieron a reducir sus emisiones totales de gases de invernadero en al menos 5% respecto a los niveles de 1990. Las metas cuantificadas de emisión son establecidas para cada país de manera diferenciada.

Para alcanzar estas metas de reducción, los países del Anexo I (Australia, Bélgica, Dinamarca, Francia, Alemania, Grecia, Italia, Japón, Portugal, España. Etc.) Pueden implementar medidas internas de reducción de emisiones a los llamados “mecanismos flexibles”, diseñados para ayudar a los países a alcanzar sus metas de reducción de la manera más eficiente. Estos mecanismos consisten en lo siguiente:

-Comercio internacional de emisiones: Este mecanismo permite que a partir del 2008 los países del Anexo I siempre y cuando hayan reducido sus emisiones de gases de efecto invernadero en 10 millones de toneladas de CO₂ más allá de su meta establecida puede vender este excedente de emisiones reducidas a otros países del Anexo I que no hayan cubierto su cuota de reducción.

-Implementación conjunta: Permite a los países del Anexo I invertir, a través de sus gobiernos u otras instituciones legales en proyectos de reducción de emisiones en otros países del Anexo I, conservando el país inversionista sus créditos que le podrán ayudar a alcanzar sus metas internas.

-Mecanismos de desarrollo limpio: Es similar al de la implementación conjunta, con la diferencia de que los países destinatarios de la inversión no pertenecen al Anexo I, lo que abre la posibilidad de que este tipo de proyectos beneficie a economías en desarrollo. Al

estar las energías renovables fuertemente vinculadas con el uso de fuentes limpias, este mecanismo representa una gran oportunidad para impulsar su desarrollo en México.

En lo que respecta a este último mecanismo, cabe el ejemplo de la construcción de un parque Eólico de 200MW llamado “Bii Nee Stipa” (Viento que trae energía) en la Ventosa, Oaxaca por parte de Gamesa eólica de España, la cual a sido presentada ante la ONU para ser registrada dentro del mecanismo de Desarrollo Limpio para la obtención de créditos de carbono (CO2). Las autoridades nacionales designadas en España y México, aprobaron su participación como países receptor y emisor respectivamente, de los créditos de carbono que sean generados por el parque eólico.



Figura 4. La ventosa en Oaxaca

1.1 LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El progreso científico y tecnológico ha determinado la aparición en el mapa energético de nuevas formas de aprovechamiento de energías renovables que un siglo atrás hubieran resultado impensables, como las celdas solares, los sistemas eólicos o los biocombustibles, por mencionar algunos. Esto, aunado a ciertos nichos económicos

favorables para su utilización, a la identificación de regiones con alto potencial de aprovechamiento y a la creciente aceptación de la opinión pública de sus ventajas ambientales sobre las energías convencionales, le ha conferido a las energías renovables una importancia creciente.

1.4.1 Energía hidráulica

Ya desde la antigüedad, se reconoció que el agua que fluye desde un nivel superior a otro inferior posee una determinada energía cinética susceptible de ser convertida en trabajo, como demuestran los miles de molinos que a lo largo de la historia fueron construyéndose a orillas de los ríos.

Más recientemente, hace más de un siglo, se aprovecha la energía hidráulica para generar electricidad, y de hecho fue una de las primeras formas que se emplearon para producirla. El aprovechamiento de la energía potencial del agua para producir energía eléctrica utilizable, constituye en esencia la energía hidroeléctrica. Es por tanto, un recurso renovable y autóctono.

Hoy en día, con los problemas medioambientales, se ven las cosas desde otra perspectiva. Esto ha hecho que se vayan recuperando infraestructuras abandonadas dotándolas de nuevos equipos automatizados y turbinas de alto rendimiento. En consecuencia, el impacto ambiental no es más del que ya existía o por lo menos inferior al de una gran central. La topografía del terreno influye en la obra civil y en la selección del tipo de máquina.



Figura 5. Compuerta Hidráulica.

- **Centrales de aguas fluyentes:** Aquellas instalaciones que mediante una obra de toma, captan una parte del caudal del río y lo conducen hacia la central para su aprovechamiento, para después devolverlo al cauce del río.
- **Centrales de pie de presa:** Son los aprovechamientos hidroeléctricos que tienen la opción de almacenar las aportaciones de un río mediante un embalse. En estas centrales se regulan los caudales de salida para utilizarlos cuando se precisen

Centrales de canal de riego o abastecimiento, se pueden distinguir dos tipos:

- **Con desnivel existente en el propio canal:** Se aprovecha mediante la instalación de una tubería forzada, que conduce el agua a la central, devolviéndola posteriormente al curso normal del canal.
- **Con desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano:** En este caso la central se instala cercana al río y se aprovechan las aguas excedentes en el canal.

A la hora de realizar un proyecto de una hidroeléctrica y dependiendo del tipo por su emplazamiento, la determinación del caudal y la altura de salto determinará la potencia a instalar, así como, el tipo de turbina.

1.4.2 Energía solar

La energía radiante producida en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión, llega a la Tierra a través del espacio en cuantos de energía llamados fotones, que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestres. La intensidad de la radiación solar en el borde exterior de la atmósfera, si se considera que la Tierra está a su distancia promedio del Sol, se llama constante solar, y su valor medio es $1,366 \text{ W/m}^2$, o unas $2 \text{ cal}/(\text{min cm}^2)$. Sin embargo, esta cantidad no es constante, ya que parece ser que varía un 0,2% en un periodo de 30 años. La intensidad de energía real disponible en la superficie terrestre es menor que la constante solar, debido a la absorción y a la dispersión de la radiación que origina la interacción de los fotones con la atmósfera. La intensidad de energía solar disponible en un punto determinado de la Tierra depende de forma complicada pero predecible, del día del año, de la hora y de la latitud. Además, la cantidad de energía solar que puede recogerse depende de la orientación del dispositivo receptor.

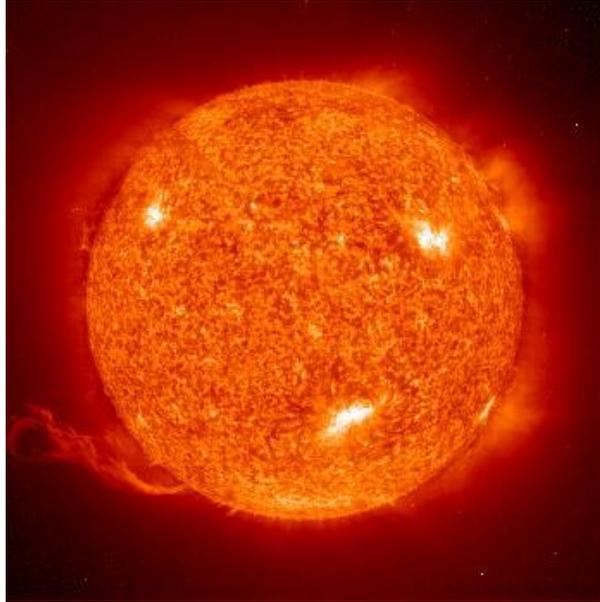


Figura 6. Acercamiento del sol

1.4.2.1 Energía solar térmica

Un sistema de aprovechamiento de la energía solar muy extendido es el térmico. El medio para conseguir este aporte de temperatura se hace por medio de colectores.

El colector es una superficie, que expuesta a la radiación solar, permite absorber su calor y transmitirlo a un fluido. Existen tres técnicas diferentes entre sí en función de la temperatura que puede alcanzar la superficie captadora. De esta manera, los podemos clasificar como:

- **Baja temperatura:** captación directa, la temperatura del fluido es por debajo del punto de ebullición.
- **Media temperatura:** captación de bajo índice de concentración, la temperatura del fluido es más elevada de 100°C.
- **Alta temperatura;** captación de alto índice de concentración, la temperatura del fluido es más elevada de 300°C.

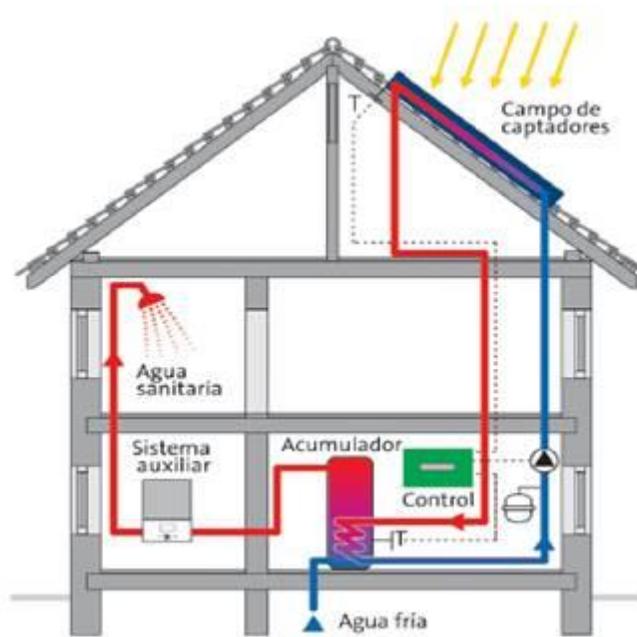


Figura 7. Ejemplificación de una instalación térmica.

1.4.3 Energía eólica

La fuente de energía eólica es el viento, o mejor dicho, la energía mecánica que, en forma de energía cinética transporta el aire en movimiento. El viento es originado por el desigual calentamiento de la superficie de nuestro planeta, originando movimientos convectivos de la masa atmosférica.

La Tierra recibe una gran cantidad de energía procedente del Sol. Esta energía, en lugares favorables, puede ser del orden de 2,000 kWh/m² anuales. El 2% de ella se transforma en energía eólica con un valor capaz de dar una potencia de 1011 GW.

En la antigüedad no se conocían estos datos, pero lo que sí es cierto, es que intuitivamente conocían el gran potencial de esta energía.

Las formas de mayor utilización son las de producir energía eléctrica y mecánica, bien sea para autoabastecimiento de electricidad o bombeo de agua. Siendo un aerogenerador los que accionan un generador eléctrico y un aeromotor los que accionan dispositivos, para realizar un trabajo mecánico.



Figura 8. Parque Eólico en el mar.

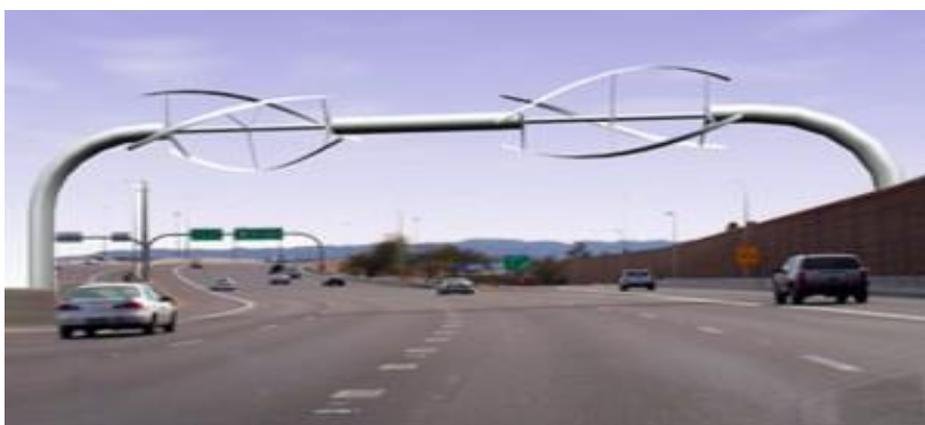


Figura 9. Aerogeneradores en la Ciudad.

Partes de un aerogenerador:

- Cimientos, generalmente constituidos por hormigón en tierra, sobre el cual se atornilla la torre del aerogenerador.
- Torre, fijada al suelo por los cimientos, proporciona la altura suficiente para evitar turbulencias y superar obstáculos cercanos; la torre y los cimientos son los encargados de transmitir las cargas al suelo.
- Chasis, es el soporte donde se encuentra el generador, sistema de frenado, sistema de orientación, equipos auxiliares (hidráulico), caja de cambio, etc. Protege a estos equipos del ambiente y sirve, a su vez, de aislante acústico.

- El buje, pieza metálica de fundición que conecta las palas al eje de transmisión.

- Las palas, cuya misión es la de absorber energía del viento; el rendimiento del aerogenerador depende de la geometría de las palas, interviniendo varios factores:
 - Longitud
 - Perfil
 - Calaje
 - Anchura

Sistemas de un aerogenerador

- Orientación, mantiene el rotor cara al viento, minimizando los cambios de dirección del rotor con los cambios de dirección de viento; estos cambios de dirección provocan pérdidas de rendimiento y genera grandes esfuerzos con los cambios de velocidad.
- Regulación, controla la velocidad del rotor y el par motor en el eje del rotor, evitando fluctuaciones producidas por la velocidad del viento.
- Transmisión, utilizados para aumentar la velocidad de giro del rotor, para poder accionar un generador de corriente eléctrica, es un multiplicador, colocado entre el rotor y el generador.
- Generador, para la producción de corriente continua (DC) dinamo y para la producción de corriente alterna (AC) alternador, este puede ser sincrónico o asíncrono.

1.4.4 Energía geotérmica

Nuestro planeta guarda una enorme cantidad de energía en su interior. Un volcán o un géiser es una buena muestra de ello. Son varias las teorías que tratan de explicar las elevadas temperaturas del interior de la Tierra. Unas sostienen que se debe a las enormes presiones existentes bajo la corteza terrestre; otras suponen que tienen origen en determinados procesos radiactivos internos; por último, hay una teoría que lo atribuye a la materia incandescente que formó nuestro planeta.

Diversos estudios científicos realizados en distintos puntos de la superficie terrestre han demostrado que, por término medio, la temperatura interior de la Tierra aumenta 3°C cada 100 m. de profundidad, este aumento de temperatura por unidad de profundidad es denominado gradiente geotérmico.

Se supone que variará cuando alcancen grandes profundidades, ya que en el centro de la Tierra se superarían los 20.000°C, cuando en realidad se ha calculado que es, aproximadamente, de 6.000°C. La forma más generalizada de explotarla, a excepción de fuentes y baños termales, consiste en perforar dos pozos, uno de extracción y otro de inyección. Como se muestra en la siguiente imagen.

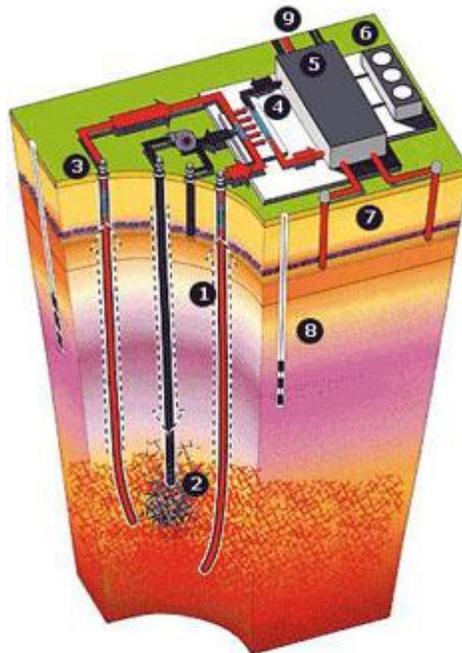


Figura 10. Ejemplo de una planta Geotérmica.

Dónde:

1. Perforación de extracción de vapor.
2. Inyección de agua fría hasta roca caliente.
3. Perforación de extracción de vapor.
4. Intercambiador de calor.
5. Edificio de la turbina.
6. Enfriamiento.
7. Depósito de calor subterráneo, para exceso de temperatura.
8. Medición de perforación.
9. Conexión a red eléctrica.

En el caso de que la zona esté atravesada por un acuífero se extrae el agua caliente o el vapor, este se utiliza en redes de calefacción y se vuelve a inyectar, en el otro caso se utiliza en turbinas de generación de electricidad. En el caso de no disponer de un acuífero, se suele proceder a la fragmentación de las rocas calientes y a la inyección de algún fluido.

Es difícil el aprovechamiento de esta energía térmica, ocasionado por el bajo flujo de calor, debido a la baja conductividad de los materiales que la constituyen; pero existen puntos en el planeta que se producen anomalías geotérmicas, dando lugar a gradientes de temperatura de entre 100 y 200°C por kilómetro, siendo estos puntos aptos para el aprovechamiento de esta energía.

1.5 POTENCIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO

La ubicación geográfica y orográfica de México permite disponer de un significativo potencial de generación eléctrica con energía renovable. El aprovechamiento de este tipo de energía posibilita el ahorro de combustibles convencionales e impacta favorablemente sobre el medio ambiente. Asimismo, la naturaleza dispersa de las energías renovables brinda una aceptable oportunidad para la generación eléctrica de forma distribuida.

En México las energías renovables “maduras” son la hidroeléctrica y la Geotermia, que en conjunto representaron el 25.4 % de la capacidad total del Sistema Eléctrico Nacional en 2002, y aportan 15.1% de la generación nacional.

1.5.1 Energía solar.

El sol es una fuente de energía limpia, inagotable y gratuita. La transformación de energía solar en energía térmica o eléctrica puede realizarse en el propio lugar de consumo, sin tener que transportarse ni depender de otras infraestructuras.

Los sistemas fotovoltaicos pueden aplicarse en sitios remotos interconectados a la red para alivio de ramales saturados, especialmente en regiones donde el pico de demanda coincide con el pico de radiación solar. El potencial de energía solar en México es uno de los más altos del mundo, ya que aproximadamente tres cuartas partes del territorio nacional son zonas con una insolación media de 5KWh/m² al día.

La CONAE (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la energía) considera que en 2001, se contaba con pequeñas cargas distribuidas, de más de 115 mil metros cuadrados en sistemas fotovoltaicos instalados en el país, que generaron cerca de 8.4 GWh/año. Al 2012 se esperan 30 MW instalados y 18 GWh/ año de energía.

Actualmente, la CFE cuenta con una planta híbrida en San Juanico, Baja California Sur, conformada por 17 KW fotovoltaicos, 100 KW Eólicos y moto generador diesel de 80 KW. Adicionalmente, se encuentra en proyecto la instalación de una planta híbrida de ciclo combinado con termo solar al noroeste de México, con una capacidad renovable de 39 MW. El instituto de investigaciones Eléctricas ah instalado en el noroeste del país, pequeños sistemas fotovoltaicos (1.5 a 2 KW) con la finalidad de estudiar su efecto sobre la red de transmisión en la demanda del usuario.



Figura 11. Pequeñas instalaciones fotovoltaicas en Othón, Quintana Roo.

1.5.2 Energía eólica

La energía cinética del viento es considerada una tecnología madura para la generación eléctrica, comercialmente se encuentran disponibles aerogeneradores desde 0.5 hasta 1.5 MW de potencia nominal, también existen prototipos con una potencia de 3.0 MW.

En México este recurso tiene un gran potencial, se calcula que puede ser superior a los 5,000 MW económicamente aprovechables en zonas identificadas, como lo son el sur del Istmo de Tehuantepec; las penínsulas de Baja California y Yucatán; la región central de Zacatecas y hasta la frontera con Estados Unidos de América; así como también, la región central del altiplano y las costas del país.

Los avances más significativos han sido realizados por la CFE con la instalación de la central de 0.6 MW en la población de Guerrero Negro, Baja California Sur y la construcción de la central “la Venta” en el estado de Oaxaca con 1.6 MW. Adicionalmente,

en pequeños aerogeneradores y aerobombas de agua se calculan más de 2 MW Eólicos instalados en el país.



Figura 12. Piedra Larga en Unión Hidalgo, Oaxaca.

Información de la CRE señala que se encuentran autorizados tres proyectos municipales y uno industrial, en el periodo del 2003 al 2012, los cuales contemplan una capacidad de aproximadamente 500 MW adicionales.

1.5.3 Mini hidráulica

Aun cuando no ha sido calculado en su totalidad el potencial de este recurso, la CONAE identifica más de 100 sitios para su aprovechamiento. Por ejemplo en la región que comprende los estados de Veracruz y Puebla se estima una generación de hasta 3,570 GWh/año, equivalente a la capacidad media de 400 MW.

Se estima que en los canales de riego agrícola existe un potencial aprovechable superior a los 300 MW. Los permisos autorizados por la CRE de generación mini hidroeléctrica al cierre del 2002 indican que se contaban con seis centrales en operación con una capacidad autorizada de 32 MW instalados.

1.5.4 Bioenergía

Esta tecnología emplea la materia orgánica susceptible de utilizarse como energía (desechos sólidos municipales, residuos agropecuarios y de los bosques). El aprovechamiento de este recurso puede realizarse vía combustión directa o por conversión en Biomasa en diferentes combustibles (dependiendo de la técnica empleada: **digestión anaeróbica, pirolisis, gasificación o fermentación**).

La **pirolisis** es la descomposición química de materia orgánica y todo tipo de materiales excepto metales y vidrios causada por el calentamiento en ausencia de oxígeno. La pirolisis se puede definir como la descomposición térmica de un material en ausencia de oxígeno o cualquier otro reactante. Esta descomposición se produce a través de una serie compleja de reacciones químicas y de procesos de transferencia de materia y calor. La pirolisis también aparece como paso previo a la gasificación y la combustión. Se puede considerar que la pirolisis comienza en torno a los 250 °C, llegando a ser prácticamente completa en torno a los 500°C.

La **digestión anaeróbica** es un proceso biológico en el cual la materia orgánica, en ausencia de oxígeno, y mediante la acción de un grupo de bacterias específicas, se descompone en **biogás** (CH₄, CO₂, H₂, H₂S, etc.), y en **digestato**, que es una mezcla de productos minerales (N, P, K, Ca, etc.) y compuestos de difícil degradación. Y puede aplicarse, a residuos ganaderos, agrícolas, así como a los residuos de las industrias de transformación de dichos productos. Entre los residuos se pueden citar purines, estiércol, residuos agrícolas o excedentes de cosechas, etc. Estos residuos se pueden tratar de forma independiente o junta, y se conoce como **co-digestión**.

La **fermentación** hace referencia al crecimiento de microorganismos en los alimentos, no se establece diferencia entre metabolismo aeróbico (el oxígeno es usado) y anaeróbico (ningún oxígeno es usado). La fermentación cambia gradualmente las características de los alimentos por la acción de enzimas, producidas por algunas bacterias, mohos y levaduras.

La **gasificación** es un proceso termoquímico en el que un sustrato carbonoso (carbón, biomasa, plástico) es transformado en un gas combustible mediante una serie de reacciones que ocurren en presencia de un agente gasificante (aire, oxígeno, vapor de agua o hidrógeno).

El instituto de investigaciones Eléctricas estima que la producción de residuos sólidos municipales en el país es de 90 mil toneladas diarias, con lo que se podría obtener una capacidad para generar electricidad de aproximadamente 150 MW. Esta alternativa es rentable en ciudades grandes y medianas.

Hasta Diciembre de 2002 existían dos permisos autorizados por la CRE para generar electricidad con base en el aprovechamiento de biogás producido por la fermentación anaeróbica de lodos en dos plantas de tratamiento de aguas. Ambos proyectos localizados en municipios colindantes con la ciudad de Monterrey, están actualmente en operación y cuentan con una capacidad instalada de 10.8 MW y puede generar hasta 54 GWh/año. Adicionalmente existen 44 permisos autorizados para generar energía eléctrica en sistemas híbridos (combustóleo-bagazo de caña), con una capacidad instalada total de 391 MW.

1.5.5 Geotermia

La viabilidad de este recurso energético dependerá del desarrollo de tecnología que permita el aprovechamiento de todos los tipos de recursos geotérmicos (roca seca caliente, geo presurizados, marinos y magmáticos). La CFE, que es el único desarrollador en México de estos proyectos, ha establecido la existencia de diversas manifestaciones termales en el país. En algunos sitios ha perforado pozos exploratorios, como en tres vírgenes (Baja California Sur), los Negritos (Michoacán) y Acoculco (Puebla).



Figura 13. Campo Geotérmico de cerro prieto, Baja California.

Se estima que el potencial geotérmico de México en sistemas hidrotermales de alta entalpía (temperaturas mayores a 180 grados centígrados) permitiría generar cuando menos 2400 MW. Algunos investigadores han estimado de manera gruesa las reservas en sistemas hidrotermales de baja entalpía (temperaturas menores a 180 grados centígrados) en cuando menos 20,000 MW.

México ocupa el tercer lugar mundial en capacidad de generación de energía geotérmica, con 843 MW instalados en los campos de cerro prieto, 88 MW en los Azufres y 25 MW en los Húmeros. Esta cifra representa el 2.0% de la capacidad instalada del servicio público. Así mismo está en construcción una ampliación en los Azufres II por 107 MW y otra en proyecto en los Humero por 55 MW.

CAPITULO II

2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una energía renovable que permite reducir la dependencia de fuentes de combustible sucias, con el consiguiente beneficio medioambiental. Otro de los beneficios, aparte de su carácter limpio, es su carácter inagotable, al contrario que otras fuentes de energía tales como el petróleo o el carbón, reduciendo a su vez las emisiones de gases de su combustión y que provocan el efecto invernadero.

Este tipo de sistemas pueden instalarse en casa habitación, Comercios, Industrias, Fraccionamientos, comunidades aisladas. Los paneles solares pueden ser colocados en los techos de Casas, Comercios e Industrias, estos capturan la energía del Sol para generar electricidad limpia y silenciosa. La energía Solar es convertida directamente en electricidad por la transferencia de fotones, esta transferencia se realiza dentro de las fotoceldas fabricadas especialmente con cristales semiconductores.

Una vez generada la energía eléctrica (CD corriente directa) se le da el uso según las necesidades de cada usuario; se puede almacenar, se puede transformar en CA (Corriente alterna), se puede utilizar dentro del inmueble, incluso se le puede intercambiar a CFE por energía cuando se esté produciendo (en la noche).

2.2 CAPTACION DE LA ENERGIA SOLAR

2.2.1 Conceptos preliminares

En este capítulo voy a tratar de explicar o definir de una manera sencilla distintas magnitudes o conceptos que se manejan habitualmente para la captación de la energía solar, por lo que es válido y resulta útil imaginar que el sol describe cada día un arco sobre la bóveda celeste, desde el “orto” hasta el “ocaso”, cuya longitud, elevación y duración en el tiempo son distintas cada día y en cada latitud geográfica del planeta.

ORTO: salida del sol o de otro astro por el horizonte.

OCASO: El Sol, está en el **ocaso** cuando, por efecto de la rotación de la Tierra, atraviesa el plano del horizonte y pasa del hemisferio visible al no visible. En el caso del Sol el ocaso determina el fin del día.

Con el transcurso del año el Sol va cambiando el lugar por donde sale y el lugar por donde se pone. En los equinoccios sale por el este y se pone por el oeste, siendo los dos únicos días del año que sucede este fenómeno. En primavera y verano para el hemisferio norte sale entre el este y el norte (declinación positiva); en otoño e invierno sale entre el este y el sur (declinación negativa). Simultáneamente, en el hemisferio sur se da el fenómeno inverso: en otoño e invierno sale entre este y norte, mientras que en primavera y verano sale entre este y sur.

La posición del sol en cada instante, si se ve desde un lugar determinado de la superficie terrestre, queda perfectamente definida con solo conocer el valor de 2 variables angulares: el *azimut solar* (ψ), y la *altura solar* (α). Estos 2 ángulos que están referidos a la recta o radio vector que une el centro del disco solar con el punto en la superficie terrestre desde el que se efectúa la observación, pueden conocerse con precisión para cada instante a lo largo del año, en función de la latitud geográfica.

AZIMUT SOLAR (ψ): Es el ángulo de giro que forma la proyección del rayo del sol sobre el plano horizontal y el meridiano del lugar, el cual se mide en grados.

ALTURA SOLAR (α): Es el ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal (recta que va desde el centro del disco solar hasta el punto considerado).

El interés de conocer la posición relativa del rayo vector del sol con respecto al suelo horizontal se debe a que las ondas energéticas provenientes directamente del sol viajan hasta la superficie terrestre según la dirección de dicho rayo y, por tanto, inciden sobre el suelo (o sobre otra superficie plana arbitrariamente posicionada, por ejemplo, un panel solar) formando un ángulo cuyo valor afectará al valor de **la intensidad de la radiación solar sobre la superficie** en cuestión.

La posición de un panel solar queda perfectamente determinada con solo conocer dos valores angulares: *azimut del panel* [γ] (ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del panel con el meridiano del lugar), y la *inclinación* [β] del panel con respecto al plano horizontal.

El azimut del panel determina su *orientación*, siendo su valor cero si está orientado hacia el ecuador, que es lo ideal en caso de sistemas estáticos. La energía por unidad de tiempo proveniente de la radiación solar directa que puede recibir un panel es directamente proporcional al coseno del ángulo θ que forma el rayo con la normal a dicho panel. Por lo tanto, el caso más favorable se daría cuando en todo momento θ fuese igual a cero o tuviese un valor muy pequeño, pero esto solamente puede lograrse con sistemas de seguimiento total del sol, es decir, que el panel mira constantemente al Sol desde el orto hasta el ocaso, mientras que en los sistemas estáticos (que corresponde a la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas) se procura dotar a los paneles, siempre y cuando sea posible, una orientación e inclinación que al menos en la horas centrales del día (que es cuando más energía se puede aprovechar), el ángulo θ sea lo más pequeño posible a lo largo de todo el año, por lo que es recomendable adoptar una orientación del panel hacia el ecuador y una inclinación cercana a la latitud del lugar.

<i>Magnitud o concepto</i>	<i>Definición o significado</i>	<i>Unidad</i>	<i>Símbolo</i>
Irradiancia solar o Intensidad de radiación Solar sobre una superficie	Cociente entre la potencia radiante incidente sobre la superficie (energía incidente en la unidad de tiempo) y el área de la misma.	W/m ²	<i>I, G</i>
Constante solar Fuera de la atmósfera	Valor de la intensidad de radiación solar sobre una superficie situada por encima de la atmosfera terrestre y perpendicular a los rayos del sol (aproximadamente 1370 W/m ²).	W/m ²	<i>C</i>

Irradiación sobre una superficie	Cociente entre la energía total que incide sobre una superficie en un tiempo determinado y el área de la misma.	J/m^2	E
Factor de masa de aire	Influencia relativa del espesor de la capa de aire sobre la radiación directa que la atraviesa y su valor aproximada es $1/\cos\theta$, siendo θ el ángulo cenital		
Albedo de una superficie	Fracción de la irradiancia solar que es reflejada por la superficie.		A
Azimut (o acimut) solar	Ángulo que forma la proyección del rayo de sol sobre el plano horizontal y el meridiano del lugar.	Grados	Ψ
Altura solar	Ángulo que forma el rayo (recta que va desde el centro del disco solar hasta el punto considerado) con el plano horizontal que pasa por el punto de observación.	Grados	α
Ángulo cenital	Ángulo que forma el rayo con la perpendicular al plano horizontal en el punto de observación. El ángulo cenital es el complemento de la altura solar	Grados	θ
Radiación solar directa	Es la que llega a la superficie sin haber sufrido dispersión en su trayectoria a través de la atmosfera.	-	-
Radiación solar difusa	Es la que llega a una superficie después de sufrir múltiples desviaciones en su trayectoria al atravesar la atmósfera, o después de ser reflejada en múltiples direcciones por las superficies donde previamente haya incidido.	-	-
Radiación solar global	Es la suma de la radiación directa y difusa	-	-
Declinación solar	Es el ángulo que forma la recta que une la Tierra y el Sol con el plano que contiene al ecuador terrestre.	Grados	δ

Coefficiente de insolación	Es el cociente entre la insolación real (tiempo en el que una determinada superficie recibe la radiación solar directa) y la insolación máxima teóricamente posible.	-	-
Ángulo horario	Está formado por las rectas que unen la Tierra con el Sol en un instante dado y en el instante del medio día solar medido sobre el plano ecuatorial.	Grados	ω
Potencia radiante	Es la energía que transportan las ondas por unidad de tiempo		W

Tabla 1. Magnitudes y conceptos habituales en el estudio de la radiación solar.

Existen muchas situaciones, como cuando los paneles se integran en el mismo plano que las fachadas de los edificios, o cuando se disponen horizontalmente en la cubierta de los mismos, en que en la mayor parte del el ángulo θ se mantiene siempre mayor que un cierto valor θ_{min} , pudiendo ser las pérdidas energéticas por este motivo muy notables. En el caso de las llamadas fachadas fotovoltaicas, los rayos del sol forman con la normal al plano vertical que contiene a los paneles un ángulo que va variando a lo largo del día, pero generalmente nunca es menor que un determinado valor de θ_{min} , que puede ser calculado, lo que implica que incluso en un día excepcionalmente claro, el valor de la potencia máxima que pueden generar los paneles siempre será menor que la correspondiente a su potencia nominal, dicho valor es importante conocerlo para no sobredimensionar innecesariamente el conjunto de inversores.

A modo de ejemplo, resulta instructivo considerar que una fachada vertical desviada 35° hacia el “este” en una ciudad de latitud 40° , recibe los rayos del sol con un ángulo lo más cercano posible a la perpendicular aproximadamente a las 8:45 de la mañana (hora solar). El día del solsticio de invierno dicho ángulo es el mínimo del año y vale $15,4^\circ$, sin embargo, la máxima irradiancia sobre la fachada se producirá en un día despejado a mediados de febrero poco antes de las 10 de la mañana. Otro factor que influye apreciablemente en la intensidad radiante que alcanza la superficie del panel es la absorción

atmosférica que incluso en días muy claros, sufre la radiación solar a medida que recorre las capas de aire hasta llegar a la superficie, dicha absorción es mayor cuanto mayor sea el camino recorrido por el rayo desde que penetra en las capas superiores de la atmósfera hasta que llega al suelo o a la superficie del panel, cuando el Sol está bajo sobre el horizonte, los rayos inciden con mucha oblicuidad, y la distancia recorrida y consecuentemente también la absorción, será mayor que cuando su trayectoria sea vertical, siendo la absorción en este último caso la mínima posible, también denominada *absorción a masa de aire unidad*.

El concepto de *masa de aire* (AM) se introduce para comparar la cantidad de aire atmosférico que tienen que atravesar los rayos cuando inciden oblicuamente con la que atraviesan cuando inciden verticalmente (AM=1). Dado que cada tramo de recorrido oblicuo es $1/\cos\theta$ veces mayor que la longitud del correspondiente tramo de trayectoria vertical entre dos capas atmosféricas situadas a diferentes alturas, la masa de aire para un ángulo de incidencia θ será igual a $1/\cos\theta$. Como se muestra en la siguiente figura.

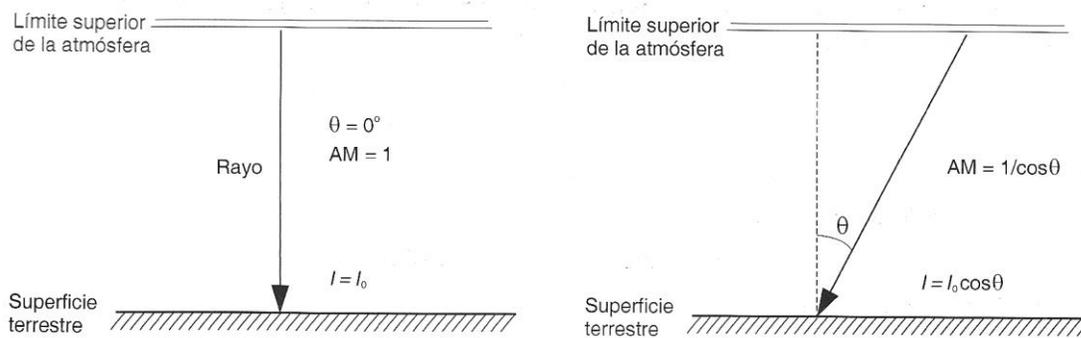


Fig. 2.1. La absorción es AM veces mayor en el caso de incidencia oblicua en comparación con una incidencia vertical del rayo, disminuyendo la irradiancia sobre el suelo en la misma proporción.

A diferencia de la orientación e inclinación del panel, las cuales se pueden intentar adecuar en lo posible, siempre teniendo en cuenta las limitaciones prácticas o de tipo arquitectónico, para conseguir que la irradiancia recibida por el panel sea máxima, el efecto

de la absorción atmosférica, al igual que el de otras variables meteorológicas como por ejemplo la nubosidad que escapa por completo a nuestro control, por lo que la cantidad de energía solar que se recibe realmente en la superficie terrestre es siempre inferior a la que se recibiría justo por encima de la atmosfera.

$\delta = 23,45^{\circ} \text{sen}(0,973N - 77,84)$	δ = Declinación solar N = Número de orden del día del año ($N = 1$ Para el 1 de Enero, $N = 365$ para el 31 de Diciembre)
$\text{Sen}\alpha = \text{cos}L\text{cos}\delta\text{cos}\omega + \text{sen}L\text{sen}\delta$ $\text{Sen}\psi = \text{cos}\delta\text{sen}\omega / \text{cos}\alpha$ $\text{Cos}\psi = (\text{sen}L\text{sen}\alpha - \text{sen}\delta) / (\text{cos}L\text{cos}\alpha)$	α = Altura solar. L = Latitud del lugar. ω = Ángulo horario (24 horas equivalen a 360°) ψ = Azimut solar (negativo si es antes del medio día y positivo si es después)
$\text{Cos}\theta = \text{cos}\alpha\text{cos}(\psi - \gamma)\text{sen}\beta - \text{sen}\alpha\text{cos}\beta$	θ = Ángulo entre el rayo del sol y la normal a la superficie. β = Inclinación de la superficie sobre el plano horizontal. γ = Desviación de la orientación de dicha superficie con respecto al meridiano (γ es negativa si la desviación es hacia el Este y es positiva si se desvía hacia el Oeste)

Tabla 2. Expresiones útiles que relacionan distintas variables referentes a la posición del sol.

La cantidad de irradiancia solar que se recibe en un determinado lugar a lo largo de un día depende de la latitud del lugar, de la época del año y, sobre todo, de la mayor o menor nubosidad que se pueda presentar, ya que este es un factor muy variable y

difícilmente predecible. A mayor duración del día (tiempo transcurrido entre la salida y la puesta de sol), mayor será evidentemente, la irradiación total recibida.

La duración del día, expresada en horas, vale $(2/15)\text{arc cos}(-\tan L \tan \delta)$, siendo máxima cuando δ alcanza su valor máximo ($+23,45^\circ$) que es el día del solsticio de verano (sobre el 21 de Junio en el hemisferio Norte).

El valor de la duración del día se usa a veces como estimación, a modo comparativo, de la irradiación total que se puede esperar recibir en un día con respecto a otro de características meteorológicas semejantes. Para una latitud de 40° , en el día más largo del año el Sol luce durante casi 15 horas, mientras que en el día más corto apenas supera las 9 horas.

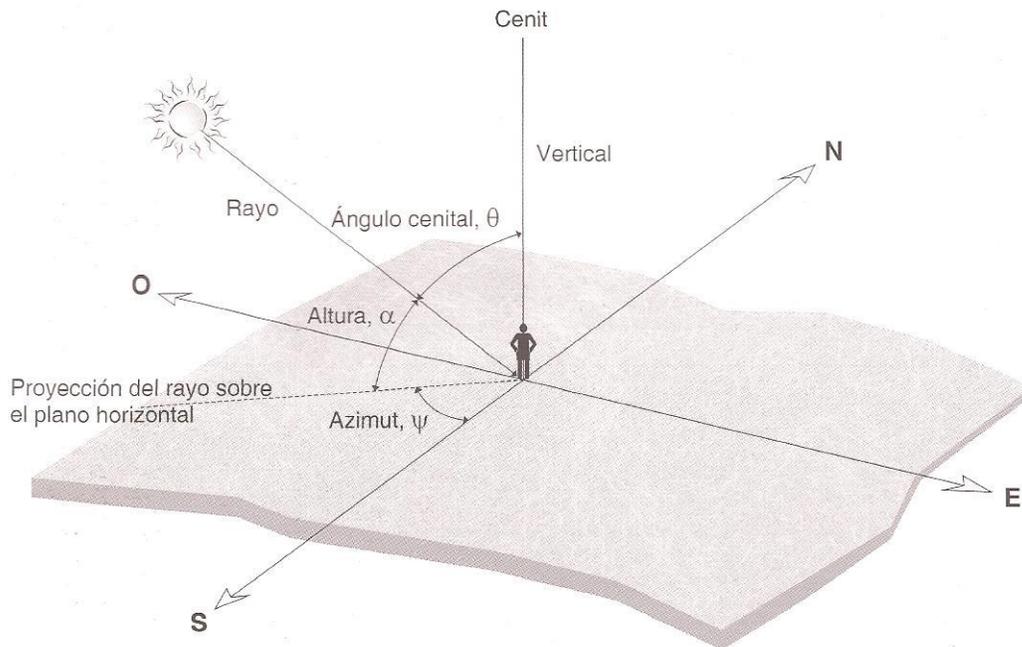


Fig. 2.2 Ángulos que definen la posición del Sol en cada instante.

2.3 ENERGIA APROVECHABLE

A causa de las pérdidas intrínsecas debidas a la propia naturaleza física del efecto de conversión fotovoltaica que tiene lugar en la célula solar, principalmente, y también por las diferentes pérdidas propias de las características constructivas y geométricas del módulo fotovoltaico, aproximadamente el 85% de la energía solar incidente sobre éste se pierde irremisiblemente en forma de calor, porcentaje que puede elevarse hasta el 90% o más en el caso de los módulos de silicio no cristalino o amorfo, de menor eficiencia. Así pues, en el mejor de los casos, únicamente el 15% de la energía solar será transformada en energía eléctrica en el módulo solar. Esto constituye una importante limitación para la utilización de paneles fotovoltaicos, puesto que la superficie que se precisa para obtener una potencia eléctrica determinada es, bastante grande.

Así en las horas centrales de un día despejado y de atmósfera limpia, y suponiendo que el panel solar esté dispuesto con una inclinación y orientación adecuadas, la irradiancia incidente en el mismo puede ser del orden de 1 KWh/m^2 pero incluso en esas condiciones ideales no se puede esperar obtener más de 150 W de potencia eléctrica neta en un panel de 1 m^2 de superficie, cantidad que se reduce apreciablemente cuando las condiciones no son tan favorables.

Considerando, además, que no toda la energía eléctrica generada en el panel se aprovecha para el consumo, ya que también existen diversas pérdidas en los restantes elementos y las partes de la instalación, se puede concluir que se necesita una muy considerable superficie de paneles en relación con la cantidad de energía eléctrica requerida.

2.3.1 El problema de las sombras

Cualquier obstáculo natural o artificial que se interponga en la trayectoria de los rayos del Sol y los paneles producirá un sombreado sobre estos. También existe el riesgo de que, si las diferentes filas de paneles están demasiado cerca unas a otras, en determinados momentos del año una fila puede afectar con su sombra a la fila posterior.

Para evitar el indeseable efecto del sombreado, es necesario calcular con precisión las longitudes y direcciones de las sombras de aquellos obstáculos que pueden afectar a los paneles en la época más desfavorable del año, entendiendo como tal aquella en la cual las sombras arrojadas sobre los paneles alcanza su mayor longitud. En el caso de paneles ubicados sobre una superficie horizontal, la época más desfavorable coincide con el solsticio de invierno, mientras que si los paneles están ubicados, en una superficie vertical, dispuestos a modo de toldos, la época más desfavorable a efectos de sombreados será el solsticio de verano.

En un instante en que el Sol se encuentra en una posición definida por su azimut ψ y su altura α , la longitud sobre el suelo horizontal de la sombra de un objeto de altura h será $h/\tan\alpha$, y la proyección de dicha sombra sobre la línea Norte-Sur, trazada en el plano horizontal (meridiano del lugar) valdrá:

$$d = h \cos \psi / \tan \alpha$$

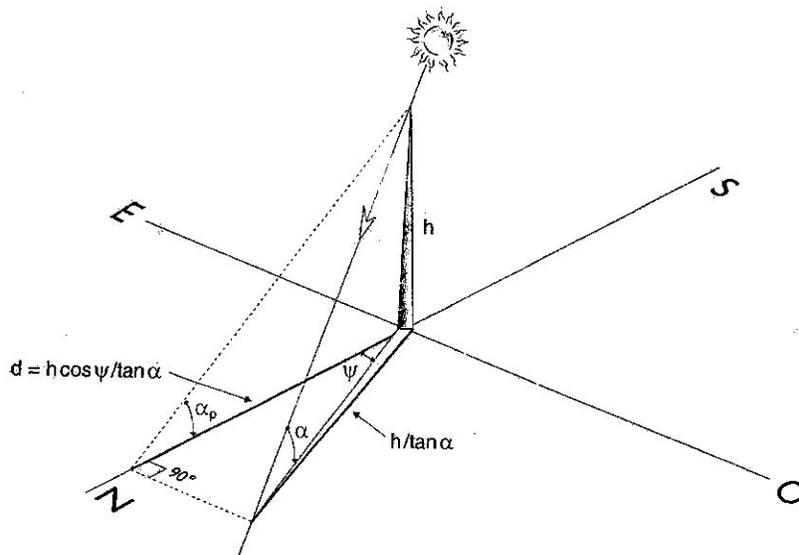


Fig. 2.3. Sombra de un obstáculo h

En el caso frecuente de existir varias filas de paneles paralelas entre sí, h será la altura del punto más alto de las filas con relación al punto más bajo de la fila

inmediatamente posterior, para que no exista sombreado, la distancia mínima entre filas (supuestas éstas orientadas hacia el ecuador), deberá ser mayor que el valor d .

Una regla para determinar la distancia mínima entre filas paralelas consiste en calcular la sombra del medio día solar del solsticio de invierno y disponer las filas a una distancia tal que, en ese momento, dicha sombra llegue justamente a la base de los paneles de la fila posterior, pero sin que llegue a afectar las celdas fotovoltaicas.

Como la altura solar al medio día del solsticio de invierno en un lugar de latitud L (en valor absoluto) vale:

$$\alpha_0 = 90 - L - 23,45^0 = 66,55^0 - L = 67^0 - L$$

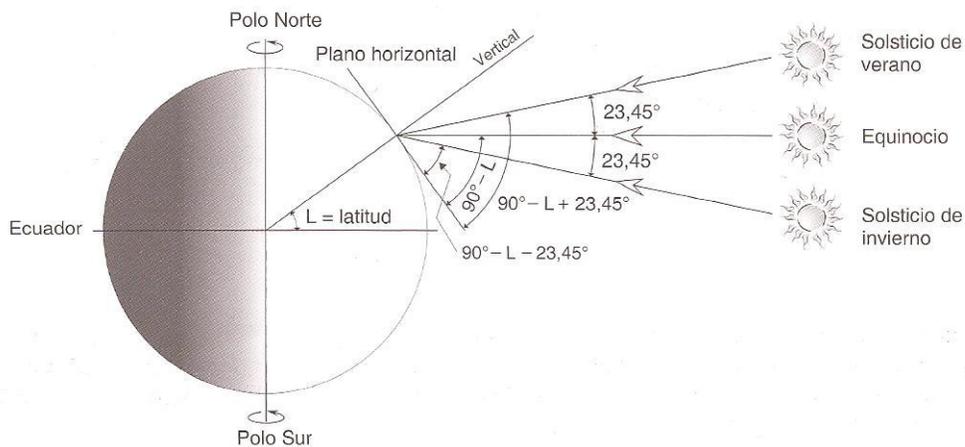


Fig.2. 4. Alturas del Sol mínima y máxima al mediodía en un lugar de latitud L

Se concluye que, para satisfacer la regla expuesta, la distancia entre la proyección sobre el plano horizontal de la arista superior de una fila de paneles y la proyección, también sobre el plano horizontal de la arista inferior de la fila posterior debe ser como mínimo igual a:

$$h/\tan\alpha_0 = h/\tan(67^0 - L)$$

siendo h la diferencia de alturas que existe entre ambas aristas.

Aunque la distancia mínima d_o garantiza la ausencia de sombreado en los paneles incluso en el día más desfavorable del año (solsticio de invierno), está calculada para las 12 horas solares principales (precisamente cuando la sombra es más pequeña), pero no para otras horas. Si se aplica la fórmula general $d = h \cos \psi / \tan \alpha$ y se introducen los valores del azimut y la altura para otras horas, por ejemplo, para las once de la mañana o la una de la tarde, se comprueba que d es mayor que d_o , esto es, con una distancia entre filas de igual a d_o , se producirá un sombreado en la parte más baja de las filas, y esto ocurrirá no solamente en el día del solsticio de invierno, sino también en un amplio intervalo de días, principalmente durante los meses de Diciembre y Enero. Dicho sombreado puede revestir suma importancia en el caso de los paneles solares, ya que, un sombreado parcial de un módulo puede arruinar casi totalmente sus prestaciones.

Si se desea ser riguroso, el cálculo de sombras deberá afrontarse mediante la expresión general, que en el caso de filas paralelas de paneles que no estén necesariamente orientadas hacia el Ecuador, sino desviadas hacia el Este o al Oeste un ángulo γ , es:

$$d = h \cos(\psi - \gamma) / \tan \alpha$$

El ángulo de desviación γ , también llamado azimut del plano (no confundir con el azimut del Sol), adopta el mismo criterio de signos que el azimut solar, es decir, es positivo si la desviación es hacia el Oeste y negativo si es hacia el Este. La distancia vertical h es la diferencia de alturas entre la arista superior de una fila y la inferior de la fila posterior.

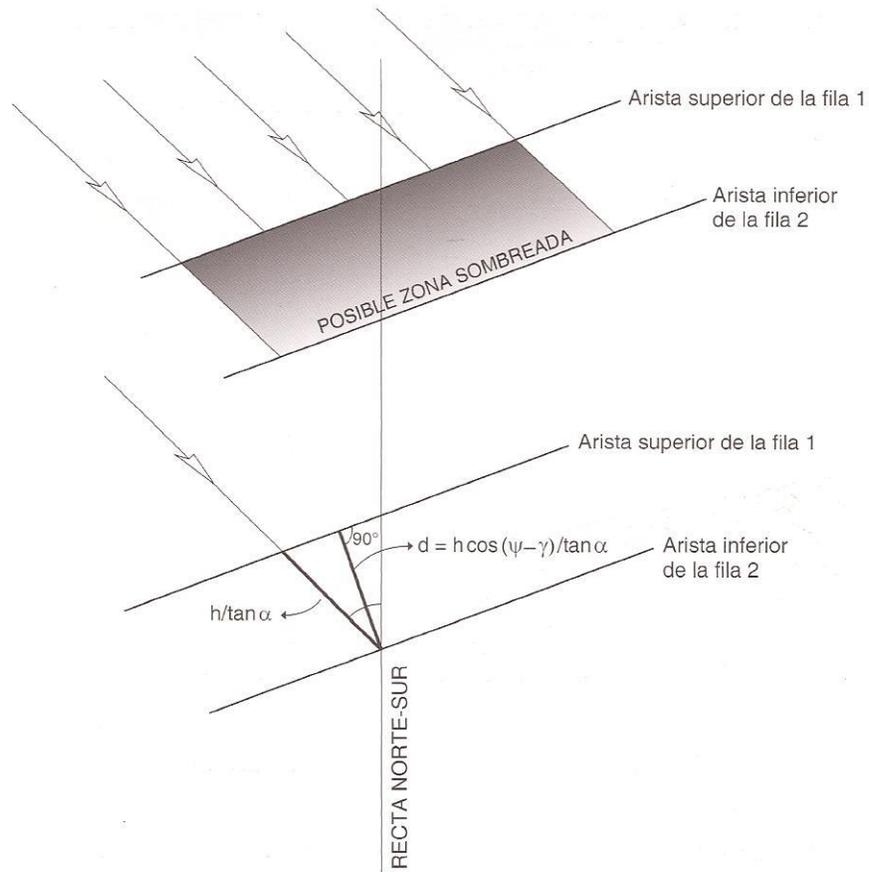


Fig. 2.5 Distancia mínima sobre horizontal entre dos filas de paneles.

La expresión general, válida para un tejado inclinado y un ángulo β_1 y con una orientación cualquiera, que forma un ángulo γ con el meridiano del lugar, es:

$$d = l[\text{sen}\beta\cos(\psi - \gamma) + \text{cos}\beta\tan\alpha] / [\tan\alpha + \tan\beta_1\cos(\psi - \gamma)]$$

siendo d la distancia entre bases de filas, medida proyectándola sobre un plano horizontal. La distancia d_1 , medida sobre el propio plano inclinado, se obtiene dividiendo d entre $\text{cos}\beta_1$. Lógicamente β_1 debe ser menor que el ángulo β que forma el panel con la horizontal.

La fórmula anterior también sirve para planos horizontales, haciendo $\beta_1 = 0$, o para orientaciones hacia el Ecuador, haciendo $\gamma = 0$.

En la práctica, solamente es necesario utilizar las expresiones generales a partir de las posiciones del sol, determinadas por su azimut ψ y su altura α , que hagan que el ángulo θ que forma el rayo con la recta normal a la superficie del panel sea inferior a un cierto valor (por ejemplo, 70° u 80°). Para ángulos mayores, los rayos inciden tan oblicuos con respecto a la superficie del panel que la componente de la radiación directa proyectada sería tan pequeña que poco importaría que se produjese o no sombreado.

La expresión general para dicho ángulo θ es la siguiente:

$$\cos\theta = \cos\alpha \cos(\psi - \gamma) \sin\beta - \sin\alpha \cos\beta$$

Es preciso tener en cuenta otra limitación a la hora de calcular d , referente a los posibles valores mínimos de la altura solar α , evidentemente, las sombras serán más largas para alturas solares muy pequeñas, pero en la práctica para valores de α muy bajos, aun en condiciones de cielo claro y sin ningún obstáculo en el horizonte, la irradiancia solar directa es muy pequeña, debido a que los rayos deben recorrer un camino en la atmósfera muy largo (deben atravesar una gran capa de aire), y son absorbidos y dispersados fuertemente, por lo que es necesario hacer un estudio previo de los lugares por donde el Sol sale y se oculta (particularmente en el día del solsticio de invierno) para poder determinar o estimar la altura mínima a partir de la cual se considere que puede incidir energía útil sobre los paneles, una vez que se haya determinado dicha altura solar mínima y consultadas las tablas azimut-altura, o haciendo uso de las fórmulas generales que relacionan ambas variables (normalmente mediante un programa de ordenador), se halla el valor del azimut que corresponda a dicha altura mínima y con dicho par de variables ψ y α , ya se puede calcular d .

Como una recomendación, válida para latitudes en torno a los 40° , al menos debería exigirse una distancia entre filas que garantice la ausencia de sombras parciales *durante un intervalo de 4 horas de duración* en el día del solsticio de invierno. Esta regla en el caso de paneles orientados hacia el Ecuador, y esto implica el aprovechamiento máximo de la energía desde las 10 a.m. hasta la 2p.m. (horas solares) en dicho día.

Conviene señalar que en determinadas circunstancias los obstáculos situados detrás de los paneles, es decir, los situados hacia el Norte respecto de estos (en el hemisferio norte), o hacia el Sur (en el hemisferio sur), también pueden producir sombreado en las primeras y últimas horas del día de los meses de primavera y verano, especialmente en la época en torno al solsticio de verano, ya que en dicha época el Sol emerge y se oculta en el horizonte con un ángulo azimutal mayor que 90° , en valor absoluto.

Un panel horizontal o con poca inclinación podría perfectamente estar recibiendo una irradiancia suficiente para producir energía, pero si a corta distancia de dicho panel se encuentra un obstáculo de altura suficiente (una pared vertical, un muro, algún árbol, postes, etc.), se puede producir un sombreado que disminuirá apreciablemente o incluso anularía su capacidad generadora.

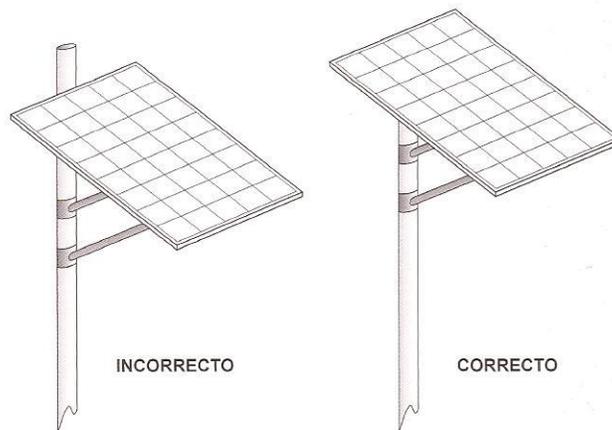


Fig. 2.6. Aunque el panel se oriente hacia el sur, la parte superior del poste (dibujo de la izquierda) puede producir en ciertas épocas del año un sombreado parcial de efectos desfavorables.

2.4 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

En el capítulo anterior hable de cómo se comporta la trayectoria del sol durante las diferentes épocas del año, y de la inclinación que deben llevar los paneles solares para que se pueda aprovechar lo máximo de la radiación solar que es emitida a la superficie de la tierra, por lo que ahora toca hablar de los componentes necesarios para poder lograrlo.

2.4.1 Subsistema de generación.

2.4.1.1 La célula fotovoltaica

Hace ya más de cien años (Becquerel, a mediados del siglo XIX) que se sabe que la radiación solar puede alterar el comportamiento eléctrico de ciertos materiales originando, bajo ciertas condiciones determinadas, una corriente eléctrica. Desde entonces se ha venido investigando sobre las formas eficientes de generar energía eléctrica a partir de la radiación solar y a ese dispositivo básico se le llama célula fotovoltaica o *célula solar*, y su funcionamiento consiste en:

- La unión de dos elementos semiconductores, uno tipo “n” y otro tipo “p”, lo que provoca una diferencia de potencial en las proximidades de esta unión.
- Los fotones transfieren la energía de la radiación solar incidente a los electrones de los semiconductores, liberándolos de la red cristalina a la que estaban unidos (generación electrón – hueco).
- La diferencia de potencial existente en la unión provoca un flujo ordenado de portadores (electrones y huecos) fotogenerados, originando una diferencia neta de potencial en la célula.
- Mediante los contactos existentes en la célula, puede disponerse de un circuito exterior, por el que circulará una corriente eléctrica, la cual podrá entregar potencia eléctrica útil, como puede verse en la siguiente figura.

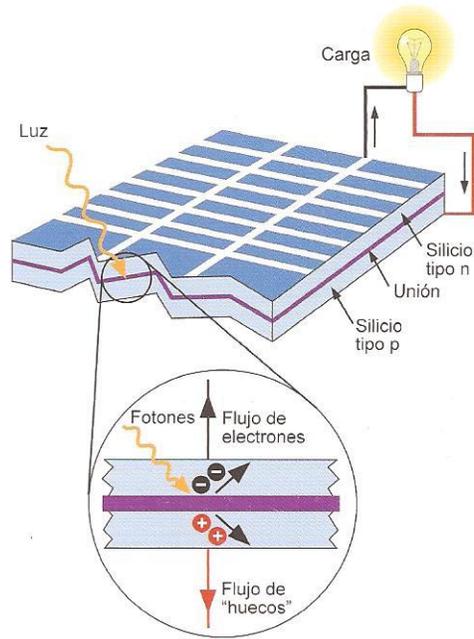


Fig. 2.7. *Funcionamiento de una célula solar*

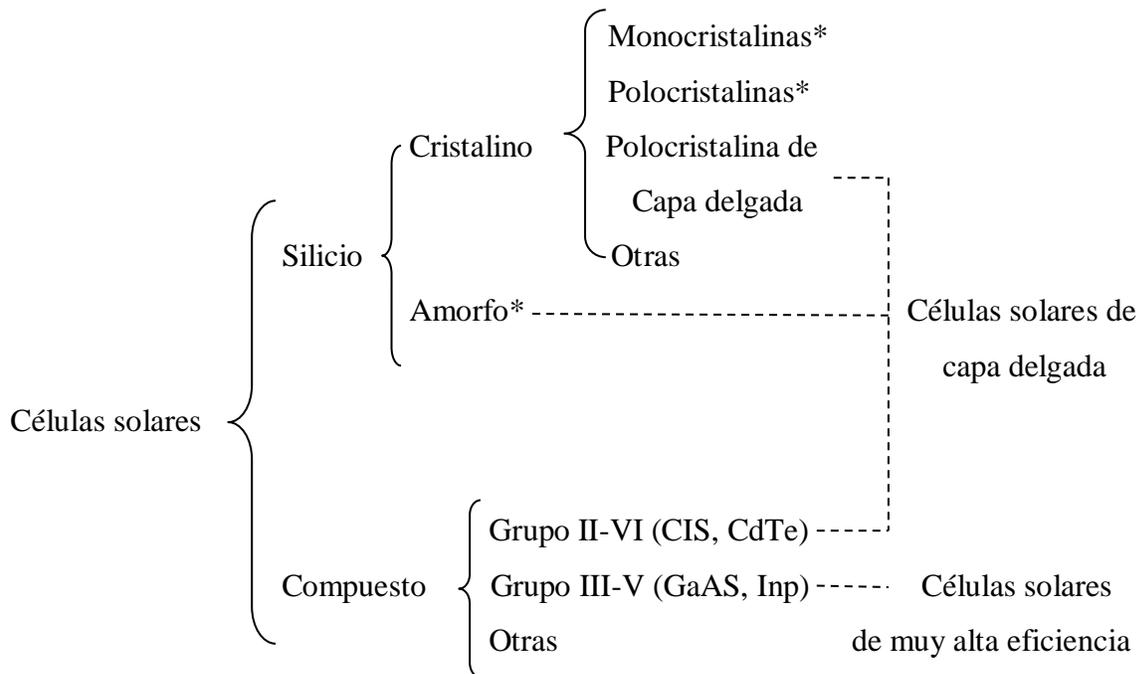
Vale la pena decir que el hecho de que la diferencia de potencial existente entre los extremos de la célula fotovoltaica se debe a la separación especial de los portadores fotogeneradores, pero estos portadores sólo mantienen su condición de “libres” durante un tiempo limitado, al cabo del cual se recombinan y pierden su capacidad para formar parte de una corriente eléctrica. Esto confiere al efecto fotovoltaico un carácter dinámico; es decir, su utilidad práctica, o mejor dicho, su aprovechamiento depende de la presencia continua de portadores fotogeneradores capaces de mantener la diferencia de potencial en los extremos de la célula, lo que inevitablemente requiere de la presencia de la radiación solar incidente, ya que la célula FV “no” es un acumulador eléctrico.

Existen dos parámetros que caracterizan el funcionamiento de una célula solar que son:

Eficiencia cuántica: es el cociente entre el número de electrones fotogenerados, capaces de generar corriente fotovoltaica, y el número de fotones en ese intervalo de longitud de onda que inciden sobre la célula.

Respuesta espectral: se define como el cociente entre la corriente fotovoltaica generada por la célula y la potencia radiante incidente, para un cierto intervalo de longitud de onda de la radiación.

Las células solares pueden clasificarse de acuerdo a los materiales semiconductores que las constituyen y a su estructura interna, tal como se puede ver en el siguiente diagrama.



**Tecnologías más comunes y extendidas comercialmente*

Las células solares cristalinas se caracterizan por la obtención de células individuales con unas características eléctricas aproximadas de 0.5 voltios en circuito abierto y unos 3 amperios en cortocircuito (la intensidad es directamente proporcional al área de la célula). Estas características no suelen ser adecuadas para las aplicaciones más comunes, de manera que lo habitual es, ver las células conectadas entre sí, formando lo que se denomina un *módulo fotovoltaico*.

Las células de Silicio amorfo (CIS) han sido las primeras células de capa delgada que se han producido comercialmente y en la actualidad son las únicas de este tipo que han causado impacto en el mercado FV, el funcionamiento de una célula solar de capa delgada se basa, al igual que las cristalinas, en el efecto fotovoltaico derivado de la unión de semiconductores, pero su elaboración es completamente distinto y consiste en la deposición sobre un material de una finísima capa de menos de una micra de espesor de Silicio amorfo procedente del gas silano (SiH_4). Este material puede constituir, finalmente, la parte frontal (superestrato) del módulo o trasera (sustrato) del módulo, utilizándose cristal, plásticos, láminas de acero inoxidable, etc. Y lo que se obtiene no son células individuales si no una lámina continua que se puede adaptar fácilmente a las necesidades concretas. El proceso de creación y conexionado de las células está integrado en el propio proceso de obtención de la lámina, destacando la ausencia de soldaduras para realizar dicho conexionado y la utilización de contactos transparentes a base de óxidos (TCO).

Las células resultantes tienen una tonalidad uniforme de color pardo o grisáceo, y no está de más señalar que, generalmente, lo que se conoce como células solares de Silicio amorfo, son en realidad módulos solares sin marco o bastidor. La tecnología del a-Si (Silicio Amorfo) tiene una eficiencia considerablemente menor que las basadas en silicio cristalino, debido principalmente a la mala calidad del silicio utilizado, cuya estructura interna dificulta la recolección de los portadores fotogenerados, sin embargo, la tecnología de capa delgada facilita el desarrollo de células solares con buena eficiencia cuántica para un amplio rango del espectro, lo que las hace especialmente adecuadas para uso en interiores, en atmósferas con mucho polvo, etc. Esto se consigue mediante estructuras tándem de triple unión, o múltiples uniones de capas semiconductoras. En la siguiente figura se representa esquemáticamente la estructura de una célula solar de triple unión.

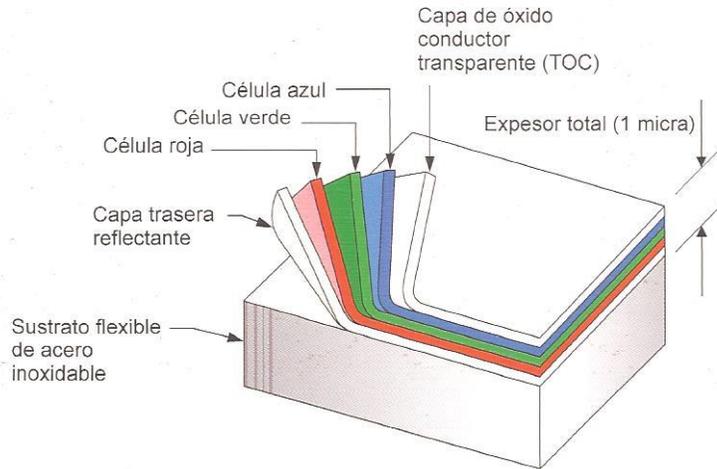


Fig. 2.8. Célula de triple unión. Cada capa presenta una eficiencia cuántica óptima en una franja distinta del espectro solar.

2.4.1.2 El módulo fotovoltaico (FV)

No se debe olvidar que el dispositivo básico de generación de electricidad FV es la célula solar. No obstante, en la práctica se trabaja con módulos consistentes generalmente en la conexión serie de un determinado número de células y, por eso, para el estudio y análisis del comportamiento eléctrico del subsistema de generación, se considerara el módulo FV como la unidad práctica de generación eléctrica.

Una célula solar puede representarse por el circuito eléctrico equivalente mostrado en la siguiente figura.

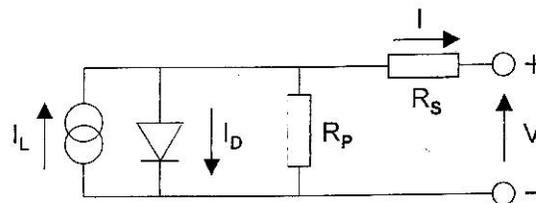


Fig. 2.9. Circuito eléctrico equivalente de una célula solar

Como se puede apreciar, no es más que la representación eléctrica simplificada del funcionamiento de una célula solar, es decir, una corriente de portadores fotogenerados, un diodo resultante de la unión de semiconductores, una tensión provocada por el efecto fotovoltaico y unas resistencias que engloban las pérdidas existentes durante el funcionamiento.

Este circuito eléctrico equivalente se puede hacer extensivo a un módulo FV formado por N_P hileras en paralelo y cada una con N_S células en serie, resultando la relación tensión-corriente que se muestra a continuación:

$$I = I_{SC} \left[1 - \exp \frac{(V - V_{OC} + IR_{SG})}{N_S V_T} \right]$$

Siendo:

I = Corriente proporcional por el módulo FV. Es igual a la suministrada por una sola célula, multiplicada por el número de células en paralelo.

I_{SC} = Corriente proporcional por el módulo FV en condiciones de cortocircuito. Se considera, a efectos prácticos, igual a la corriente de portadores fotogeneradores (I_L en la figura anterior)

V = Tensión existente entre los bornes del módulo FV. Igual a la existente en una célula, multiplicada por el número de células en serie.

V_{OC} = Tensión existente entre los bornes del módulo FV a circuito abierto, es decir, en ausencia de I .

R_{SG} = Resistencia serie total del módulo FV, igual a $R_S N_S / N_P$

Como ya lo eh comentado, las características eléctricas de los módulos FV individuales no siempre permiten satisfacer los requerimientos de tensión y corriente del sistema, para poder conseguirlo se recurre a su asociación la cual consiste en unir en forma apropiada las terminales positivas y negativas de varios módulos.

El acoplamiento de dos o más módulos en serie, produce un voltaje igual a la suma de los voltajes individuales de cada módulo, manteniéndose invariable la intensidad, por

otro lado, la conexión en paralelo la intensidad es la que se suma, permaneciendo invariable el voltaje.

En el párrafo anterior comente los efectos que se consiguen al asociar los módulos en serie y en paralelo, pero los efectos esperados y los conseguidos sólo coinciden cuando todas las células de cada módulo, y todos los módulos, tienen las mismas características eléctricas y funcionan bajo las mismas condiciones de iluminación, temperatura, etc., lo que en la práctica no siempre es así. Dejando a un lado las posibles diferencias derivadas del proceso de fabricación de los módulos, voy a tratar de analizar el problema del sombreado, sus efectos y la forma de prevenirlos.

En la figura 2.10 se muestra la configuración típica de un módulo de 12 voltios, con 36 células en serie, los problemas pueden surgir cuando el módulo trabaja en cortocircuito, o con corrientes próximas al mismo (tensión baja a la salida).

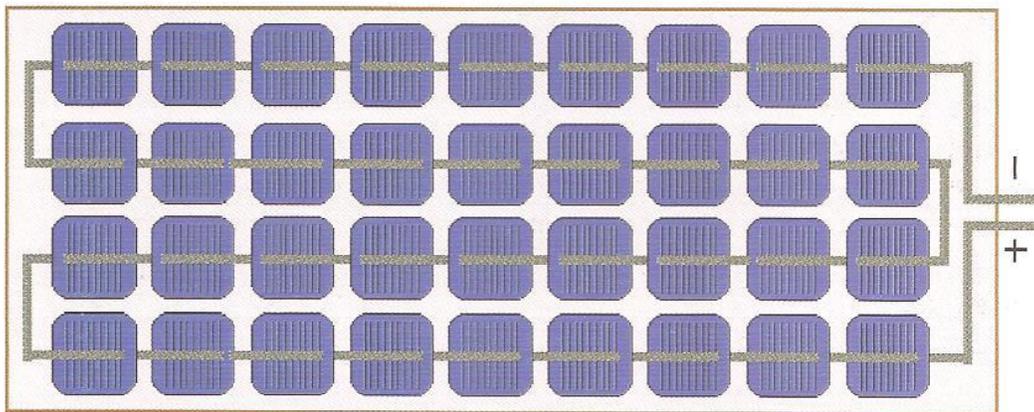


Fig. 2.10. Disposición en serie de las 36 células de un módulo típico de 12 voltios.

Ahora supongamos dos células, una de ellas parcialmente sombreada, conectadas en serie y en cortocircuito, tal como se muestra en la siguiente figura.

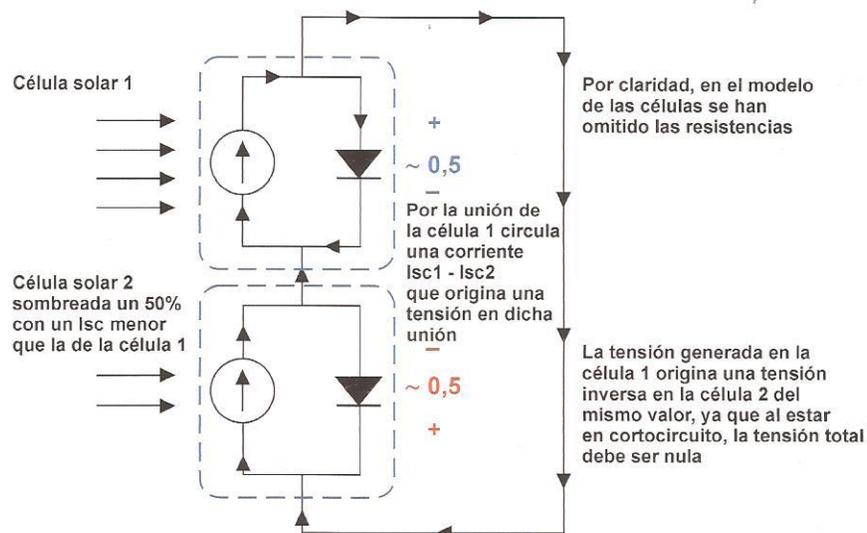


Fig. 2.11. Efecto del sombreado en dos células en serie.

En esta imagen se puede ver que la corriente total a través del circuito está limitada por la generada por la célula sombreada (célula solar 2), lo que provoca que parte de la corriente que puede producir la otra célula se ve obligada a circular a través de su unión (ya que no puede circular por el circuito), generando una tensión directa de unos 0.6 voltios entre sus extremos. Al estar las células en cortocircuito, la suma de las tensiones existentes entre sus extremos debe ser nula, de modo que la célula sombreada se ve sometida a una tensión inversa igual a los 0.6 voltios existentes entre los extremos de la no sombreada, en estas condiciones la célula sombreada no genera potencia, sino que la disipa, ya que la corriente y la tensión tienen distinto signo.

En un módulo en cortocircuito, o con corrientes próximas al mismo (tensión baja a la salida), el peor de los casos sería que sólo una de la células de la serie estuviese sombreada. En esta situación, las tensiones originadas en las uniones del resto de las células provocarían una tensión inversa y, consecuentemente, una disipación de potencia en la célula sombreada que podría suponer la degradación de las soldaduras de los contactos, o incluso la rotura de la célula o del cristal del módulo, esto es lo que se conoce como “problema del punto caliente”. Para minimizar los efectos del punto caliente originado por la excesiva tensión inversa soportada por una célula sombreada, se utilizan *diodos de paso*.

En la fig. 2.12 se repite la situación mostrada en la figura anterior, pero incluyendo un diodo de paso en cada célula.

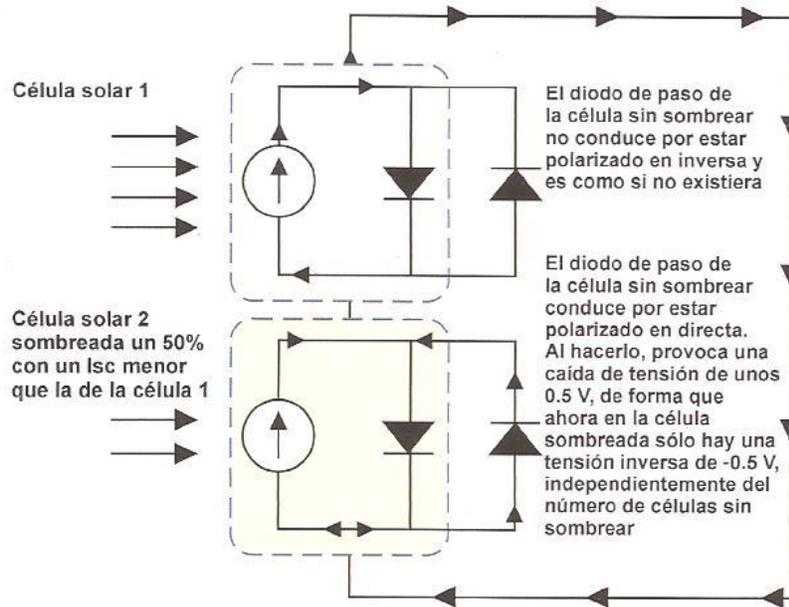


Fig. 2.12 Efecto del sombreado en dos células en serie usando diodos de paso.

Al conectar un diodo de paso en antiparalelo con la célula solar, dicho diodo se polariza en directa y empieza a conducir corriente, manteniendo constante la tensión en sus extremos (funcionamiento normal de un diodo).

En la práctica, resultaría demasiado caro incluir un diodo de paso en cada célula del módulo y lo que se hace es situarlos en torno a un grupo de ellas, de esta manera la tensión inversa que soportaría una célula sombreada sería la del diodo de paso más la suma de las tensiones directas de las uniones de las células no sombreadas que comparten dicho diodo. En la figura 2.13 se muestra el diagrama de conexiones de las células y los diodos de paso correspondientes a un módulo de 36 células.

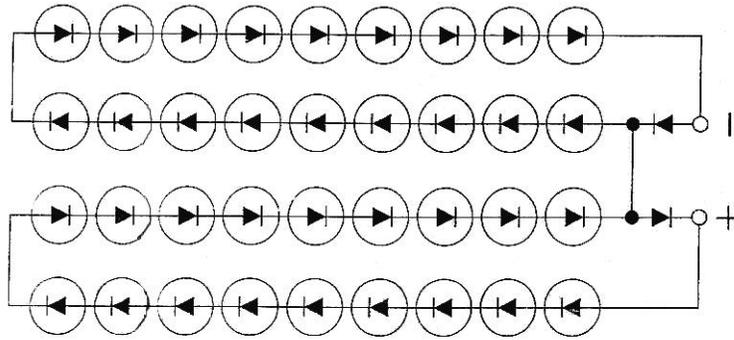


Fig. 2.13. Diagrama de conexión de las 36 células de un módulo, con dos diodos de paso agrupando 18 células cada uno.

Es importante señalar que si al módulo de la figura 2.13 se conecta directamente una batería, por ejemplo, y se invierte la polaridad, uniendo las terminales de distinto signo, los diodos de paso permitirán la circulación de la corriente originándose un cortocircuito de consecuencias fatales.

2.4.2 Subsistema de acumulación

En la actualidad la mayoría de los sistemas fotovoltaicos existentes son de tipo autónomo o independientes de la red eléctrica convencional, lo que quiere decir que prácticamente la totalidad de la energía eléctrica consumida es de origen fotovoltaico. Al margen de otras consideraciones estos sistemas fotovoltaicos se caracterizan por tener, generalmente, un consumo eléctrico constante, continuo y prolongado en el tiempo. Estos dos últimos aspectos son los que hacen necesaria la inclusión de un subsistema de acumulación entre el de generación y el de consumo final, y cuya misión es asegurar la disponibilidad de energía eléctrica siempre que sea necesaria. Para lograrlo se recurre a la utilización de acumuladores electroquímicos, encargados de la acumulación de la energía eléctrica generada por los módulos FV y otros generadores existentes en la instalación (aerogeneradores, generadores a diésel, etc)

Un acumulador electroquímico o simplemente una “batería”, es un dispositivo capaz de almacenar o entregar la carga eléctrica que intervienen en las reacciones electroquímicas que tienen lugar durante su funcionamiento, manteniendo una diferencia de potencial aproximadamente constante entre sus dos terminales de conexión externos.

Al igual que la célula FV es el dispositivo básico de generación de electricidad, se puede decir que la *celda electroquímica* es el dispositivo básico de acumulación de electricidad. En esencia, está compuesta por:

- *Un par de electrodos*, formados por material activo que interviene en las reacciones electroquímicas y entre los que se establece una diferencia de potencial capaz de generar corriente eléctrica a través de un circuito externo.
- *El electrolito*, sustancia acuosa que sirve como medio conductor de la corriente eléctrica entre ambos electrodos y también actúa, en algunos casos, como elemento reaccionante.
- Normalmente los acumuladores electroquímicos contienen varias celdas unidas de forma conveniente para conseguir una diferencia de potencial y una capacidad de acumulación adecuadas para su uso práctico.
- Para efectos eléctricos un acumulador electroquímico puede considerarse como una fuente de tensión ideal en serie con una resistencia interna, tal como se muestra en la figura 2.16.

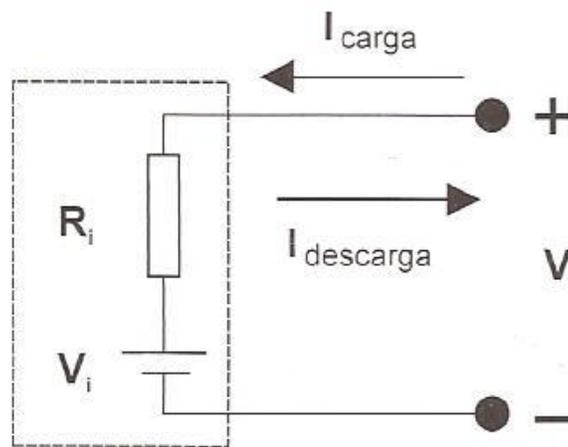


Fig. 2.16 Circuito eléctrico equivalente de un acumulador electroquímico.

2.4.2.1 Parámetros característicos de los acumuladores

El principal parámetro que caracteriza el funcionamiento de una batería es su **capacidad nominal**, que nos indica la cantidad de corriente que puede proporcionar una batería completamente cargada, durante un tiempo determinado y hasta que la tensión en las celdas se reduzca a un valor concreto (por cuestiones de estandarización en la medida), momento en el que dicha batería se considera completamente descargada.

La capacidad nominal se mide en Amperios-hora (Ah), esta unidad no es de por sí muy clarificadora, ya que los Ah necesarios para satisfacer un consumo de 20 amperios durante 15 minutos, son los mismos que para satisfacer un consumo de 1 amperio durante 5 horas, es decir 5Ah. Por esta razón, la capacidad de una batería va siempre ligada a un subíndice que indica el tiempo de descarga al que corresponde la capacidad especificada. Así, una capacidad C_{20} igual a 100Ah indica que la batería puede proporcionar 5 amperios de corriente durante un tiempo igual a 20 horas, pero para conocer los amperios que puede entregar en otro tiempo de descarga, no se puede hacer una simple regla de tres, sino que hay que recurrir a los datos facilitados por el fabricante, en otras palabras, la variación de la capacidad con respecto al tiempo de descarga NO es lineal, como se muestra en la figura 2.17.

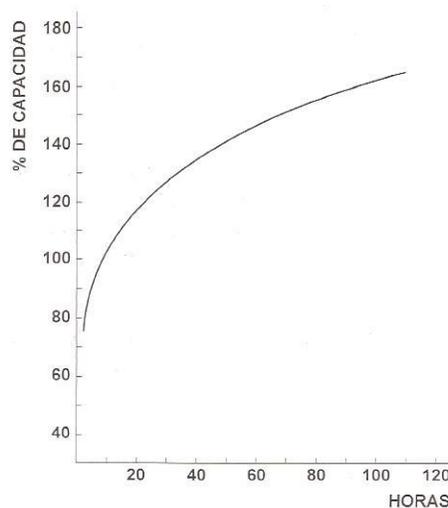


Fig. 2.17 Variación típica de la capacidad en función del tiempo de descarga, indicada en % de C_{20}

Otro parámetro de interés práctico es la *profundidad de descarga*, que indica la relación porcentual entre los Ah extraídos de la batería y los Ah que se pueden extraer. Paralelamente, se define el *estado de carga* de una batería como la relación porcentual entre los Ah disponibles y los Ah máximos que se pueden extraer. Obviamente se cumple que:

$$\text{Estado de carga} = 100 - \text{profundidad de descarga}$$

Esta simple ecuación nos indica que la profundidad de descarga es un parámetro de diseño, y en la práctica las baterías se dimensionan para evitar que durante su funcionamiento normal se descarguen más que la profundidad de descarga preestablecida. Este parámetro es de vital importancia, ya que de él depende en gran medida la vida útil de la batería, y se puede definir como el número de *ciclos de carga-descarga* que puede soportar una batería, hasta que su capacidad se vea reducida, irreversiblemente, a un 80% de su valor nominal.

2.4.2.2 Clasificación de las baterías

Las baterías se pueden clasificar atendiendo a diferentes criterios: la aplicación a la que se destinan, el material activo, su construcción y el tipo de electrolito utilizado.

Según la *aplicación*, las baterías pueden estar sometidas a regímenes y condiciones de trabajo muy diversas (arranque de motores, tracción de vehículos, iluminación de emergencia, etc.). Desde el punto de vista del funcionamiento, la batería se caracteriza sobre todo por el tipo de ciclos de carga-descarga y su capacidad de generar corriente eléctrica. Además, no deben olvidarse aspectos como la robustez, el tamaño, la manejabilidad y la seguridad, que pueden resultar definitivos a la hora de determinar si una batería es, o no, adecuada para la aplicación en cuestión.

Como un tipo intermedio de las clásicas baterías para automoción SLI (siglas inglesas correspondientes a “arranque”, “iluminación” y encendido”) y las baterías de ciclo profundo, se encuentran las llamadas baterías SLI modificadas, comercializadas en ocasiones como “baterías solares”, aptas para pequeñas instalaciones FV, pero con una vida

útil bastante inferior a las de ciclo profundo cuando se someten a las mismas condiciones de trabajo.

Con respecto al *material activo*, más del 90% de las baterías utilizadas en sistemas FV son del tipo *plomo-acido (Pb-Ac)*, el porcentaje restante se cubre principalmente con baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd) y, en menor medida, con las de níquel-hierro (Ni-Fe).

Las baterías de Níquel-Cadmio (Ni-Ca) son muy resistentes a condiciones de trabajo exigentes, como bajas temperaturas, fuertes descargas, etc., pero tienen varios inconvenientes que en la mayoría de los casos no compensan estas desventajas, entre los que destacan su elevado precio, baja eficiencia (65% - 80%), tensiones y curvas de carga que dificultan el uso de equipos estándar (reguladores, inversores, etc.), y la dificultad y coste asociado a su retirada, debido a lo peligroso y dañino que resulta el Cadmio. En cuanto a las baterías de Níquel-hierro, debido a la baja eficiencia (60% - 70%) y a la dificultad para adaptarse a sistemas con tensiones estándar de 12, 24 o 48 voltios, deben analizarse con detenimiento la cuestión económica, el funcionamiento y la disponibilidad, antes de preferirlas a las de Plomo-Acido (Pb-Ac).

En una celda electroquímica de plomo-acido, los electrodos, también llamados placas, suelen estar formados por plomo al que se añaden pequeñas cantidades de antimonio o de calcio. Las placas sirven además como soporte para el material activo de la celda, consistente en óxido de plomo en la placa positiva y plomo en la placa negativa, ambos en forma esponjosa para favorecer la difusión del electrolito y, por tanto, su reacción. El electrolito consiste en una solución acuosa de ácido sulfúrico que, además de servir como medio conductor de la electricidad, interviene activamente en las reacciones químicas de la celda.

Porcentaje de carga (%)	Tensión de la celda (V)	Densidad del electrolito (Kg/m ³)
100	2.12	1265
90	2.09	1249
80	2.07	1233
70	2.06	1218
60	2.04	1204
50	2.03	1190
40	2.02	1176
30	2.00	1162
20	1.99	1148
10	1.99	1134
descargada	1.98	1120

Tabla 2. Valores típicos de tensión y densidad del electrolito en una celda de Pb-Ac, en función del estado de carga.

- Proceso de descarga

El material activo de las placas reacciona con el electrolito y se sustituye por sulfato de plomo. Éste ocupa un volumen mayor que el material activo sustituido y provoca el engorde de las placas. Esa expansión de volumen induce tensiones mecánicas internas que provocan el desprendimiento progresivo del material activo, especialmente en la placa positiva. El material desprendido se vuelve inactivo y no se puede recuperar, lo que provoca una pérdida progresiva, e irreversible, de la capacidad de la celda. Por otro lado, el sulfato de plomo formado en las placas tiende a cristalizar, lo que dificulta en gran medida su reacción y la recuperación del material activo eliminado (pero no desprendido). Además, si transcurre el tiempo suficiente, la cristalización puede ser irreversible, provocando la pérdida, también irreversible, de la capacidad de la celda. Este fenómeno se conoce como *Sulfatación* y para evitarlo se suele realizar periódicamente una sobrecarga, llamada de *equalización*, que elimina el sulfato de las placas e impide su cristalización, al tiempo que

se iguala la carga de las celdas y se mezcla el electrolito. Cabe señalar que la sulfatación no afecta a las baterías de Ni-Cd, ya que en ellas el electrolito actúa solo como medio conductor de la electricidad y no reacciona con las placas.

-Proceso de carga

En el proceso de carga la formación de óxido de plomo de la placa positiva requiere la presencia del agua del electrolito, por lo que si la carga se ha completado, es decir, si ya no queda material activo para reaccionar y se sigue suministrando corriente, el agua se descompone por electrolisis, liberando hidrogeno y oxigeno gas. Este fenómeno se conoce como *gaseo* y se produce a una tensión de la celda entre 2.35 y 2.4 voltios.

Cuando la tensión en los bornes del acumulador es la misma que la de sus celdas, es decir, 2 voltios, al acumulador se le suele llamar "*elemento*". Análogamente, cuando el subsistema de acumulación está formado por elementos, éstos deben conectarse en serie y en paralelo para obtener la tensión y la capacidad necesarias.

Los acumuladores que no son elementos, suelen tener una tensión de 12 voltios entre sus bornes y se les conoce como *monoblocks*, o simplemente como baterías. Al igual que los elementos, las baterías tipo monobloc deben conectarse en serie y en paralelo para obtener la tensión y la capacidad necesarias.

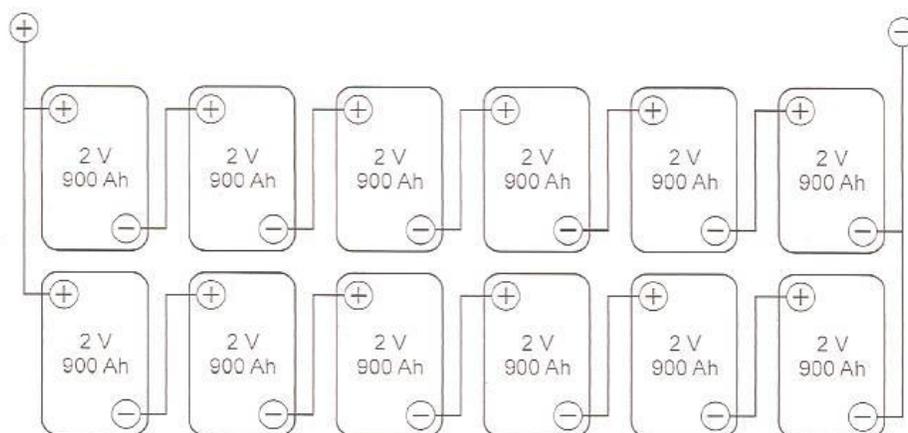


Fig. 2.18 Subsistema de acumulación de 12V y 1800Ah. Formado por elementos de 2V y 900Ah.

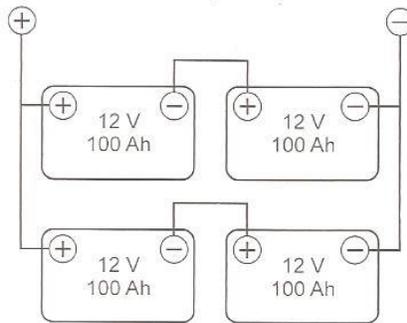


Fig. 2.19 Subsistema de acumulación de 24V y 200Ah, formado por monoblocs de 12V y 100Ah.

En las conexiones serie-paralelo debe procurarse que los acumuladores sean idénticos entre sí y se encuentren en el mismo estado de carga, para evitar desequilibrios y problemas en el funcionamiento global del subsistema de acumulación.

2.4.3 Subsistema de regulación.

En un sistema FV autónomo, el subsistema de acumulación, cuando existe, es el que presenta menor fiabilidad y durabilidad, comprometiendo el funcionamiento global de todo el sistema y, en última instancia, el grado de aceptación y satisfacción del usuario, que verá como sus expectativas depositadas en la energía FV dejan de cumplirse mucho antes de lo previsto, para evitar los inconvenientes que se acaban de mencionar, es necesaria la inclusión de un nuevo subsistema, el de regulación, cuya función es la de mejorar la fiabilidad y durabilidad del subsistema de acumulación.

El dispositivo encargado de llevar a cabo dicha función es el regulador, o controlador de carga, esta última denominación proviene de que la misión básica para la que fueron diseñados inicialmente los reguladores, y en ocasiones la única, es evitar la sobrecarga perjudicial de la batería, y se debe subrayar lo de perjudicial ya que, la sobre carga ocasional y controlada puede resultar beneficiosa. Se puede afirmar que en los últimos 5

años, el diseño y la concepción de los reguladores es lo que más ha evolucionado dentro de los sistemas FV, hasta el punto de que lo que los reguladores de “última generación” hacen, y cómo lo hacen, nada tiene que ver con los primeros dispositivos utilizados. A continuación se indican las características que pueden llegar a tener un regulador de última generación, también llamado “inteligente”.

- Funcionamiento basado en microprocesador interno.
- Protección contra sobrecarga perjudicial de la batería.
- Protección contra sobre descarga de la batería (siempre perjudicial).
- Protección del propio regulador contra tensión, intensidad y temperatura excesivas.
- Protección contra errores de instalación (como, por ejemplo, inversión de polaridad)
- Aviso previo a la desconexión del consumo.
- Selección manual o automática de tensión: 12V / 24V / 48V.
- Selección manual del tipo de batería: electrolito líquido o gel.
- Ajuste manual de otros parámetros y modos de funcionamiento, es decir, programación: capacidad de la batería, tiempos, umbrales de tensión y estado de carga, etc.
- Carga eficiente de la batería en varias etapas.
- Carga periódica de ecualización.
- Compensación por temperatura mediante sensor interno y/o externo.
- Información exhaustiva al usuario: tensión de la batería, intensidad de carga y descarga, estado de carga de la batería, estado del regulador (tipo de carga que está realizando), descripción de errores, etc.
- Almacenamiento de datos: histórico de valores máximos y mínimos de tensiones, estado de carga, temperatura, etc.
- Funcionamiento en modo día o modo noche.
- Comunicación con ordenador y control remoto vía módem.

Los primeros reguladores que aparecieron en el mercado realizaban el control de carga de la batería según un sistema “todo-nada”, mediante la conmutación de elementos electromecánicos (relés), y se les podría denominar reguladores de una etapa. El regulador

permitía el paso de toda la corriente disponible en el generador FV hasta que la tensión en la batería alcanzaba un valor predeterminado (~ 14.5 V), momento en el cual se interrumpía el paso de corriente hacia la misma. Con el transcurso del tiempo y el consumo de la instalación, la tensión en la batería disminuía progresivamente y, cuando se alcanzaba otro valor prefijado (~ 12.5 V), se volvía a permitir el paso de toda la corriente disponible, repitiéndose el ciclo. Con dichos reguladores, la batería mantenía un estado de carga promedio de entre el 55 y el 60%.

El siguiente avance fue reducir la diferencia entre los dos valores de desconexión y reconexión antes mencionados, llamada histéresis del regulador, con esto se consiguió elevar el estado de carga promedio de la batería hasta un 70%, acosta de riesgo de inestabilidad en el funcionamiento global del sistema. Paralelamente los relés se fueron sustituyendo por dispositivos de estado sólido (transistores), mejorando mucho su fiabilidad y durabilidad del regulador.

El estado de carga promedio de la batería entre cada ciclo, es un aspecto fundamental en el tiempo de vida de la misma, hasta el punto que se a ha comprobado que una batería con un estado de cargan promedio del 90% puede proporcionar dos o tres veces más ciclo de carga-descarga que otra que en la que se permita alcanzar un estado de carga del 50% antes de iniciar la recarga.

Como respuesta a lo anterior, aparecen los reguladores de dos etapas, los cuales realizan una *carga rápida inicial* (primera etapa) hasta una tensión en torno a los 14.7 V, permitiendo que toda la corriente disponible en el generador FV entre en la batería, una vez alcanzado ese nivel de tensión, lo que se pretende es reducirlo y mantenerlo constante en torno a los 13.5V, lo cual constituye la segunda etapa, llamada de *flotación*. Hasta hace pocos años, para mantener la tensión constante sólo se recurría a un control “todo-nada”, con una histéresis muy pequeña (de 0.1V a 1V) y con frecuencias de conmutación del orden de decenas de ciclos “ON-OFF” por segundo. Con esto se consigue mantener un estado de carga, promedio, entre cada ciclo, en torno al 90%.

La carga rápida inicial es, una sobrecarga controlada. No obstante, para que la carga resulte completa y eficiente, es decir, para eliminar el sulfato depositado en las placas durante la descarga anterior, debería permitirse el paso de corriente durante un cierto tiempo (manteniendo la tensión constante). Esto supone la aparición de otra etapa, entre la

carga rápida inicial y la de flotación, llamada de *absorción*, y en consecuencia la aparición en el mercado de los reguladores de tres etapas. Desde hace unos tres años, se vienen desarrollando reguladores que utilizan para conseguirlo (mantener la tensión constante), la técnica de modulación de anchura de pulsos (PWM), bien conocida en el mundo de la electrónica desde mucho antes. Las diferencias con el resto de técnicas de conmutación empleadas son que la frecuencia es fija y mucho más elevada (entorno a los 250 ciclos por segundo), y la variación (gradual) de la corriente, en función de las condiciones de la batería y sus necesidades de recarga, se consigue variando el ancho de los pulsos, es decir, variando el ciclo de trabajo de los transistores de conmutación (generalmente de tipo MOSFET).

La gran ventaja de esta técnica es precisamente su elevada frecuencia de conmutación, ya que según los estudios y ensayos realizados, se ha concluido que, durante la regulación diaria, el número de veces que la corriente entra en la batería es lo que causa mayor impacto sobre su estado de carga y su eficiencia. Con estrategias o algoritmos de carga basados en PWM, se consiguen estados de carga promedio cercanos al 95% y porcentajes de aprovechamiento de la energía proveniente del generador FV, un 30% superiores al resto de las técnicas empleadas.

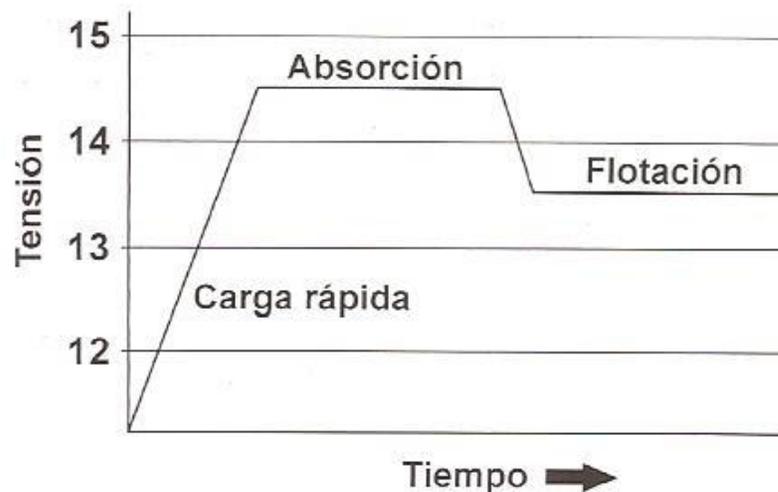


Fig. 2.15. Ciclo de carga de un regulador de tres etapas.

2.4.4 Subsistema de acondicionamiento de potencia

Se ha visto anteriormente que tanto el generador FV como las baterías proporcionan tensión y corriente continua. En algunos casos, el valor de la tensión y/o el tipo de corriente generada no son los adecuados para el consumo y se hace necesaria la inclusión de un nuevo subsistema, cuya función es acondicionar o adaptar las características eléctricas de las potencias generada y consumida.

Cuando parte del consumo (si no todo) se realice en corriente continua, pero a tensión diferente de la nominal (la del generador FV y las baterías), debe utilizarse un elemento que adapte ambos niveles de tensión, llamado convertidor CC-CC (continua-continua). La otra situación posible es que alguno, o todos los elementos de consumo, precisen un valor de tensión y un tipo de corriente similar a los proporcionados por la red eléctrica; en este caso debe utilizarse un convertidor CC-CA (continua-alterna), también llamado inversor.

2.4.4.1 El convertidor cc-cc

La situación más frecuente, cuando las tensiones nominal y de consumo no coinciden, es que esta última sea inferior a la primera, lo que suele ocurrir en instalaciones donde el consumo es elevado y las distancias entre los distintos elementos (el generador FV, las baterías, etc.) es grande.

Un convertidor CC-CC viene especificado por su tensión nominal de entrada (o rango de tensión de entrada), su tensión nominal de salida (o rango de tensión de salida), su potencia nominal de salida y su eficiencia, esta última es una medida de la pérdida de potencia debido a la disipación de calor y otros factores.

A modo de ejemplo: un convertidor de 24 a 12 V, 110 W y 87% de eficiencia, la potencia de entrada del convertidor sería 126.4W ($110/0.87$) y la potencia disipada en el mismo convertidor tendría un valor de 16.4W ($126.4 - 110$). Como se puede apreciar, cuanto menor sea la eficiencia, mayor será la potencia disipada en el convertidor, siendo

necesario en muchas ocasiones el uso de disipadores de calor externos también conocidos como radiadores.



fig. 2.20 Gama de convertidores CC-CC

2.4.4.2 El inversor o convertidor cc-ca

En muchos sistemas FV autónomos hay elementos de consumo convencional, diseñado para funcionar conectados a la red eléctrica de 220 Vac. Por otro lado, en los sistemas FV conectados a red la energía generada se vierte a la red eléctrica convencional, por lo que dicha energía debe tener las características eléctricas de tensión y frecuencia iguales a las de la compañía suministradora, en ambos casos, el elemento encargado de realizar la conversión de la energía es el inversor, llamado autónomo o de conexión a red.

Un inversor debe de tener las especificaciones de su tensión nominal de entrada, su potencia nominal, su eficiencia y el tipo de señal que genera.

La *eficiencia* de un inversor es un parámetro de gran importancia, sobre todo en la medida que nos indica cómo se comporta éste para niveles de potencia distintos al nominal, es decir, cuando la carga conectada al inversor no es la nominal, lo que distingue

principalmente a unos inversores de otros es el comportamiento a baja potencia, el cual es fácil de comprender si se tiene en cuenta que, además de las pérdidas que pueden existir, el inversor necesita consumir una cierta potencia para llevar a cabo el proceso de conversión.

Con respecto al tipo de señal que genera o forma de onda de tensión generada, las dos más usuales son la *senoidal pura* (como la de la red) y la que el fabricante suele denominar *senoidal modificada* o *trapezoidal*.

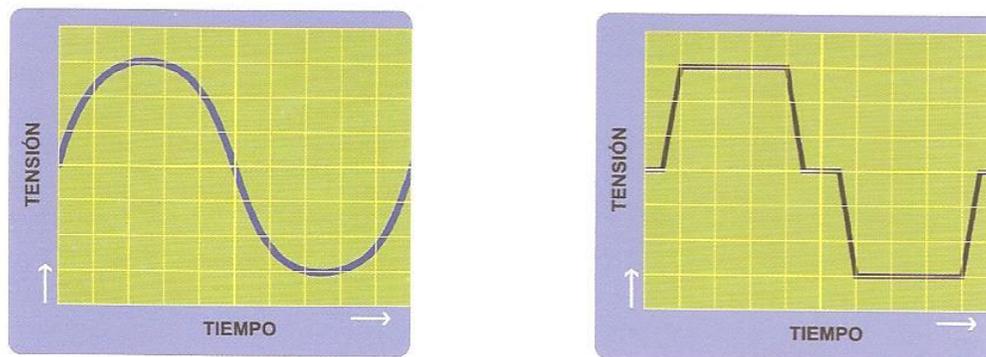


Fig. 2.21 Onda senoidal pura a la izquierda, trapezoidal a la derecha.

La buena o mala calidad relativa de la onda de tensión proporcionada por el inversor viene determinada por el comportamiento del elemento de consumo alimentado por dicho inversor.

Los aparatos puramente resistivos (lámparas incandescentes, resistencias calefactoras, etc.) no advierten ninguna diferencia entre ser alimentados por uno u otro tipo de onda, mientras que los aparatos electrónicos en general (ordenadores, televisores, impresoras láser, etc.) son muy susceptibles a la señal de alimentación, debido principalmente a que las variaciones de tensión en sus elementos capacitivos (condensadores) originan puntas de corriente que afectan el funcionamiento del aparato. Cuando estas variaciones de tensión son muy bruscas (por ejemplo en el caso de una onda cuadrada), las puntas de corriente provocan un calentamiento excesivo e incluso pueden destruir los condensadores y otros componentes electrónicos del aparato, de forma que no sólo funciona mal, si no que se estropea el aparato.

Los aparatos reactivos (inductivos o capacitivos) como motores, lámparas fluorescentes, etc., se caracterizan por que en ellos la tensión y la corriente no están en fase, es decir, hay momentos en los que ambos parámetros tienen distinta polaridad, y por lo tanto, la potencia tiende a fluir desde el aparato hacia la fuente, lógicamente esta potencia devuelta, llamada *reactiva*, es inferior a la potencia consumida, llamada *activa*, de lo contrario el aparato no funcionaría. El parámetro que indica el desfase existente entre la tensión y la corriente, o mejor dicho, su coseno, es el *factor de potencia*, definido como el coseno del ángulo de desfase, por lo que es importante que el fabricante proporcione el rango del factor de potencia que puede soportar el inversor, es decir, que tipo de aparatos puede alimentar, ya que existen inversores que a pesar de proporcionar una onda senoidal pura, no permite el flujo bidireccional de la potencia en su totalidad (batería-inversor-consumo y consumo-inversor-batería).

2.5 Tipología y dimensionado de los sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico (FV), es un conjunto de elementos cuyo propósito es la generación de energía eléctrica aprovechable a partir de la energía radiante del sol, la caracterización de esta energía eléctrica y la aplicación a la que se destina, determinan su tipología y configuración.

Respecto a la tipología se consideran los sistemas FV aislados de la red eléctrica (autónomos) y los conectados a ella. En cuanto a la configuración, un sistema FV puede dividirse en subsistemas o conjunto de elementos encargados de realizar una función concreta dentro del proceso general del aprovechamiento energético, en la sección anterior se describió cada uno de estos subsistemas y los elementos principales que los componen, así que en esta sección se tratara de explicar cómo conectarlos.

2.5.1 Sistemas FV autónomos

Los sistemas FV autónomos, también conocidos como sistemas FV aislados, son aquellos que no disponen de conexión alguna con la red general de distribución eléctrica, y estos a su vez se clasifican en sistemas FV directos (sin acumulación) y sistemas FV con acumulación.

2.5.1.1 Sistemas FV directos.

Se caracterizan por no poseer subsistema de acumulación eléctrica ni subsistema de regulación de la carga, estos sistemas son propios de aplicaciones donde la disponibilidad de energía eléctrica no es un parámetro crítico y el consumo puede limitarse a los momentos en que exista radiación solar, por ejemplo; las calculadoras, cargadores de baterías, y en general todos los aparatos de pequeña potencia.



Fig. 2.23. Vehículo de exploración planetaria "Sojourner"

2.5.1.2 Sistemas FV con acumulación

La gran mayoría de las aplicaciones autónomas requieren de un suministro eléctrico estable (regulado) y con cierta disponibilidad y autonomía, de forma que su buen funcionamiento no puede verse afectado por la variabilidad inherente de la radiación solar,

y debe asegurarse su continuidad durante un cierto periodo de tiempo, estos requisitos se satisfacen dotando al sistema FV de un subsistema de acumulación eléctrica (baterías) y un subsistema de regulación que vele por la salud de éstas.

Las aplicaciones FV autónomas con acumulación son muchas y muy variadas, no obstante, para facilitar una visión global y una cierta homogeneidad, podemos distinguir los cuatro grupos siguientes:

Electrificación de viviendas: Suministro eléctrico para uso doméstico básico (alumbrado, pequeños electrodomésticos, etc.) en viviendas situadas en lugares remotos y alejados de las líneas de distribución eléctrica.

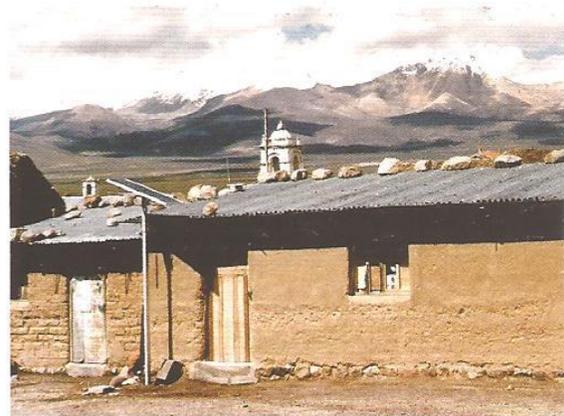


Fig. 2.24 Electrificación de viviendas rurales.

Alumbrado público: Sistemas de iluminación compactos, capaces de adaptarse a las características del lugar y las necesidades de uso.

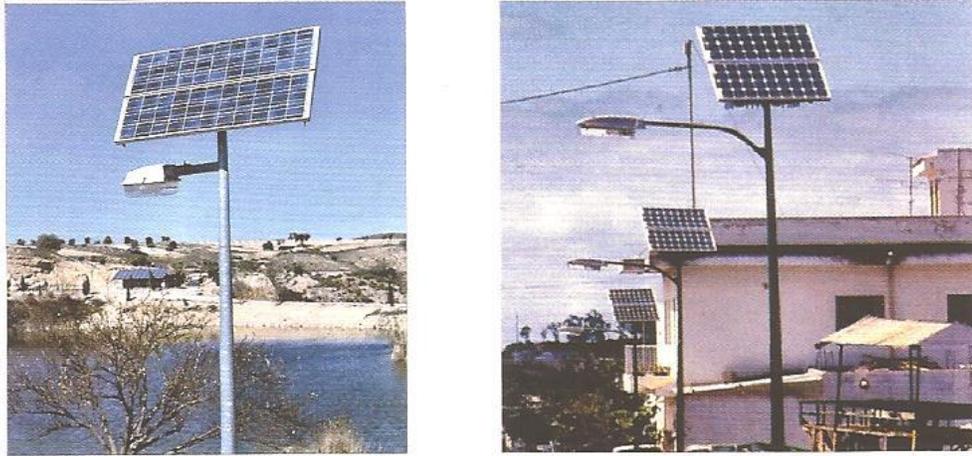


Fig. 2.25. Alumbrado público.

Bombeo de agua: Abastecimiento de agua sin necesidad de depósitos acumuladores, utilizados generalmente en sistemas directos.

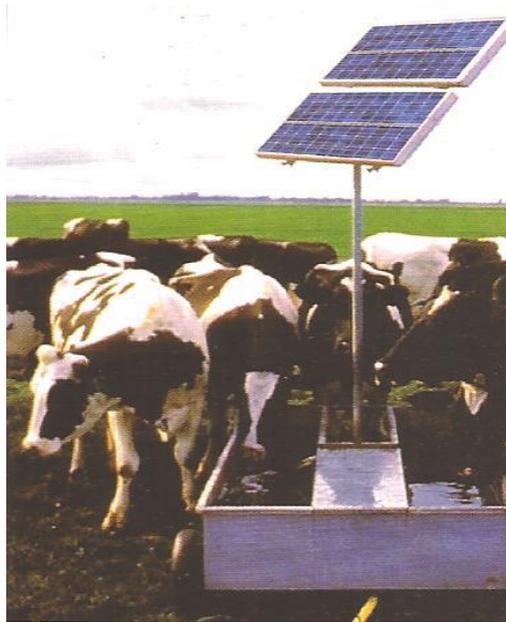


Fig. 2.26 Bombeo solar en una explotación ganadera.

Aplicaciones profesionales: Este grupo es un verdadero cajón de sastre donde se incluyen sistemas de control, señalización, telecomunicaciones, protección catódica, suministro eléctrico para vehículos, embarcaciones, satélites artificiales, frigoríficos para la conservación de alimentos y medicinas, etc.

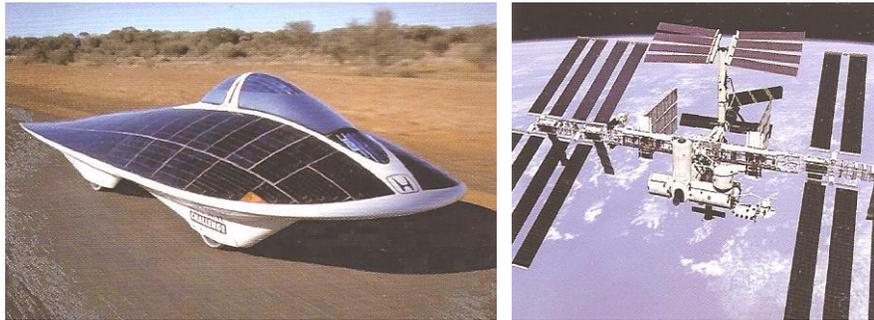


Fig. 2.27 Aplicaciones profesionales.

2.5.2 Diseño y dimensionado de sistemas FV autónomos.

En la realización de una instalación FV autónoma, con independencia de su tamaño y complejidad, se pueden distinguir tres fases fundamentales, que son:

1.- Elección del sistema.

Una vez conocidas las especificaciones y las funciones que debe cumplir el sistema, se pueden determinar las características fundamentales del mismo, a saber:

- *Tipo:* Sólo FV o híbrido; directo o con acumulación, con corriente continua y/o corriente alterna.
- *Tensión:* Tensión nominal de los circuitos de corriente continua y/o alterna.

2.- Dimensionado básico

Consiste en determinar los parámetros fundamentales de todos y cada uno de los subsistemas presentes en la instalación, las características de consumo (energía demandada, autonomía, etc.) y otros parámetros de diseño (inclinación de los paneles FV, energía solar disponible, etc.)

- *Subsistema de generación:* El parámetro a determinar es la potencia pico total del campo FV (y la potencia de otros elementos generadores, si existen). El número de módulos FV necesarios, y su disposición serie-paralelo se determina en función de dicha potencia (la potencia pico y la tensión de cada módulo y la tensión nominal del sistema).
- *Subsistema de acumulación:* El parámetro a determinar es la capacidad total del grupo de baterías. El número de elementos necesarios y su disposición serie-paralelo se determina en función de dicha capacidad, (la capacidad y tensión de cada elemento y la tensión nominal del sistema).
- *Subsistema de regulación:* Los parámetros a determinar son la corriente máxima de entrada del regulador (procedente del campo FV) y la corriente máxima de salida del regulador (si existe) hacia los receptores de continua.
- *Subsistema de acondicionamiento de potencia:* El parámetro a determinar es la potencia nominal del inversor.

3.- Instalación eléctrica.

Esta es la última fase del diseño y dimensionado, que suele acompañarse de la realización de esquemas y planos, se abordan los siguientes aspectos:

- *Diseño y configuración:* Cómo se conectan los distintos subsistemas y sus componentes entre sí y qué dispositivos de desconexión y protección se utilizan (automáticos, fusibles, diodos, etc.)
- *Dimensionado:* Sección del cableado y dimensionado de los elementos de protección de los diferentes circuitos.

A continuación se mostrara la realización del diseño y dimensionado de una típica instalación FV autónoma con acumulación, este ejemplo nos servirá para aclarar y desarrollar, tanto los aspectos explicados anteriormente, como otros de interés y aplicación general para las instalaciones FV.

2.6 EJEMPLO DE DISEÑO Y DIMENSIONADO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO.

En una zona rural se desea dotar a una casa con un sistema FV que permita satisfacer sus necesidades eléctricas durante todo el año. Dicha casa tiene una latitud de 37.4° y en una zona caracterizada por una atmosfera limpia y con otros factores que favorecen a la radiación solar. Las necesidades diarias de energía eléctrica se detallan a continuación:

	Tensión (V)	Potencia (W)	Tiempo (h)	CC/CA	Consumo (Wh)
1 ordenador personal	230	200	4	CA	800
4 puntos de luz de 20W	12	80	4	CC	320
2 puntos de luz de 12W	12	24	1	CC	24
1 bomba de agua	12	112	0.5	CC	56
				Total	1200

2.6.1 Elección del sistema

A la vista de lo anterior (en la tabla), se instalara un sistema FV con acumulación, con corriente continua (CC) a 12 V y con corriente alterna (CA) a 230 V.

2.6.2 Dimensionado básico

Este es un punto muy importante y tiene que basarse en un balance energético entre la energía necesaria y la energía generada por los paneles FV, y se trata de garantizar, hasta el límite de lo razonable, el consumo durante todo el periodo de utilización de la instalación, para lograr esto, se tendrá en cuenta el mes más desfavorable, entendiendo como tal aquel en que el cociente entre la energía solar incidente (sobre horizontal, en un principio) y la energía consumida, alcance el valor más bajo. En el caso que se plantea en el ejemplo, con un consumo constante a lo largo del año, dicho mes resulta ser Diciembre.

Sea H la energía solar incidente sobre 1m^2 de superficie horizontal.

En el ejemplo

$$H = 6.9 \text{ MJ/m}^2 \text{ (en diciembre)}$$

En una instalación FV autónoma con acumulación, existen una serie de factores que provocan pérdidas en el rendimiento global (R) de la misma. Esto conlleva a que la energía que debe entrar en los bornes del grupo de baterías (E), debe ser superior a la consumida en la instalación (E_T) de manera que:

$$E = E_T / R$$

Estas pérdidas se asocian con una serie de coeficientes que se pueden considerar parámetros de diseño, los cuales se describen a continuación:

$k_b =$ *Coeficiente de pérdidas por rendimiento de las baterías:* Nos indica la fracción de energía que la batería no devuelve con respecto a la absorbida procedente de los paneles y se debe, principalmente, a la energía calorífica que inevitablemente se produce durante los procesos químicos de carga y descarga.

$k_a =$ *Coeficiente de pérdidas por auto descarga diaria de la batería.*

$k_c =$ *Coeficiente de pérdidas por rendimiento del inversor:* Este coeficiente afectará el rendimiento global de la instalación sólo en el caso que todo el consumo se realice en alterna y por medio de ese inversor. Si existiera consumo en continua, dicho coeficiente no se tomará en cuenta para el cálculo del rendimiento, pero si afectará al cálculo de alterna, de manera que éste habrá que dividirlo entre $1 - k_c$ que será la eficiencia del inversor en tanto por uno.

$k_v =$ *Coeficiente de pérdidas varias:* Este coeficiente toma en cuenta el rendimiento global de toda la red de consumo, pérdidas por efecto Joule, etc.

Así pues, si se denomina N al número de días de autonomía de la instalación y p_d a la profundidad de descarga de las baterías (ambos parámetros de diseño), entonces el rendimiento global de la instalación se puede calcular mediante la expresión:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v)(1 - k_a N / p_d)$$

<i>Coeficiente de pérdidas</i>	<i>Rango practico</i>
k_b	0.00 A 0.20
k_a	0.001 A 0.020
p_d	0.1 A 0.8
k_c	0.0 A 0.4
k_v	0.00 A 0.20

Tabla 1. Rango práctico de valores de los coeficientes de pérdidas.

En el ejemplo se han adoptado los siguientes valores:

$$k_b = 0.05$$

$$k_a = 0.005$$

$$p_d = 0.5$$

$$k_c = 0.2 \text{ (se toma igual a cero para el cálculo de } R, \text{ conforme a lo anteriormente explicado)}$$

$$k_v = 0.15$$

$$N = 5$$

Resultando un rendimiento de:

$$R = 0.76$$

Según lo dicho antes acerca de k_c , la energía (E_T) en el ejemplo será igual a:

$$E_T = \text{Consumo en CC} - \text{Consumo en CA} / (1 - k_c)$$

$$E_T = 320 + 24 + 56 + 800 / (1 - 0.2)$$

$$E_T = 1400 \text{ Wh}$$

Por lo tanto, la energía en bornes de batería debe ser:

$$E = E_T / R$$

$$E = 1400 \text{ Wh} / 0.76$$

$$E = 1842 \text{ Wh}$$

2.6.3 Subsistema de generación

A las pérdidas que se acaban de describir hay que añadir las asociadas al regulador, que se pueden estimar en un 10% (rendimiento del regulador del 90%). Por esta razón, la energía que ha de generar el campo FV (E_G) deberá ser ligeramente superior a E :

$$E_g = E / 0.9$$

En el ejemplo:

$$E_g = 1842 \text{ Wh} / 0.9 = 2047 \text{ Wh}$$

El fabricante del módulo FV debe de especificar la potencia del mismo (P_p), que se puede entender como la energía que es capaz de generar el módulo durante una hora, sometido a una irradiancia constante e igual a 1000 W/m^2 , lo que nos conduce a un término de gran interés en este tipo de instalaciones, a la hora de evaluar la energía diaria que puede producir un módulo FV en una determinada localidad, conocido como *número de horas de sol pico*, abreviadamente *HSP*. El *HSP* de una localidad es el número de horas en que debería de haber una irradiancia de 1000 W/m^2 , para igualar a la energía diaria incidente real en dicha localidad. Por ejemplo, una energía total igual a 3500 Wh/día equivale a una irradiancia de 1000 W durante 3 horas y media; de manera que su $HSP = 3.5$.

El *HSP* se calcula a partir del valor de la irradiación diaria sobre la horizontal (H) corregido mediante tres factores que tiene en cuenta los efectos atmosféricos, la inclinación del panel FV y la desviación respecto al Sur geográfico (respecto al norte, en el hemisferio sur), que se denominan k , k' y k'' , respectivamente. Así pues, sabiendo que $1\text{kWh} = 3,6 \text{ MJ}$, la expresión que determina el número de horas del sol pico en función de H (expresada en MJ), k , k' y k'' es:

$$HSP = 0.2778k k' k''H = 0.2778k k''H'$$

Siendo H' el valor de H corregido por inclinación, de valor igual a $k'H$.

Cuando se habla del *HSP* de una determinada localidad, se entiende referido a una superficie horizontal, ya que normalmente lo que se mide es H . el valor de *HSP* corregido es, lógicamente, distinto, aunque se siguen utilizando las mismas siglas para no complicar la notación.

Los valores de k' o H' suelen estar tabulados y dependerán de la inclinación de los paneles, del mes en cuestión y de la latitud del lugar. Los valores de k oscilan entre 0.75 y 1.20 los valores de k'' se pueden calcular mediante la expresión:

$$k'' = 1.14 - 0.0085\beta$$

Siendo β el ángulo de desviación, que debe estar comprendido entre 20^0 y 70^0 , intervalo de valores para los que la expresión anterior es válida.

Respecto a la inclinación de los paneles, lo siguiente es lo recomendable:

20⁰ mayor que la latitud para instalaciones de función prioritaria en invierno, como la de servicios eléctricos o albergues de montaña.

15⁰ mayor que la latitud para instalaciones de funcionamiento más o menos uniforme durante todo el año, como por ejemplo en electrificaciones de viviendas, bombas de agua, repetidores de TV, etc.

Igual a la latitud para instalaciones de funcionamiento prioritario en primavera o verano, como en camping, residencias veraniegas, etc.

En el ejemplo, los parámetros de diseño son:

$$\text{Inclinación} = 50^0$$

$$\text{Desviación} = 0$$

$$k = 1.15$$

El factor de corrección valdrá 1, ya que ésta es inferior a 20^0 . Por otro lado, al ser la inclinación distinta de cero, el mes más desfavorable puede ser distinto al que se determinó en un principio (considerando la energía sobre superficie horizontal).

En el ejemplo:

$$HSP = 0.2778 \times 1,15 \times 1 \times 9.9 = 3.2$$

La potencia pico de un módulo FV sólo se genera en determinadas condiciones de temperatura, irradiancia (1000 W/m^2), etc., siendo su promedio ligeramente inferior (entorno al 90%) en condiciones reales de funcionamiento, debido a la posible suciedad del módulo, pérdidas por reflexión en momentos de incidencia muy oblicua, etc. así que la energía en Wh que puede generar el campo FV por cada vatio pico instalado (E_p) será:

$$E_p = 0.9 HSP$$

En el ejemplo:

$$E_p = 0.9 \times 3.2 = 2.9 \text{ Wh por cada Wp instalado}$$

La potencia pico que se debe instalar en el campo FV (P_p) será, por lo tanto, función de la energía que debe generar dicho campo (E_g) y la energía que genera por cada vatio pico instalado (E_p) de modo que:

$$P_p = E_g / E_p$$

En el ejemplo:

$$P_p = 2047 / 2.9 = 706 \text{ Wp necesarios}$$

El número de módulos FV que es necesario conectar en serie (m_s), se determina en función de la tensión nominal del sistema, (V_{ns}) y la del módulo elegido (V_{np}) otro parámetro de diseño, de modo que:

$$m_s = V_{ns} / V_{np}$$

En el ejemplo:

$$V_{np} = 12 \text{ V}$$

$$m_s = 12 / 12 = 1 \text{ módulo FV en serie}$$

El número de filas de módulos FV que es necesario conectar en paralelo (m_p) se calcula teniendo en cuenta la potencia pico necesaria en el campo FV (P_p), el número de módulos en serie (m_s) y la potencia pico del módulo escogido (P_m) otro parámetro de diseño, de modo que:

$$m_p = P_p / (m_s P_m)$$

En el ejemplo:

$$P_m = 90 \text{ Wp}$$

$$m_p = 706 / (1 \times 90) = 7.8 = 8 \text{ filas en paralelo}$$

Cuando el número de filas en paralelo, obtenido mediante la fórmula anterior, no sea entero, se recomienda redondear al número más alto siguiente, salvo en aquellos casos en que dicho resultado se aproxime mucho más a la cifra por defecto. Para aclarar esto último supongamos, que se deben instalar 500 Wp en el campo FV, que la tensión de las baterías es de 48 V y que se utilizan módulos de 100 Wp y 12 V. entonces el número de módulos en serie será $48 / 12 = 4$, y el número de filas será $500 / (4 \times 100) = 1.25$, si esta cantidad se redondea a 2, y teniendo en cuenta que cada fila está formada por 4 módulos en serie, serían necesarios $2 \times 4 = 8$ módulos, y la potencia instalada (800 Wp) excedería en mucho la necesaria. Sin embargo, si se determina que el número de filas sea 1, el número total de módulos sería $1 \times 4 = 4$ y la potencia instalada sería de 400 Wp que sería ligeramente inferior a los 500 Wp necesarios, lo que obligaría a moderar ligeramente el consumo, lo cual es factible en aplicaciones en las que el consumo no es un parámetro crítico, como la electrificación de viviendas, en oposición a aquellas que si lo es como en telecomunicaciones.

El número total de módulos, (m_t) será:

$$m_t = m_s m_p$$

En el ejemplo:

$m_t = 1 \times 8 = 8$ módulos FV en total (8 filas en paralelo de 1 módulo cada una)

2.6.4 Subsistema de acumulación

Una vez calculada la energía necesaria que debe recibir el grupo de baterías (E), y fijado el número de días de autonomía (N) se puede determinar la capacidad útil del subsistema acumulador (C_u), entendida como la capacidad que se extraerá del mismo:

$$C_u = EN$$

En el ejemplo

$$C_u = 1842 \times 5 = 9210 \text{ Wh}$$

La capacidad nominal de la batería (C), deberá ser mayor que la útil, ya que ésta tiene en cuenta que la batería sólo se descarga hasta la profundidad de descarga establecida, de modo que :

$$C = C_u / C_p$$

En el ejemplo

$$C = 9210 / 0.5 = 18420 \text{ Wh}$$

La capacidad nominal de la batería suele estar referida a una temperatura de 20 o 25 °C, si la temperatura media de funcionamiento en invierno es inferior a los 20 °C, se recomienda corregir la capacidad nominal calculada anteriormente con un factor k_T , de valor:

$$k_T = 1 - \Delta T / 160$$

Siendo ΔT el número de grados por debajo de los $20\text{ }^{\circ}\text{C}$

De esta forma, la nueva capacidad nominal C' , valdrá:

$$C' = C / k_T$$

En el ejemplo, la temperatura media en invierno (otro parámetro de diseño) se estima superior a los $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, de modo que:

$$k_T = 1$$

$$C' = C = 18420\text{ Wh}$$

Comercialmente, los valores de capacidad de una batería se expresan en Ah y no en Wh, por lo que el resultado anterior habrá que dividirlo entre la tensión nominal del sistema:

$$C' = 18420 / 12 = 1535\text{ Ah}$$

El número de baterías que es necesario conectar en serie (b_s), se determina en función de la tensión nominal del sistema (V_{ns}) otro parámetro de diseño, de manera que:

$$b_s = V_{ns} / V_{nb}$$

En el ejemplo

$$V_{ns} = 12\text{ V}$$

$$V_{nb} = 6\text{ V}$$

$$B_s = 12 / 6 = 2\text{ baterías en serie.}$$

El número de baterías que es necesario conectar en paralelo (b_p), se determina en función de C' y de la capacidad nominal de la batería o elemento elegido (otro parámetro de diseño), C_b , de manera que:

$$b_p = C' / C_b$$

En el ejemplo

$$C_b = 750 \text{ Ah}$$

$$b_p = 1535 / 750 = 2 \text{ baterías en paralelo.}$$

El número total de baterías o elementos elegidos será:

$$b_t = b_s b_p$$

En el ejemplo

$b_t = 2 \times 2 = 4$ baterías de 6 V y 750 Ah (2 filas en paralelo, con dos baterías en serie en cada fila)

Por último, hay que recordar que la capacidad de una batería siempre va asociada a un tiempo de descarga. En las instalaciones FV autónomas, que por lo general dotan de una autonomía de entre 5 y 15 días, la capacidad de acumulación suele referirse a un tiempo de descarga de 100 ó 120 horas, es decir, C_{100} ó C_{120} .

2.6.5 Subsistema de regulación.

Para determinar las características eléctricas del regulador es necesario conocer la intensidad pico generada por el campo FV (I_g), la intensidad total del consumo (I_c), la potencia demandada en corriente continua (P_{cc}), y la potencia demandada en corriente alterna (P_{ca}).

I_g , se calcula a partir de la intensidad pico del módulo FV elegido, I_p , aumentada en un 25% para tener en cuenta temperaturas e irradiancias superiores a los valores teóricos (25 °C y 1000 W/m²), de modo que:

$$I_g = 1.25 \times m_p I_p$$

En el ejemplo

$$I_g = 1.25 \times 8 \times 6 = 60 \text{ A}$$

En el cálculo de I_c debe distinguirse si el inversor se conecta al regulador, o bien, directamente a la batería.

Si el inversor se conecta al regulador:

$$I_c = (P_{cc} / V_{ns}) + (P_{ac} / [V_{ns} (1 - k_c)])$$

Si el inversor se conecta a la batería:

$$I_c = P_{cc} / V_{ns}$$

En el ejemplo, el inversor se conectará directamente a la batería, de modo que:

$$I_c = (800 + 24 + 112) / (12) = 18 \text{ A}$$

Por lo tanto, las intensidades máximas de entrada y salida del regulador son 60 A y 18A, respectivamente, por lo que lo más correcto es poder elegir un regulador con las siguientes especificaciones:

Tensión: 12V

Intensidad máxima en paneles: 60 A

Intensidad máxima en consumo: 30 A

2.6.6 *Subsistema de acondicionamiento de potencia*

Para determinar la potencia de entrada al inversor, (P_i), basta con conocer la potencia máxima demandada en corriente alterna, (P_{ca}), y la eficiencia de dicho inversor, μ , definida como. $1 - k_c$.

$$P_i = P_{ca} / (1 - k_c)$$

En el ejemplo

$$P_i = 200 / (1 - 0.2) = 250 \text{ W.}$$

2.6.7 Instalación eléctrica

A pesar de la no existencia de reglamentación eléctrica específica para instalaciones FV autónomas, no hay que olvidar el reglamento Electrotécnico de Baja tensión en todos aquellos aspectos comunes y de aplicación, y además siempre se debe de tener presente que una instalación FV debe realizarse atendiendo tres aspectos fundamentales: durabilidad, fiabilidad y seguridad.

Antes de describir la configuración del sistema y realizar los cálculos eléctricos, considero conveniente hacer mención de una serie de aspectos prácticos de algunos de los elementos de uso generalizado en las instalaciones eléctricas incluidas las FV.

2.6.7.1 Interruptores automáticos o magneto térmicos

Su función es la de servir como elementos de desconexión (manual y automático) y protección en los diferentes circuitos. Para la utilización en los circuitos de corriente continua debe elegirse un interruptor automático de ejecución universal (valido para continua y alterna), o de ser posible uno especial para continua, si en lugar de estos se utiliza un interruptor automático de alterna, hay que observar algunas peculiaridades del funcionamiento en continua para asegurarse de que la elección sea la correcta:

- La corriente continua necesaria para efectuar el disparo magnético (protección contra cortocircuitos) suele ser un 40% superior con respecto a la necesaria en alterna.

- La tensión de utilización en continua, manteniendo el poder de corte, suele disminuir hasta un valor en torno a los 50 V en los automáticos monopolares y 110 V en los bipolares.

Tanto los automáticos de ejecución universal, como los especificados solo para continua, son del tipo polarizados, es decir, tienen un borne marcado como positivo y otro marcado como negativo. Además la tensión de utilización aumenta considerablemente, alcanzando valores típicos los cuales se muestran en la siguiente tabla:

	<i>monopolar</i>	<i>Bipolar</i>
<i>Universal</i>	230 V	440 V
<i>Sólo continua</i>	125 V	250 V

Tabla 2. Tensiones de funcionamiento para magnetotermicos universales y especificados para continua.

Otro aspecto muy importante a la hora de seleccionar un interruptor automático es su poder de corte, éste se define como el valor máximo de corriente que puede interrumpir sin deteriorarse y de forma segura, es decir, sin causar riesgo de incendio o explosión. El poder de corte máximo de los magnetotermicos comunes ronda los 15000 A, en este sentido, el punto crítico de instalación es el circuito de batería ya que una batería de 220 Ah y 6 V puede generar, en condiciones de cortocircuito, unos 8000 A, entonces 2 baterías en paralelo generarían el doble de corriente, sobrepasando el poder de corte antes mencionado del magnetotermico, lo que nos obliga a no proteger el circuito de la batería con un magnetotermico.

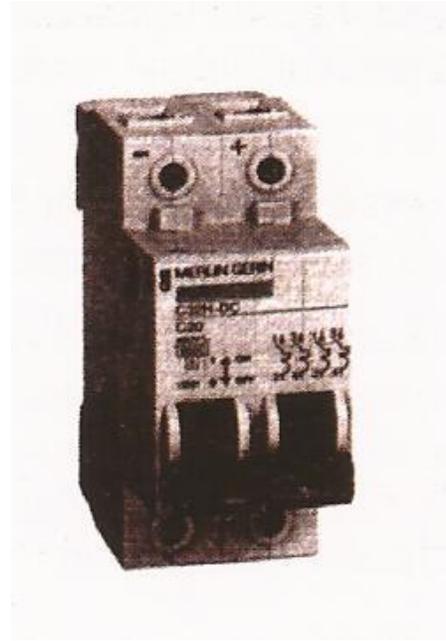


Fig. 2.28 Interruptor automático sólo para continua, bipolar y polarizado.

2.6.7.2 Fusibles

En aquellos circuitos de corriente continua donde la utilización de un interruptor automático no sea aconsejable, la solución consiste en colocar un fusible, con el poder de corte adecuado, claro está. Algunos fusibles se pueden colocar en cartuchos, o porta fusibles seccionables, de manera que pueden utilizarse además como elementos de desconexión manual.



Fig. 2.29 Fusible para corrientes de 110 a 400 A y poder de corte superior a 20 000 A a 125 V (a tensiones inferiores el poder de corte aumenta considerablemente)

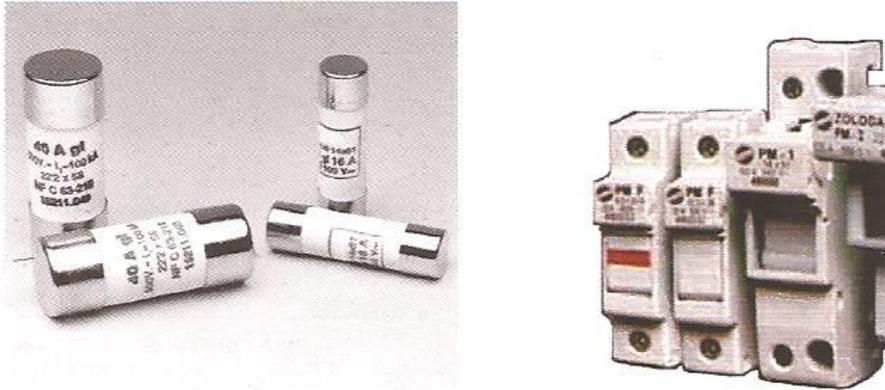


Fig. 2.30 Fusibles comunes y porta fusibles seccionables.

2.6.7.3 Varistores

Con este nombre se conocen a dispositivos utilizados como protección contra los efectos de las tormentas y sobre tensiones originadas por otros factores, también son conocidos como descargadores. Para empezar es conveniente distinguir entre dos tipos de ellos:

- *Descargadores de corrientes de rayo.* Diseñados para hacer frente a perturbaciones con forma de onda 10/350. Se caracterizan por tener gran poder de derivación de corriente.
- *Descargadores de sobre tensiones:* Diseñados para hacer frente a perturbaciones con forma de onda 8/20. Estos dispositivos realizan una doble tarea: por un lado complementan la acción del descargador de corriente de rayo haciéndose cargo de la tensión residual del mismo, y por otro lado protegen a los consumidores frente a picos de sobre tensión perjudiciales. Su poder de derivación es menor que el del descargador de corriente.

Los parámetros característicos de un varistor son:

- *Intensidad máxima:* Es la intensidad máxima que puede derivar el dispositivo en una única ocasión sin deteriorarse.

- *Intensidad nominal*: Es la intensidad que puede derivar el dispositivo en 20 ocasiones sin deteriorarse.
- *Tensión residual*: Es la tensión que aparece en los extremos del dispositivo cuando se está derivando corriente.
- *Nivel de protección*: Es la tensión que aparece en los extremos del dispositivo cuando se está derivando la intensidad nominal.

Es prácticamente imposible conseguir un alto poder de descarga y un bajo valor residual (nivel de protección) en un mismo varistor. Por este motivo para una protección segura y fiable, en ocasiones es necesario emplear 2 o más Varistores de forma coordinada. La configuración más simple consiste en utilizar un descargador de corriente de rayo y, debajo de este un descargador de tensión adecuado al equipo que se quiere proteger, para el buen funcionamiento de esta configuración (actuación coordinada) debe guardarse una distancia mínima entre los dos Varistores de aproximadamente 10 metros, y si esto no es posible se debe de intercalar una bobina de desacoplo entre ambos Varistores.

Existen 2 modos posibles de propagación de sobre tensiones transitorias:

- *Modo común*: Sobretensión entre un conductor activo y tierra que puede perforar los aislamientos o provocar chispas peligrosas a través del aire en lugares con riesgo de explosión, por ejemplo: la sala de baterías.
- *Modo diferencial*: Sobretensión entre conductores activos, especialmente perjudicial para los equipos electrónicos.

En la figura 2.31 se muestra una posible disposición de los Varistores. Los dos dispositivos conectados a tierra actúan como descargadores de corriente y el otro como descargador de sobre tensión en modo común.

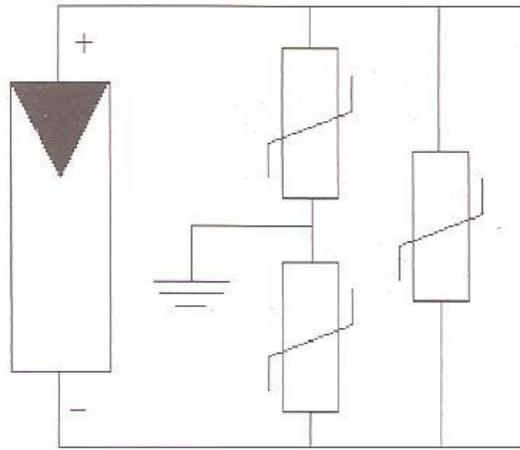


Fig. 2.31 Configuración recomendada para los Varistores.

Otra configuración posible es la de la figura 2.32, en la que se hace uso de un único varistor con tres conductores, uno para el positivo, otro para el negativo y otro para la tierra.

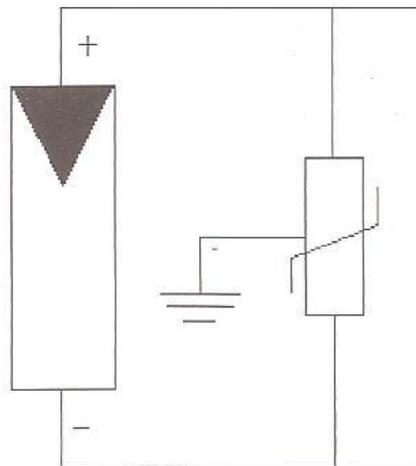


Fig. 2.32 Varistor de óxido de silicio con tres conductores: tensión máxima: 48 V; nivel de protección: 100 V; intensidad máxima 50 000 A.

Los Varistores se colocan generalmente en todos y cada uno de los circuitos del campo FV, a la salida de cada una de las filas de módulos y arriba de cada elemento de protección y desconexión correspondiente.

2.6.7.4 Shunts y monitorización.

Un Shunts es una resistencia de precisión que genera caídas de tensión muy precisas al paso de la corriente eléctrica. Esta caída de la tensión es utilizada por los aparatos de monitorización para medir la corriente en el circuito de la batería. Un Shunt viene especificado por un par de valores que se corresponden, por este orden, con la intensidad máxima (en amperios) que puede soportar y con la caída de tensión (en milivoltios) correspondiente a dicha intensidad. Por ejemplo: 100-100, 500-50, etc. el primer ejemplo corresponde a un shunt “1 a 1”, mientras que el segundo shunt es “10 a 1”

Cuando las intensidades son bajas, los shunts suelen estar incorporados en el aparato de monitorización, mientras que para corrientes elevada, de más de 30 A, los shunts son dispositivos independientes y disponen, generalmente, de terminales de tornillo para una conexión fiable y duradera, se colocan en el conductor negativo del sistema, a la salida de la batería, y como la caída de tensión es del orden de milivoltios, la conexión, con el aparato de monitorización puede realizarse con cables finos y a bastante distancia.

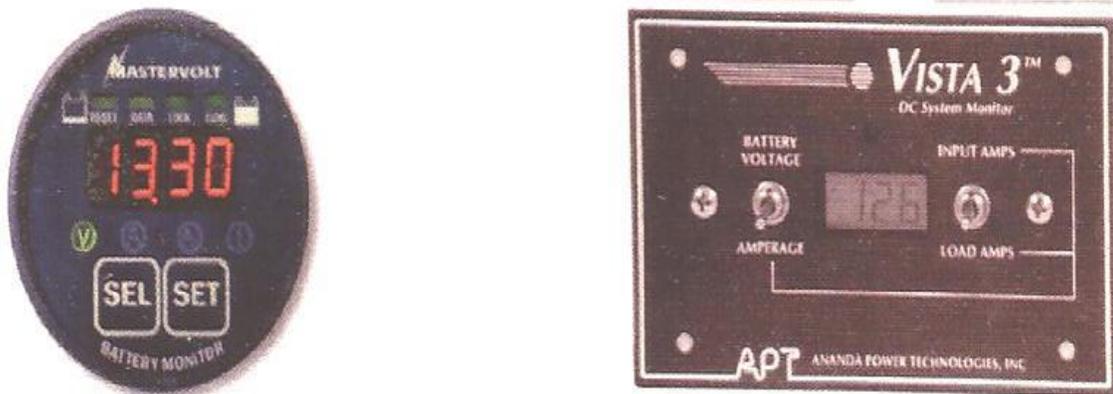


Fig. 2.33 Aparatos de monitorización

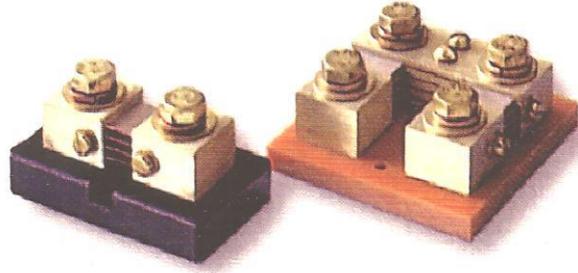


Fig. 2.34 Shunts externos

2.6.8 Diseño y configuración

Desde el punto de vista eléctrico, un sistema fotovoltaico puede clasificarse de la siguiente manera:

2.6.8.1 Flotante.

Los conductores, positivo y negativo, se encuentran aislados de tierra, tienen la ventaja de que no existe riesgo eléctrico debido a contactos directos o indirectos. Sus inconvenientes son que no se pueden detectar los fallos de aislamiento y que la instalación puede cargarse electrostáticamente hasta un potencial que provoque descargas en forma de chispas con riesgos de incendio en la zona de baterías. También cabe señalar que en estas instalaciones es recomendable utilizar elementos de desconexión bipolares que interrumpan los dos conductores activos.

2.6.8.2 Puesto a tierra

Un conductor activo, generalmente el negativo está puesto a tierra. Esa configuración evita los inconvenientes de los sistemas flotantes, pero requiere algún medio de protección contra los contactos indirectos, como emplear aislamiento de clase II o limitar la tensión

continúa a 120 V. los elementos de desconexión deben ser unipolares (abaratándose el coste total de la instalación) y deben interrumpir el conductor activo no puesto a tierra.

2.6.8.3 Centrado a tierra

Existe un punto del campo FV puesto a tierra y con respecto al cual se establece la tensión de los dos conductores activos. Esta configuración suele adoptarse en grandes instalaciones con tensiones elevadas en el campo FV, como es el caso de instalaciones de conexión a red, donde la tensión entre los conductores activos y tierra es la mitad de la existente entre los propios conductores consiguiendo mayor protección para las personas. Además de que esta configuración permite detectar fácilmente los defectos a tierra en el campo FV mediante un detector de fugas, colocado entre el punto común y la tierra.

En cualquier caso, y sobre todo en zonas con riesgo de tormentas, la estructura soporte y/o los marcos metálicos de los módulos FV, así como todas las carcasas metálicas del equipamiento eléctrico, han de ponerse a tierra para asegurar un buen camino para la corriente causada por una descarga atmosférica, a menos que se instale un pararrayos que proteja el área de la instalación. Esta toma de tierra debe ser independiente de la del neutro de la compañía eléctrica, con una distancia mínima entre ambas de 15 metros.

Llegados a este punto y retomando el caso de nuestro ejemplo, en la figura 2.35 se muestra el esquema de la instalación de dicho ejemplo. Se ha optado por un sistema flotante y se ha incluido un dispositivo de monitorización para completar las funciones del regulador. En esta imagen hay que observar la conexión del conductor negativo del regulador, de forma que el elemento de monitorización externo monitoriza tanto la corriente de carga de la batería, como la total de descarga de la misma (continua y alterna). Obsérvese también que al ir el inversor conectado directamente a la batería, el regulador sólo monitoriza la corriente continua consumida en la instalación, mientras que el dispositivo de monitorización externo hace lo propio con la corriente total (continua y alterna).

Se han utilizado interruptores magnetotermicos en los circuitos del campo FV, carga de baterías, consumo en continua y consumo en alterna, en este circuito también se ha incluido un interruptor diferencial como protección obligatoria contra contactos indirectos en el lado de la alterna. En el circuito de batería e inversor se utiliza un fusible seccionable. El regulador utilizado evita el flujo de corriente desde la batería hacia el campo FV, compuesto por 8 filas de 1 módulo cada una, por lo que no es necesario el uso de diodos de bloqueo (tensión del campo FV inferior a 24 V).

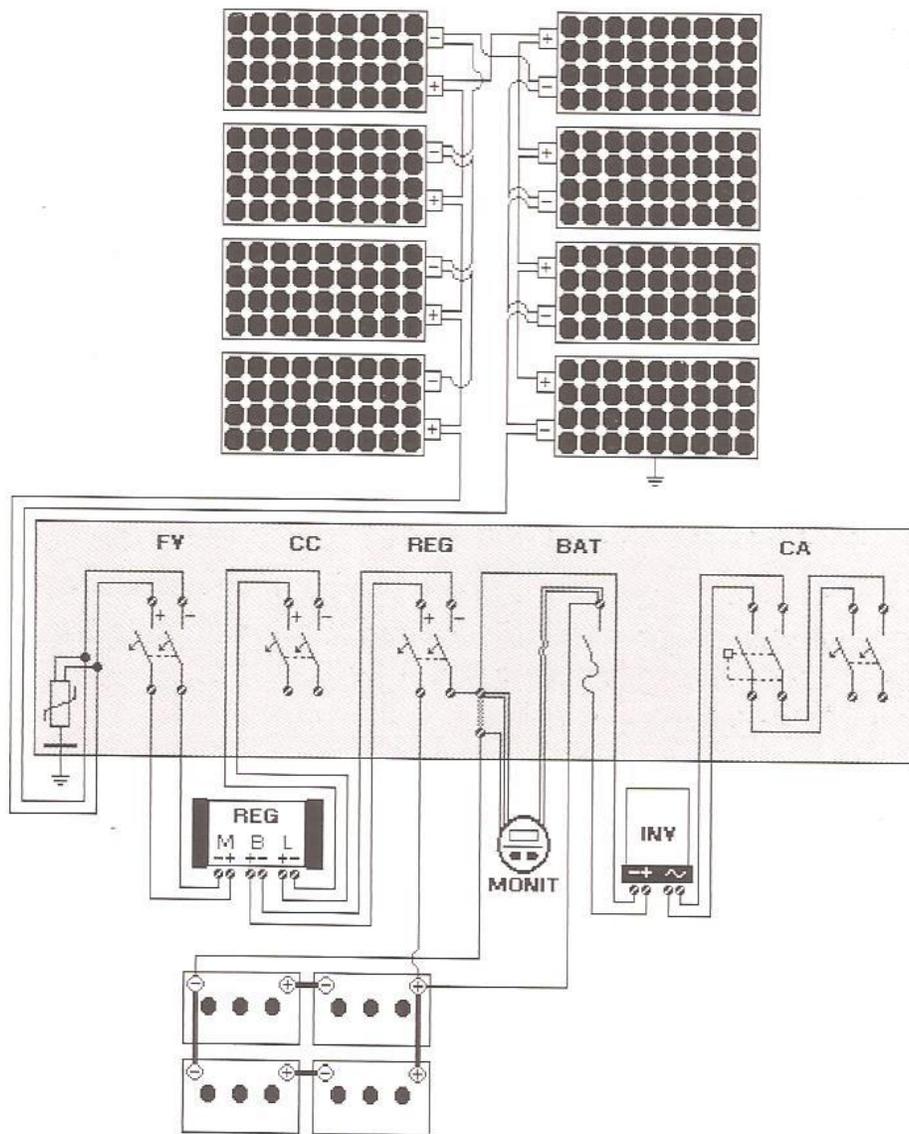


Fig. 2.35 Esquema bifilar de la instalación del ejemplo.

2.6.9 Dimensionado

El procedimiento de cálculo de la sección del cableado utilizado en los circuitos es similar al de una instalación eléctrica convencional, siendo el criterio de partida la caída de tensión máxima admisible en cada circuito, para lo cual se emplea la siguiente fórmula:

$$S = 0.036IL\Delta V$$

Donde:

S = Sección del cable en mm^2

0.036 = factor para conductores de cobre

I = Intensidad máxima prevista en amperios

L = Longitud del cable en metros

ΔV = Caída de tensión admisible en voltios = *Caída de tensión en % x tensión del circuito / 100*

En la siguiente tabla se indican los valores recomendados de la caída de tensión admisible en cada uno de los circuitos de un sistema FV autónomo con acumulación.

<i>Circuito</i>	<i>Tesion nominal del circuito (V)</i>	<i>Caída te tensión admisible (%)</i>	<i>Caída de tensión admisible (V)</i>
<i>Panel – regulador</i>	12	5	0.60
	24	8	1.92
	48	10	4.80
<i>Regulador- batería</i>	12	0.5	0.06
	24	0.5	0.12
	48	1.5	0.72
<i>Batería- inversor</i>	12	0.5	0.06
	24	1	0.24
	48	2	0.96
<i>Iluminación</i>	X	3	3x/100
<i>Equipos</i>	X	5	5x/100

En el ejemplo

$$I_{gm} = 1.25 \times 60 = 75 \text{ A}$$

En el circuito regulador-batería, la intensidad máxima (I_{rm}) coincidirá con I_{gm} .

$$I_{rm} = I_{gm}$$

En el ejemplo

$$I_{rm} = 75 \text{ A}$$

En el circuito batería-inversor la intensidad máxima, I_{bm} , será función de la potencia máxima en alterna, P_{ca} , la tensión del sistema, V_{ns} , y la eficiencia del inversor, $1-k_c$. según la expresión.

$$I_{bm} = 1.25 P_{ca} / [V_{ns} (1-k_c)]$$

El factor 1.25 toma en cuenta lo dicho anteriormente acerca de la capacidad del cableado

En el ejemplo

$$I_{bm} = 1.25 \times 200 / [12 \times (1 - 0.2)] = 26 \text{ A}$$

En el circuito de alimentación en continua, la intensidad máxima, I_{ccm} , será función de la potencia máxima en continua, P_{cc} , y la tensión del sistema, V_{ns} , según la expresión:

$$I_{ccm} = 1.25 \times P_{cc} / V_{ns}$$

También aquí el factor 1.25 tiene en cuenta el incremento que se recomienda.

En el ejemplo

$$I_{ccm} = 1.25 (80 + 24 - 112) / 12 = 22.5 A$$

En el circuito de alimentación en alterna, la intensidad máxima (I_{cam}) será función de la potencia máxima en alterna (P_{ca}) y la tensión alterna de salida del inversor (V_{ca}) según la expresión:

$$I_{cam} = 1.25 P_{ca} / V_{ca}$$

De nuevo el factor 1.25 debe de utilizarse.

En el ejemplo

$$I_{cam} = 1.25 \times 200 / 230 = 1.1 A$$

El siguiente paso consiste en elegir el tipo de cable más adecuado para cada circuito y comprobar que dicho cable, con su sección correspondiente, tiene la capacidad suficiente, es decir, soporta la intensidad máxima prevista. Esta investigación suele ser innecesaria, ya que el criterio de la caída de tensión es bastante más restrictivo que el de la intensidad máxima, sobre todo en continua. Esto último quiere decir que si se hubiese determinado la sección del cable en función de la intensidad máxima prevista, esta sección no sería suficiente para mantener la caída de tensión en los valores deseados. Para la determinación de la intensidad máxima admisible se tiene que tener en cuenta factores como la tensión de aislamiento (750 V, 1000 V, etc.), el tipo de aislamiento (goma, polietileno reticulado, etc.), el número de conductores en el cable, su tendido (al aire, bajo tubo, etc.), la temperatura, etc. en el supuesto de que el cable no soportase la intensidad máxima, se escogería la siguiente sección superior que lo permitiese.

Por último, hay que dimensionar los elementos de protección (magnetotermicos y fusibles). Esto es realmente sencillo si se tiene en cuenta que su función es proteger el cableado, permitiendo el paso de la intensidad máxima prevista. Por tanto, su intensidad nominal debe ser mayor que la máxima prevista y menor que la máxima admitida por el cable. En el circuito panel-regulador del ejemplo que se trató, podría utilizarse un magnetotermico bipolar especial para continua de calibre 80 A, que es superior a los 75 previstos y menor que la intensidad máxima admisible del cable que se hubiese seleccionado (del orden de 100 A). No es necesario utilizar ningún factor de seguridad a la hora de elegir el calibre de la protección, porque dicho factor ya se ha tenido en cuenta con anterioridad al calcular la intensidad máxima prevista en un circuito (factor 1.25).

CAPITULO III

3.1 MANTENIMIENTO EN LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

El mantenimiento de una instalación fotovoltaica es uno de los aspectos que más depende del tipo, la configuración y la aplicación de la propia instalación. La ubicación, las condiciones ambientales, la accesibilidad y la presencia de personal no técnico (usuarios), son algunos de los factores determinantes a la hora de establecer un plan de mantenimiento que se adapte a las necesidades y requerimientos, tanto generales como específicos, de un sistema fotovoltaico.

Es de sobra conocido que, en general, los sistemas fotovoltaicos se caracterizan por precisar muy poco mantenimiento, debido a la ausencia de partes móviles (salvo dispositivos de seguimiento solar) y de consumibles (lubricantes, piezas sometidas a desgaste, etc.)

3.1.1 Mantenimiento preventivo y correctivo

El mantenimiento preventivo, como su nombre lo indica, tiene por objeto prevenir el funcionamiento ineficiente de un sistema, manteniendo las mismas condiciones óptimas que existían en la puesta en marcha inicial y minimizando el riesgo de aparición de averías. Se puede afirmar que, salvo circunstancias especiales, todas las labores de mantenimiento preventivo de una instalación fotovoltaica se pueden llevar a cabo por personal no especializado.

Las operaciones de mantenimiento preventivo se caracterizan por su periodicidad, es decir, por el tiempo transcurrido entre 2 operaciones iguales y consecutivas, la determinación de esta periodicidad es fundamental y debe obedecer a criterios lógicos, racionales y justificados. Por ejemplo, si pueden pasar muchos años hasta que las terminales de los magnetotermicos del cuadro general de distribución eléctrica de una

vivienda se aflojen (si es que esto llega a ocurrir), carece de sentido comprobar mensualmente el apriete de las terminales de los magnetotermicos de la instalación fotovoltaica, del mismo modo, si las terminales de la batería de un coche pueden permanecer bien apretadas durante muchos años, carece de sentido revisar mensualmente el apriete de unas terminales similares utilizadas en las baterías de la instalación fotovoltaica.

Uno de los mayores inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas es detectar si estas funcionan de forma óptima y eficiente. En instalaciones autónomas, dicha ineficiencia supone la mala calidad en el servicio proporcionado (demanda eléctrica insatisfecha) y el envejecimiento prematuro de las baterías, lo que repercute directamente en el bolsillo del usuario, fomentando su descontento y el descredito de la alternativa fotovoltaica. Con una simple inspección visual se puede poner de manifiesto gran parte de las causas que originan dicho funcionamiento ineficiente.

3.1.2 Inspección del subsistema de generación

El estado de la cubierta protectora de los paneles afecta directamente a la corriente eléctrica generada por el campo fotovoltaico. De manera instantánea, la suciedad de la cubierta supone un sombreado que provoca un menor aprovechamiento de la energía solar disponible, de forma prolongada esta suciedad puede provocar que las baterías permanezcan mucho tiempo sin cargarse plenamente, causando el envejecimiento prematuro de las mismas.

Así que la frecuencia de las operaciones de limpieza está supeditada al tipo de suciedad, ya que lo más importante es eliminar cuanto antes los depósitos opacos, como los excrementos de las aves, la nieve, etc., ya que la suciedad debida a la polución, a la vegetación y al polvo del ambiente, salvo situaciones particulares, no precisa atención inmediata, pudiendo incluso dejar que la lluvia y el viento sean los encargados de restablecer las condiciones de pulcritud, para la limpieza de los paneles se puede utilizar cualquier método que no suponga un daño o degradación para los mismos, evitando el uso de estropajos que puedan rayar la cubierta protectora y el uso de detergentes abrasivos.



Fig. 3.1 Los paneles solares suelen ser uno de los sitios escogidos por la aves para posarse, provocando sombras y suciedad.

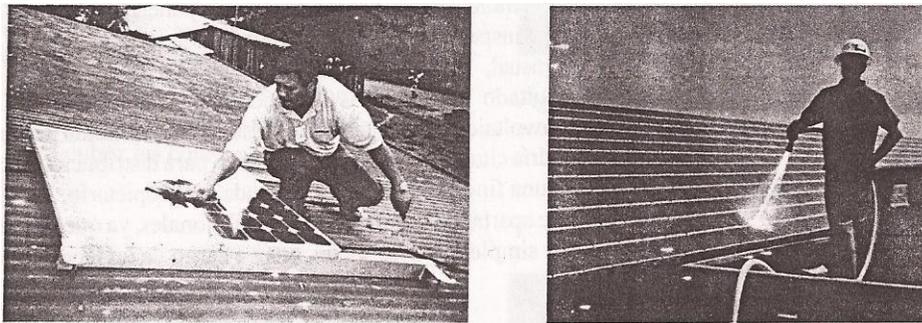


Fig. 3.2 Ejemplos de tareas de limpieza

La inspección visual de los paneles también permite detectar daños y roturas en la cubierta (debido sobre todo al impacto de objetos y a la formación de “puntos calientes”), defectos de estanquidad, degradación de las células, etc., que al igual que la suciedad, pueden afectar directamente a la corriente eléctrica generada. En estos casos, la labor del usuario se limita a inspeccionar y detectar, dejando al técnico el resto.

3.1.3 Inspección del subsistema de acumulación

La inspección visual de las baterías tiene por objeto determinar la necesidad de limpieza de las mismas y la vigilancia del nivel del electrolito.

El burbujeo originado durante la ecualización de las baterías puede provocar la pérdida de electrolito. El ácido sulfúrico absorbe la humedad y el electrolito derramado no se seca fácilmente de forma natural. Con el uso, la parte superior de las baterías, no selladas, se va cubriendo con unos depósitos ácidos que retienen el polvo y la suciedad, esta capa de suciedad se puede considerar en mayor o menor medida, conductora de la electricidad, de modo que si se extiende hasta el punto de llegar a unir los bornes de la batería, se crearan vías de autodescarga, no peligrosas generalmente, pero que en ningún modo son beneficiosas para el funcionamiento de las baterías.

Para eliminar la suciedad y los restos del ácido se recomienda el uso de una disolución de bicarbonato sódico y agua (100g de bicarbonato por cada litro de agua), aplicada localmente con un paño, un pincel o un cepillo. El contacto de esta disolución con los restos del ácido origina una leve efervescencia debida a la reacción de neutralización que tiene lugar. Una vez neutralizado el ácido, se debe enjuagar con agua y secar bien la superficie con un paño, durante esta operación de limpieza hay que evitar que la disolución neutralizante penetre en la batería a través de las tapas de reposición de agua, por lo que estas deberán permanecer bien cerradas y la limpieza se realizara de manera local, como ya se ha indicado. Con la observación rutinaria se puede determinar la frecuencia de limpieza necesaria.

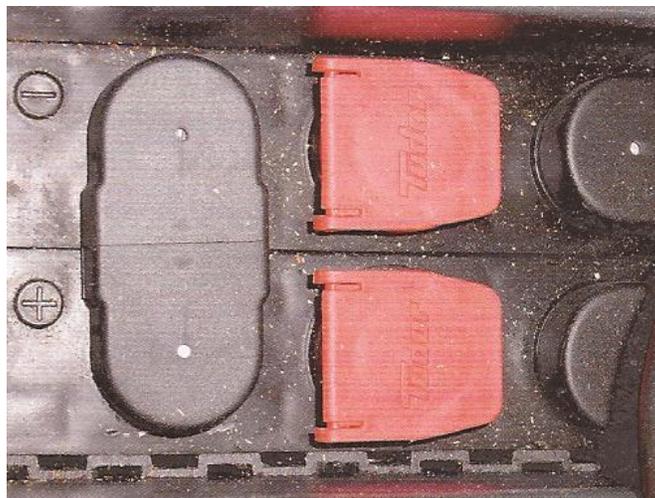


Fig. 3.3 Obsérvese los restos de suciedad acumulados e impregnados en la parte superior de la batería.

3.1.4 Comprobación del funcionamiento del sistema

Es muy recomendable, y resulta muy ventajoso, que el usuario conozca su instalación y éste familiarizado con ella. El nivel mínimo de conocimiento recomendable podría fijarse en saber qué información pueden aportar los distintos aparatos y cómo se puede utilizar esta información para evaluar el buen funcionamiento y el estado en que se encuentra el sistema.

En este sentido, en las instalaciones fotovoltaicas autónomas con acumulación, el regulador de carga es el elemento que suele resultar de mayor utilidad para el usuario (y para el sistema). Con una simple inspección visual de sus indicadores se puede realizar un diagnóstico básico del funcionamiento de la instalación y comprobar si ésta se está comportando del modo previsto. Si estas indicaciones no se comprueban en forma rutinaria, se corre el riesgo de que las posibles anomalías e ineficiencias en el funcionamiento del sistema no se detecten hasta pasado mucho tiempo.

Es muy recomendable que el usuario verifique con cierta periodicidad que el estado real de carga de las baterías corresponda con las indicaciones del regulador. La comprobación de la capacidad sólo se puede llevar a cabo en las baterías de electrolito líquido (no selladas), y por medio de la medición de la densidad específica del mismo. Lo recomendable es utilizar un densímetro de precisión, puesto que para estimar ya esta el regulador. Un densímetro consiste básicamente en un tubo de vidrio, una pera de goma, un cierre inferior con un tubo de goma de aspiración y un flotador con una escala de densidad impresa.

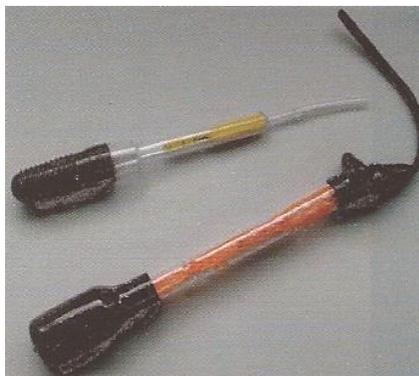


Fig. 3.4 Ejemplo de densímetros

El fabricante de la batería suele proporcionar una tabla de equivalencias entre la densidad del electrolito y el estado de carga de la misma para una temperatura determinada (25°C, generalmente). La densidad aumenta (o disminuye) cuando la temperatura disminuye (o aumenta), por lo que antes de consultar la tabla de equivalencias para determinar el estado de carga, hay que efectuar las correcciones correspondientes en la lectura del densímetro que, salvo que éste las efectúe automáticamente, estará calibrado para 25°C. Nunca se debe de medir la densidad del electrolito de una batería justo después de una operación de reposición de agua, ya que ésta puede tardar unas cuantas horas en mezclarse completamente con el electrolito y la medición realizada no tendría validez alguna.

3.1.5 Mantenimiento preventivo a cargo del personal especializado.

Como se ha mencionado en el apartado anterior, el principal criterio para que una tarea de mantenimiento (inspección o comprobación) corra a cargo del usuario no especializado es que ésta no conlleve manipulación eléctrica alguna. En realidad, si el técnico ha llevado a cabo un buen montaje de la instalación fotovoltaica y ha comprobado exhaustivamente su buen funcionamiento antes de la puesta en marcha definitiva, el mantenimiento preventivo puede quedar en manos del usuario durante toda la vida de la instalación, y las intervenciones del técnico se reducen a la reparación de posibles averías.

Con el uso y el paso del tiempo, el funcionamiento y el estado de cualquier instalación (no solo fotovoltaica) tiende a empeorar. Cuando menor sea el esfuerzo (eléctrico, mecánico, térmico, etc.) al que se vean sometidos los distintos elementos durante su funcionamiento normal, menor será su desgaste, mayor su durabilidad, y mayor también su fiabilidad de todo el sistema. Estos aspectos están directamente relacionados con el diseño y el montaje de la instalación, y es responsabilidad del técnico determinar las necesidades (en tiempo y forma) de mantenimiento de cada instalación en particular. En general, salvo situaciones especiales, una comprobación anual del buen funcionamiento de toda la instalación puede ser una primera estimación de esa necesidad de mantenimiento,

dicho repaso anual puede considerarse como sucesivas puestas en marcha del sistema, en las que el técnico debe comprobar que todo funciona debidamente.

Uno de los mejores indicadores del buen funcionamiento de una instalación fotovoltaica autónoma es la caída de tensión en los diferentes circuitos y elementos, que debe mantenerse por debajo de los límites admisibles, con esta comprobación se pueden poner de manifiesto aspectos como defectos en las conexiones (corrosión, aflojamiento, etc.), deterioro en los elementos de protección y desconexión, errores de diseño, y mala utilización de la instalación, entre otros.

Además de las ya descritas, el técnico puede, y debe, llevar acabo otras tareas de mantenimiento preventivo, como realizar recargas de las baterías, limpiar a fondo las terminales de las mismas cuando sea conveniente, comprobar la continuidad de la línea de tierra, contrastar las indicaciones de los aparatos con las mediciones realizadas por el propio técnico, comprobar la actuación de los elementos de protección (salvo fusibles), provocar situaciones que activen las protecciones (salvo fusibles) del regulador y del inversor, etc.

3.2 SEGURIDAD EN LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

El principal propósito de este capítulo es concienciar (en medida de lo posible) la profesional fotovoltaico sobre la necesidad de trabajar de forma segura y llevar a cabo una instalación también segura, para ello, debe de conocer los posibles peligros, identificarlos, cuantificarlos (en términos de riesgos) y, sobre todo, prevenirlos o evitarlos.

3.2.1 Seguridad durante la manipulación.

Respecto al subsistema de generación, el principal punto de atención será la limpieza periódica de los paneles. En general, y especialmente cuando la seguridad durante dicha limpieza requiera la utilización de medidas o sistemas profesionales, el técnico debe advertir al usuario sobre los peligros que él mismo pudo haber observado durante en montaje, haciéndose cargo de la operación cuando el riesgo para el usuario (por

desconocimiento, imposibilidad, dificultad, etc.) así lo aconseje. En este sentido puede considerarse que el peligro reside principalmente tanto en la ubicación como en la accesibilidad de los paneles, siendo el riesgo tanto mayor cuanto más se descuide alguno de estos aspectos. De nada serviría, por ejemplo, ubicar los paneles en lo alto de un poste de un par de metros de altura, para evitar el acceso a un tejado alto y muy inclinado, si el acceso a dichos paneles se realiza de forma inadecuada y poco segura (medios materiales precarios o en mal estado, mala e inestable sustentación, base de apoyo irregular, etc.)

Así pues, durante la fase de diseño de la instalación debe tenerse siempre presente que es muy probable que el usuario tenga que acceder al campo fotovoltaico para su limpieza o inspección. A este respecto, lo peligroso no es la falta de accesibilidad o la necesidad de medidas específicas, sino la posibilidad de acceder de forma insegura, si es que esa falta de accesibilidad es consecuencia del descuido y falta de previsión por parte del técnico-diseñador. Por ejemplo, si se colocan los paneles en una fachada y se prevé que su acceso se realizará por medio de una escalera apoyada en el suelo y en dicha fachada, convendría alejarlos lo suficiente de cualquier ventana que suponga una tentación para el usuario de cara a la limpieza de los mismos, provocando y favoreciendo situaciones peligrosas inexistentes antes de la instalación fotovoltaica.

Otra práctica conveniente y muy recomendable es la de definir claramente los elementos necesarios para la limpieza y el procedimiento de limpieza en sí, por muy sencillo o trivial que pueda parecer. Con esto se pretende evitar el tener que repetir una operación peligrosa (en mayor o menor medida) por olvidos de material de limpieza (si hay que subir por una escalera hasta la cubierta, siempre es mejor hacerlo solo una vez). En cuanto al procedimiento de limpieza, el propósito es evitar situaciones potencialmente peligrosas como, por ejemplo, colocarse en el camino de evacuación del agua de limpieza (peligro de resbalamiento y de caídas por movimientos bruscos para evitar la mojadura).

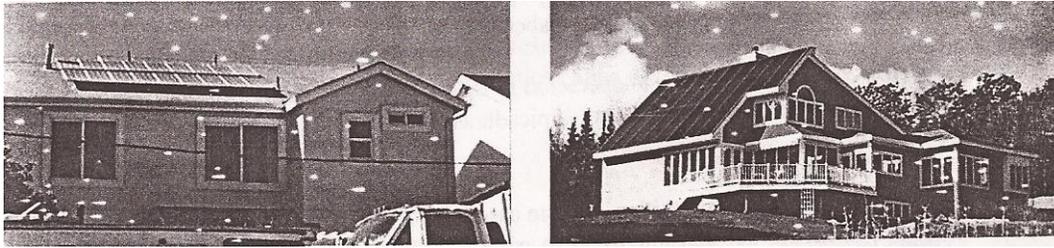


Fig. 3.5 La presencia de ventanas o accesos no previstos próximos a cubiertas y tejados con módulos fotovoltaicos puede favorecer la aparición de situaciones peligrosas.

Por lo que a la manipulación de las baterías se refiere, los peligros asociados se deben a la presencia del ácido y de gases inflamables, con los correspondientes riesgos de quemaduras y daños en la piel, los ojos y la ropa, y de explosión e incendio. La posibilidad de contacto con el ácido de las baterías ha de considerarse especialmente en las del electrolito líquido (no selladas), y en aquellas situaciones en las que sea necesario abrir las tapas de los elementos:

- *Reposición de agua:* Cuando esta operación se realiza de forma manual (que es lo más habitual) y sin cuidado, se corre el riesgo de provocar salpicaduras de electrolito que pueden alcanzar la piel, la ropa o los ojos.
- *Medición de la densidad específica:* En este caso, el electrolito se extrae momentáneamente de la batería por medio del densímetro, cuya parte inferior ha estado en contacto directo con el ácido, el peligro del contacto con el ácido se debe a la posibilidad de vaciar inadvertidamente el densímetro y a tocar la parte del mismo que se ha introducido en la batería.
- *Observación del burbujeo:* Aunque en condiciones normales el burbujeo no debe de ser tan excesivo como para suponer la proyección de electrolito, esta posibilidad junto al hecho de que esta operación (y las dos anteriores, en mayor o medida) puede requerir el aproximarse considerablemente a las baterías, supone un riesgo real y nada despreciable.

Las medidas de seguridad encaminadas a reducir el riesgo de contacto con el ácido se pueden centralizar en la adecuada señalización y utilización de elementos de protección. Respecto a la señalización, es muy conveniente y recomendable la colocación de un cartel, bien visible y próximo a las baterías, que advierta de forma literal y/o simbólica sobre el peligro de la presencia de ácido. En cuanto a los elementos de protección, la utilización de guantes de goma especialmente indicados para estos casos, y de gafas protectoras, se pueden considerar como un mínimo indispensable en cuanto a seguridad, en cuanto a los guantes, deben cumplir una doble función: proteger eficazmente y no dificultar las tareas de manipulación, aunque resulte paradójico un elemento de protección puede llegar a convertirse en un factor de riesgo (unos guantes muy rígidos y de talla excesiva pueden provocar la caída de algunos materiales y/o instrumentos de las manos).

El daño ocasionado por el contacto del ácido con la piel depende indudablemente de la cantidad de ácido, en general, salvo situaciones excepcionales, este contacto, de existir, suele ser mínimo, y el lavado con abundante agua corriente es suficiente para “reparar” dicho daño. Una de estas situaciones excepcionales es la preparación del electrolito a partir del ácido concentrado y agua. En este caso, a las ya mencionadas medidas de seguridad mínimas de uso de guantes y gafas protectoras, conviene añadir la utilización de un delantal, unas botas y en general, ropa apropiada para tal fin. También ha de tenerse presente que en la preparación del electrolito, el ácido debe verterse lentamente sobre el agua, nunca al revés, ya que la reacción entre el agua y el ácido desprende una considerable cantidad de energía en forma de calor y si se vierte agua sobre el ácido, la poca cantidad de agua vertida se puede calentar hasta el punto de evaporarse bruscamente y proyectar gotas de ácido. Sin embargo, si es el ácido lo que se vierte, la cantidad de agua existente para absorber la energía desprendida en la reacción es mucho mayor, evitándose así la evaporación y las posibles salpicaduras.

El daño ocasionado por el contacto del ácido con los ojos es muchísimo más grave que el comentado anteriormente. Basta un poco de ácido para que puedan ocasionarse lesiones irreversibles y de consecuencias fatales, ante un contacto así, hay que enjuagar los ojos con abundante agua (especial para estos casos de ser posible) durante unos diez

minutos y acudir inmediatamente al médico. Tanto en este caso como en el anterior, la zona afectada por una quemadura debe preservarse del contacto con el aire por medio de algodón y una venda apropiada.

La característica más relevante desde el punto de vista de la seguridad es la naturaleza explosiva de la mezcla del hidrógeno liberado durante la carga de las baterías (tanto en las de plomo-ácido como en las de níquel-cadmio) y el oxígeno contenido en el aire del local donde se encuentran. También en este caso, las medidas de seguridad encaminadas a reducir el riesgo de peligro de explosión se pueden establecer en la adecuada señalización y adopción de acciones preventivas, por lo que es conveniente y recomendable, la colocación de un cartel bien visible y próximo a las baterías que advierte de forma literal y/o simbólica sobre el peligro de explosión y la prohibición de fumar en la sala.

Por lo que respecta a las acciones preventivas, las dos más importantes son proveer una adecuada ventilación y evitar la aparición de chispas o llamas desnudas en las proximidades de las baterías. El aire de renovación de la sala de baterías debe entrar desde un nivel lo más cerca posible del suelo, circular a través de las mismas y salir, lo más alto posible, por la parte opuesta al lugar de entrada. Respecto a la generación de chispas o llamas, entre las posibles fuentes que pueden dar origen a las mismas y provocar una explosión, cabe destacar un cigarrillo encendido, un mechero, un candil de gas, un soplete, el corte de ciertos materiales con herramientas eléctricas y la descarga electrostática (inclusive la existente entre el cuerpo humano y una parte metálica).

3.2.2 Seguridad eléctrica.

Una instalación fotovoltaica es, a todos los efectos, un sistema eléctrico de origen solar y por tanto renovable. Como tal, compartirá con el resto de sistemas eléctricos convencionales gran parte de sus características de funcionamiento, y serán de aplicación y consideración las medidas de seguridad adoptados de forma extensiva en los sistemas eléctricos de baja y mediana tensión.

Como es sabido, un panel fotovoltaico se comporta como una fuente de corriente continua limitada, con un valor máximo en condiciones de cortocircuito en torno a un 20% superior al valor máximo en condiciones normales de funcionamiento. Así pues, la presencia de corriente y tensión continuas es inevitable y, en ocasiones, el único tipo presente en la instalación fotovoltaica. El uso, en su caso, de baterías acumuladoras, introduce en el sistema una nueva fuente de energía eléctrica caracterizada por su naturaleza continua, de fuente de tensión, y con valores de corriente máxima en condiciones de cortocircuito cientos (incluso miles) de veces superior a la corriente máxima entregada en condiciones normales de funcionamiento. Asimismo, el uso de un inversor en instalaciones fotovoltaicas autónomas con consumo en alterna, supone una nueva transformación y caracterización de la energía eléctrica presente en dichas instalaciones.

Las cuatro situaciones principales que entrañan peligro eléctrico en una instalación fotovoltaica son las sobretensiones, las sobre intensidades, los “puntos calientes” y la pérdida del aislamiento.

3.2.2.1 Sobretensiones

De entre los peligros mencionados quizás sea este el más importante, debido a la dificultad de establecer un sistema de protección fiable y, sobre todo, eficaz. Entre las causas más comunes que pueden generar una sobretensión en una instalación fotovoltaica, cabe señalar las descargas atmosféricas, directamente sobre el campo fotovoltaico, o en las proximidades de la propia instalación.

- ***Acoplamiento galvánico***: se llama acoplamiento galvánico cuando el rayo de una tormenta eléctrica consigue superar la resistencia del aislamiento entre la parte activa y las masas del generador, de tal forma que parte de su corriente circula por los propios equipos de la instalación fotovoltaica (módulos, batería, etc.), provocando todo tipo de daños por exceso de calentamiento. En términos más coloquiales esto es lo que se llama un impacto directo de rayo.

Para protegerse ante esta eventualidad, el proyectista fotovoltaico debe buscar que la resistencia de la puesta a tierra no sea superior a 10 Ohms (10Ω). Entonces. La corriente del rayo encontrará un camino más cómodo a través de la propia red de

masas y de la puesta a tierra. Con esta prevención, no es generalmente necesario instalar pararrayos para la protección del generador.

- **Acoplamiento inductivo:** Para hacernos una idea, un rayo genera sobretensiones en un radio de 1 kilómetro alrededor de su punto de impacto (algunos son mas fuertes y su efecto llegan a varios kilómetros); en la mayoría de las regiones caen al año entre 2 y 4 rayos por km^2 , la corriente de un rayo induce un campo magnético en la zona circundante; el generador fotovoltaico representa un circuito en forma de lazo cuya superficie encerrada resulta atravesada por el campo inducido; la corriente del rayo, y con ella el campo magnético, varían fuertemente en el tiempo; la variación del campo que atraviesa el lazo crea una fuerza electromotriz, f.e.m., distribuida a través de él; y esta f.e.m. hace que si el lazo está cerrado circule corriente por él, mientras que si está abierto aparezca un voltaje entre sus extremos, cuyo valor es directamente proporcional a la derivada temporal de la corriente, que ya sabemos es elevadísima, a la distancia entre el rayo y el generador y el área de la superficie encerrada por el lazo. Este voltaje dura tan poco como el rayo, pero, de no tomar ninguna precaución, puede alcanzar algunos kilovoltios, con el consiguiente riesgo de dañar el inversor, e incluso para los diodos de paso y las células solares del generador fotovoltaico. De ahí lo apropiado de la denominación “sobretensión”.

Se debe de resaltar que los daños ocasionados por las sobretensiones se deben siempre a fallos de aislamiento, y que estos no se entienden únicamente entre las partes activas de la instalación sino entre las mismas y sus aledaños, en particular, la tierra. De todo esto se derivan dos importantes reglas prácticas:

- *La primera:* conectar tanto como sea posible todos los elementos susceptibles de conducir electricidad (estructuras de soporte, tuberías metálicas, armaduras de los edificios, líneas de tierra, etc.) a un único potencial, lo que se traduce en utilizar una única tierra, conectar a ella absolutamente todas las patas de las estructuras de soporte y todas las carcasas metálicas, disponer líneas de tierra a lo largo de todas las zanjas de cables, etc. Además, la resistencia de la puesta a tierra debe de ser pequeña, es decir de un valor de 10Ω como limite máximo resulta altamente recomendable.

- *La segunda:* hace referencia a los conductores activos que, obviamente, no se pueden conectar directamente a ese único potencial, porque entonces resultarían cortocircuitados, sino a través de los llamados “descargadores o limitadores de sobretensiones”.

3.2.2.2 Descargadores de sobretensiones.

El funcionamiento de estos descargadores es tal que mientras los voltajes se mantienen en su rango de operación normal presentan una resistencia eléctrica muy elevada, pero cuando aparece una sobretensión, estos dispositivos se comportan como si se produjese un breve cortocircuito, como quiera que la sobretensión no suele durar más que unos pocos microsegundos, la operación normal de la instalación así protegida no se ve afectada por dichos cortocircuitos temporales.

Los descargadores son dispositivos “sufridores”, en la medida en la que protegen a base de sufrir ellos mismos cierto daño o desgaste, por lo que después de soportar unas cuantas sobretensiones terminan por “morirse”, circunstancia de la que ellos mismos suelen avisar mediante el cambio de color de una pequeña ventana que a tal efecto incorporan, o incluso mediante el cambio de impedancia de un contacto libre de potencial, que a veces incorporan para permitir su televigilancia. Así pues, la revisión de “vivo o muerto” de los descargadores es una tarea que debe estar siempre incluida en el mantenimiento sistemático de los generadores fotovoltaicos.

3.2.2.3 Sobreintensidades

Las medidas de seguridad más usuales para la protección contra sobreintensidades en el campo Fotovoltaico son:

- Utilización de fusibles en la rama positiva y negativa de cada fila (o grupo de filas) del campo fotovoltaico. La elección del calibre del fusible es fundamental de cara a que la medida de protección resulte eficaz.

- Utilización de diodos de bloqueo que impidan la circulación inversa de la corriente por las distintas filas del campo. Ésta es una medida poco fiable a largo plazo, debido al riesgo de fallo de los diodos, incluso en ausencia de tormentas próximas a la instalación. La sobretensión es una causa común de fallo en diodos, provocando su cortocircuito interno y anulando así la protección contra corriente inversa.
- Sección en el cableado de las distintas filas en paralelo adecuada para manejar la máxima corriente generada por el campo fotovoltaico. En grandes instalaciones, esta medida puede resultar desfavorable, desde el punto de vista económico, en comparación con las dos anteriores.

Por lo que respecta a los demás circuitos (reguladores-baterías, baterías-inversor, consumo, etc.), la protección contra sobrecargas se basa en la utilización de fusibles e interruptores automáticos de calibre y poder de corte adecuados. Requiere de atención especial la colocación de fusibles en el banco de baterías, la posible destrucción de un fusible (por exceder su poder de corte, por ejemplo) puede provocar la ignición de la mezcla gaseosa desarrollada durante la carga de las baterías, de modo que se recomienda una distancia mínima de separación entre éstas y el fusible, de 50 cm aproximadamente. Por otro lado, cuando el banco de baterías está formado por numerosos elementos en serie, la colocación del fusible en una posición intermedia (entre los elementos) confiere mayor seguridad en el caso de un eventual cortocircuito entre dichos elementos, o durante la manipulación de las terminales principales de la batería.

3.2.2.4 Puntos calientes

Se denomina puntos calientes, a la elevación de la temperatura que experimentan los módulos fotovoltaicos cuando en vez de generar potencia, la disipan. Para que un módulo disipe potencia, es decir, para que la potencia generada por él sea negativa, basta con que la tensión y la corriente tengan signos opuestos. Las dos situaciones principales que pueden dar lugar a esto son la corriente inversa por una fila cuya tensión sea inferior a la de las conectadas en paralelo con ella, y el sombreado parcial de los módulos.

CONCLUSIONES

En México el campo de las energías renovables se encuentra –lamentablemente- en su etapa inicial, ya que existen pocas empresas que distribuyen y menos aún que fabriquen este tipo de tecnologías, cabe mencionar que dentro de las energías alternas, el ramo de la energía fotovoltaica y de los paneles solares resulta ser de los más “explotados” en México, debido a su facilidad de instalación, operación, mantenimiento y el gran potencial que tiene en nuestro país. Sin embargo, no debemos despreciar las otras tecnologías de tipo renovable, aun cuando en este momento no son competentes con las energías convencionales, por lo que se debe de impulsar su desarrollo e investigación con la finalidad de que en un futuro sustituyan a las fuentes que actualmente se utilizan. Aunado a esto, existen obstáculos para lograr implementar proyectos que usen este tipo de tecnologías, tales como la falta de información que oriente sobre el aprovechamiento más adecuado a nivel nacional y la ausencia de programas regionales que fomenten su uso y desarrollo.

BIBLIOGRAFIA BASICA

- ❖ Radiación solar y su aprovechamiento energético.
Pareja Aparicio, Miguel
Barcelona: Marcombo

- ❖ Curso de experto profesional en energía fotovoltaica.
Sevilla: Progenza

- ❖ Fotovoltaica para profesionales: Diseño, instalación y comercialización de plantas solares fotovoltaicas.
Antony, Falk
Sevilla: Progenza

- ❖ Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada.
Pareja Aparicio, Miguel
Barcelona: Marcombo

- ❖ Manual del usuario de instalaciones fotovoltaicas.
España: Progenza

- ❖ Fuentes Renovables de energía y desarrollo sustentable.
Tagueña, Julia
Editorial ADN

- ❖ Instalaciones Eléctricas: Proyectos residenciales completos.
Calaggero John
Editorial Trillas

- ❖ El cambio climático global ¿cuántas catástrofes antes de actuar?
Barros Vicente
Libros del Zorzal