



300615
3
29

UNIVERSIDAD LA SALLE

Escuela de Ingeniería
Incorporada a la U.N.A.M.

“CONVERSION DE LA LUZ SOLAR EN ELECTRICIDAD UTILIZANDO CELDAS FOTOVOLTAICAS”

Tesis Profesional

Que para obtener el título de:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
(AREA ELECTRICA)

P r e s e n t a :

Fernando Beltrán Oseguera

México, D. F.

TESIS CON
FALLA LE ORIGEN

1987



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 está 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.

I N D I C E

	PAG.
CAPITULO I	
1	INTRODUCCION 1
CAPITULO II	
2.	EL SOL COMO FUENTE DE ENERGIA 5
2.1	LA RADIACION SOLAR 5
2.2	RELACIONES GEOMETRICAS PARA LA RADIACION SOLAR 6
2.2.1	ANGULOS SOLARES 6
2.2.2	RADIACION DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA 12
2.3	MEDICION Y ESTIMACION DE LA RADIACION SOLAR 14
2.3.1	MEDICION DE LA RADIACION SOLAR 14
2.4	CONCEPTO DE HORAS PICO 16
CAPITULO III	
3.	HISTORIA Y DESARROLLO DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS 31
3.1	CELIDAS DE SULFURO DE CADMIO Y SULFURO DE COBRE 35
3.2	CELIDAS DE ARSENIURO DE GALIO 35
3.3	CELIDAS BIFACIALES 36

3.5	FUTURO DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS	39
CAPITULO IV		
4.	OPERACION DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS	41
4.1	EFFECTO FOTOVOLTAICO	41
4.1.1	EL ATOMO	41
4.1.2	EL ATOMO DE SILICIO	42
4.1.3	MATERIALES PARA IMPURIFICACION	44
4.1.3.1	MATERIAL TIPO P	44
4.1.3.2	MATERIAL TIPO N	46
4.1.4	FORMACION DE LA UNION P-N	47
4.1.5	GENERACION DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE LA LUZ SOLAR	50
4.2	CURVAS CORRIENTES-VOLTAJE DE LAS CEL-- DAS FOTOVOLTAICAS	52
4.2.1	OPERACION DEL DIODO	52
4.2.1.1	CURVA DE VOLTAJE-CORRIENTE DEL DIODO	52
4.2.2	OPERACION DE UN DIODO EN LA LUZ-CELDA- FOTOVOLTAICA	57
4.2.2.1	CURVA DE OPERACION IV DE LA CELDA SOLAR	59
4.3	CONEXIONES DE CELDAS FOTOVOLTAICAS EN- SERIE Y PARALELO	64
4.3.1	CONEXION DE CELDAS EN SERIE	64
4.3.2	CONEXION DE CELDAS EN PARALELO	65
4.4	MODULOS FOTOVOLTAICOS	66
4.4.1	DIFERENTES CONSTRUCCIONES DE MODULOS F.V.	67
4.4.2	CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS DE LOS - MODULOS FOTOVOLTAICOS	67

	PAG.
4.4.2.1 CUBIERTA EXTERIOR	68
4.4.2.2. CAPAS ENCAPSULANTES	69
4.4.2.3 PROTECCION POSTERIOR	70
4.4.2.4 MARCO SOPORTE	71
4.4.2.5 CONTACTOS ELECTRICOS	72
4.5 FACTORES QUE AFECTAC LA OPERACION DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS	72
4.5.1 REFLECCION	73
4.5.2 INTENSIDAD DE LA LUZ	73
4.5.2.1 DISTIRBUCION DEL ESPECTRO	73
4.5.2.2 INTENSIDAD DE LA LUZ	76
4.5.3 TEMPERATURA	78

CAPITULO V

5 FABRICACION DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS	86
5.1 FABRICACION DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS	86
5.1.1 PURIFICACION DEL SILICIO	87
5.1.2 FABRICACION DEL SILICIO MONOCRISTALINO	89
5.1.2.1 PROCESO DE ESTIRAMIENTO O CZOCHRALSKI	90
5.1.2.2. PROCESO DE ZONA FLOTANTE	93
5.1.2.3 PROCESO DE PEDESTAL O DE OBTENCION DE -- LISTONES	94
5.1.3 FABRICACION DE LAS OBLEAS	96
5.1.4 FORMACION DE LA UNION P-N	97
5.1.5 CONTACTOS ELECTRICOS	98
5.1.6 CAPA ANTIRREFLEJANTE	99

	PAG.	
5.2	FABRICACION DE MODULOS FOTOVOLTAICOS	101
5.3	PRUEBAS A LAS QUE SE SOMETEN LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS	102
5.3.1	ESPECIFICACIONES DE LOS MODULOS F.V.	104
 CAPITULO VI		
6.	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	105
6.1	MODULOS FOTOVOLTAICOS	105
6.2	ALMACENAMIENTO DE ENERGIA	106
6.2.1	BATERIAS DE PLOMO-ACIDO	108
6.2.2	PROFUNDIDAD DE DESCARGA Y VIDA DEL ACUMU- LADOR.	111
6.2.3	CARGA DE LA BATERIA	116
6.2.4	EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LAS BATERIAS	118
6.2.5	DIMENSIONAMIENTO DE LAS BATERIAS PARA SIS- TEMAS FOTOVOLTAICOS	120
6.3	REGULADORES Y CONTROLADORES DE CARGA	124
6.3.1	REGULADOR TIPO SHUNT O PARALELO	125
6.3.2	REGULADOR SERIE	128
6.3..3	ELEMENTOS DE MEDICION Y CONTROL	132
6.3.3.1	ELEMENTOS DE CONTROL (DESCONECTADORES)	133
6.4	CARGAS DE CORRIENTE CONTINUA	136
6.4.1	ILUMINACION C.C..	136
6.4.2	OTRAS CARGAS EN C.C.	138
6.5	CONVERTIDORES CC/CA (CORRIENTE CONTINUA ALTERNA)	138

CAPITULO VII

7.	DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	144
7.1	DIMENSIONAMIENTO PRELIMINAR	144
7.2	CRITERIO DE COSTO PARA DETERMINAR LA INCLINACION	148
7.3	DETERMINACION DEL NUMERO DE MODULOS	149
7.4	DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DEL BANCO DE BATERIAS	151
7.5	EJEMPLO DE CALCULO	151
7.5.1	CALCULO DE LA SELECCION DE CONDUCTOR	160

CAPITULO VIII

8	INSTALACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	164
8.1	INSTALACION DE MODULO FOTOVOLTAICO	164
8.1.1	PROBLEMAS OCACIONADOS POR SOMBRAS PARCIALES EN LA SUPERFICIE DE UN MODULO-FOTOVOLTAICO	167
8.2	INSTALACION DE LOS ACUMULADORES	172
8.3	INSTALACION DEL SISTEMA DE REGULACION Y CONTROL	176
8.4	RESUMEN DE NORMAS PRACTICAS PARA LA INSTALACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	176
8.5	MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	178

	PAG.
8.5.1	MANTENIMIENTO DEL MODULO FOTOVOLTAICO- 178
8.5.2	MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE REGULACION Y CONTROL 179
8.5.3	MANTENIMIENTO DE LAS BATERIAS 179
CAPITULO IX	
9	APLICACIONES ACTUALES DE LOS SISTEMAS- FOTOVOLTAICOS 181
9.1	APLICACIONES NACIONALES 181
9.2	APLICACIONES EN EL MUNDO 182
CAPITULO X	
10	CONCLUSIONES 188
11	BIBLIOGRAFIA 191

Los cambios experimentados recientemente en el mercado de los energéticos, han contribuido substancialmente a que los esfuerzos que por años se habían --realizado en el campo de la investigación y desarrollo, se vean incrementados con la mira de una utilización más racional de la energía. El interés del aprovechamiento de la energía solar por medios tecnológicos fué subestimado por muchos años en la mayor parte del mundo. El empleo de combustibles primarios de origen fósil: carbón, gas natural y petróleo, era económico, fácil de adquirir y no ameritaba substitutos. La crisis de energéticos de 1973 hizo patente la realidad de que las reservas mundiales de combustibles fósiles, tendían a agotarse y no eran renovables. La alternativa de utilización de otras fuentes de energía era inevitable.

En el pasado, las transformaciones de fuentes de energía increíblemente produjeron cambios sociales de gran alcance. La sustitución de la madera y el viento por el carbón de piedra en Europa, durante el siglo XVIII, por ejemplo aceleró la revolución industrial. Muchos adelantos técnicos que hoy son parte de nuestra existencia diaria, vieron la luz -

en esta época. La inminente transición de fuentes de energía, puede ser la causa de alteraciones muy importantes en el mundo del mañana. LOS SATELITES Y VEHICULOS ESPACIALES QUE HAN LLEGADO A LUGARES -- INALCANZABLES, TIENEN YA COMO FUENTE PRINCIPAL PARA SU OPERACION Y FUNCIONAMIENTO A LA ENERGIA SOLAR.

Muchas fuentes de energía, además del sol, pueden reemplazar al petróleo, pero necesitamos preveer las consecuencias que puedan tener en un futuro las selecciones que se hagan. La contaminación ambiental, producto de la extracción, procesado, transporación y utilización de algunos combustibles de origen fósil, así como la disposición de los desechos radioactivos de las plantas nucleares, presentan ya en la actualidad serios problemas de carácter ecológico.

La energía solar por el contrario, presenta varias ventajas. En primer lugar, el sol es una fuente inagotable de energía disponible a todo el mundo, además no presenta el peligro de contaminación ambiental. Sin embargo, debemos reconocer que el sol no llegará a ser una importante fuente directa de energía hasta que el costo de su captación y conversión no sean por lo menos comparable al de los combustibles tradicionales.

El futuro que puede desarrollarse en torno a las -- fuentes de energía solares, que son eficientes, renovables, descentralizados, simples y seguros, no - puede ser totalmente visualizado desde el presente. En efecto, una de las promesas más atractivas de ta les fuentes es una flexibilidad más grande en los - esquemas sociales que la que otorgan otras alternativas. No se espera que tengan un impacto directo_ en la economía de un país, sino que contribuyan por los servicios que puedan proporcionar, al mejora- - miento de la calidad de vida en ciertas áreas o pequeñas comunidades, particularmente rurales, donde_ los sistemas convencionales de energía no han penetrado aún o son muy caros para llegar a ser un factor significativo en un futuro previsible.

El presente trabajo tiene como objetivo, el de dar.. la información necesaria para conocer el posible - uso actual de los sistemas fotovoltaicos, que día a día aumentan sus posibilidades, aunque aún son muy_ costosos con respecto a otras fuentes de energía, - ya en la actualidad tienen gran campo de aplicación donde su uso se ve inmejorable por cualquier otro - tipo de fuente de energía.

En esta tesis, se describe el funcionamiento, insta

lación y campo de aplicación de los sistemas fotovoltaicos, dando las bases para un mejor y más frecuente uso de éstos en el futuro y las posibles aplicaciones que ya hoy en día están a nuestro alcance.

2.

EL SOL COMO FUENTE DE ENERGIA

Aproximadamente a 150 millones de kilómetros de la tierra, el sol genera la enorme cantidad de energía que activa el sistema solar, en particular, que posibilita la existencia en la tierra de todas las formas de vida conocidas que, de un modo o de otro, responden a las características y variaciones de aquella energía.

La luz que vemos y todo el espectro radiante que emite, se forma debido a las reacciones termonucleares que se producen en su núcleo. Al transformarse el hidrógeno en helio, despidiendo enormes cantidades de energía (3.8×10^{24} watts.) de la que sólo una milésima de una millonésima parte, llega a ser interceptada por la tierra.

2.1

LA RADIACION SOLAR

Cada segundo se convierte 600 millones de toneladas de hidrógeno en 596 millones de toneladas de helio, la diferencia de cuatro millones, es la pérdida de masa por segundo por radiación, en forma virtualmente constante, teniendo en cuenta que la superficie solar es del orden de 12,000 veces mayor -

que la de la tierra, se puede aceptar cifras enormes como la de la energía total liberada 3,800 trillones de KVA por segundo.

Esa energía se libera en un espectro continuo que abarca desde las ondas de radiofrecuencia de mayor longitud de onda del orden de 10KC/seg., hasta rayos gamma con longitudes de onda del orden de una millonésima parte de milímetro y una gran energía.

2.2 RELACIONES GEOMETRICAS PARA LA RADICACION SOLAR

2.2.1 ANGULOS SOLARES

Cada día, el sol, para un observador situado en la tierra, sigue una trayectoria circular a través del firmamento, alcanzando su punto más alto al medio-día.

Por otra parte, esta trayectoria circular aparente, se mueve hacia puntos más altos en el firmamento a medida que el invierno transcurre y llega el verano.

La latitud queda definida mediante el ángulo que de termina el lugar de interés sobre la tierra, con - respecto al plano del ecuador. Este ángulo es positivo cuando se mide hacia el norte del ecuador, y - negativo cuando lo es hacia el sur de este.

La declinación define la posición angular del sol - al mediodía solar, es decir, en el momento en que - el sol está más alto en el firmamento con respecto al plano del ecuador. En otras palabras, la declinación es un índice del alejamiento que experimenta - el sol hacia el norte o hacia el sur del ecuador. - Este parámetro que depende del día del año, puede - calcularse con la expresión.

$$\delta = 23,45 \text{ sen } \left(360 \times \frac{284 + h}{365} \right) \quad (2.1)$$

donde h es el día del año. La Fig. 2.3 muestra el - cambio de la declinación a través de los distintos meses del año.

Por otra parte el ángulo horario es igual a cero - al mediodía solar y adquiere un valor de 15° de longitud por cada hora, siendo positivo en la mañana - y negativo por las tardes. Así $w = +30$ a las 10:00 h y $w = -15$ a las 13:00.

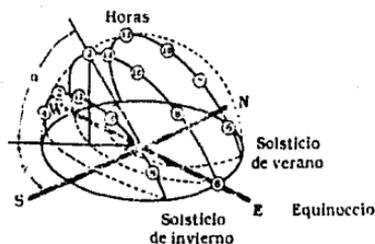


FIG. 2.1 MOVIMIENTO APARENTE DEL SOL EN LAS DIFERENTES ESTACIONES DEL AÑO.

Obviamente la posición del sol, depende del lugar - en el que se encuentre el observador. Así, al medio día de marzo 21 y septiembre 23, -los equinoccios de primavera y otoño- el sol se encuentra directamente sobre el ecuador.

Dado que los movimientos de la tierra y el sol son relativos entre sí, en el análisis siguiente, se supondrá que la tierra está fija en el espacio, y que el sol describe un movimiento virtual alrededor de ésta, y que el origen del sistema de coordenadas se localiza en el lugar de interés situado en -

la tierra. Desde este punto de vista el sol esta - restringido a moverse con dos grados de libertad en la esfera celeste. En consecuencia, su posición en el firmamento queda descrita mediante dos variables angulares: la altura solar α y el acimot solar γ . - Como se observa en la Fig. 2.2, la primera de esta variable define el ángulo que la visual al sol, forma con el horizonte, en tanto que la segunda define la desviación que tienen los rayos del sol con respecto al sur verdadero.

El cálculo preciso de estas variables depende fundamentalmente de tres parámetros: la latitud del lugar ϕ , la declinación δ y el ángulo horario w .

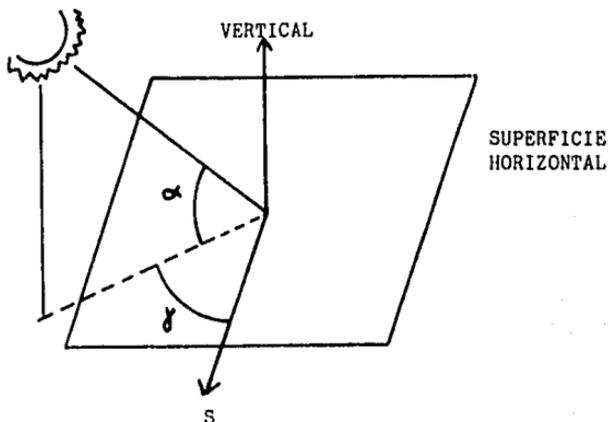


FIG. 2.2 ANGULOS DE POSICION DEL SOL.

Una vez determinadas la latitud, la declinación y - el ángulo horario, la altura y el acimot solares pueden calcularse facilmente por medio de las siguientes relaciones trigonométricas:

$$\text{Sen}\alpha = \cos \phi \cos \delta \cos w + \text{sen } \phi \text{ sen } \delta \quad (2.2)$$

$$\text{Sen}\delta = \cos \phi \text{ sen } w / \cos \alpha \quad (2.3)$$

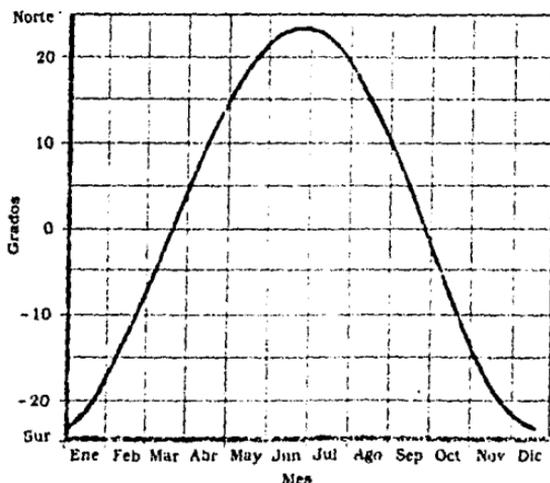


FIG. 2.3 VARIACION DE LA DECLINACION SOLAR A TRAVES DEL AÑO.

Haciendo uso de las expresiones anteriores, puede - calcularse también la longitud del día, es decir, - el máximo número de horas de asolamiento diario.

Haciendo $\alpha = 0$ en la ecuación 2.2 se obtiene que:

$$\cos w_s = - \operatorname{tang} \phi \operatorname{tang} \delta \text{ o bien } \text{-----} \quad (2.4)$$

$$T_d = \frac{2}{15} w_s \text{ (horas) } \text{-----} \quad (2.5)$$

Cabe apuntar que el tiempo solar difiere del tiempo oficial que indica un reloj. Ambos están relacionados entre sí por la expresión:

$$\text{Tiempo Solar} = \text{tiempo oficial} + E + 4 (\lambda_{\text{ref}} - \lambda_{\text{loc}}) \text{-----} \quad (2.6)$$

donde E es la ecuación de tiempo mostrada en la Fig. 2.4, en minutos; λ_{ref} es la longitud del meridiano de referencia horario oficial para la zona en cuestión, y λ_{loc} es la longitud del meridiano del lugar en grados oeste.

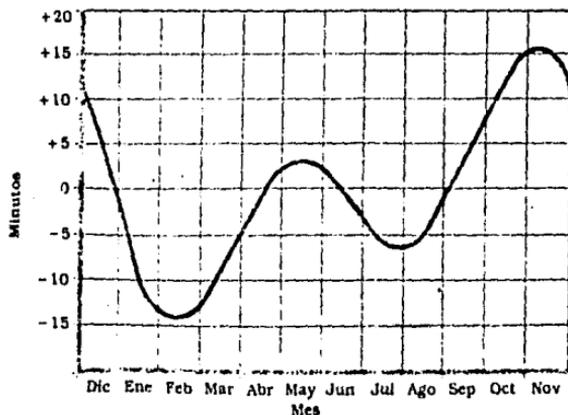


FIG. 2.4 ECUACION DE TIEMPO

2.2.2 RADIACION DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA

Consideremos ahora una superficie inclinada, un ángulo S con respecto a un plano horizontal y que forma un ángulo acimotal γ_s con respecto al sur. En estas circunstancias como se observa en la Fig. 2.5 el ángulo incidencia θ de la radiación directa queda definido como el ángulo entre la normal a la superficie y el haz de radiación. La relación entre θ y los otros ángulos está dada por la expresión:

$$\cos \theta = \sin \delta \sin (\phi - s) + \cos \delta \cos (\phi - s) \cos w \quad (2.7)$$

A menudo es necesario conocer la radiación directa sobre una superficie inclinada cuando solamente se conoce la componente sobre un plano horizontal. Haciendo referencia a la Fig. 2.6 se puede definir el cociente de la radiación directa sobre un plano inclinado $I_{b,c}$ a la radiación directa sobre un plano horizontal $I_{b,b}$ es decir:

$$R_b = \frac{I_{b,c}}{I_{b,b}} = \frac{I_b \cos \theta}{I_b \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

Si la superficie se encuentra inclinada hacia el sur puede emplearse la ecuación:

$$R_b = \frac{\text{Sen } \delta \text{ Sen}(\theta - S) + \text{Cos } \delta \text{ Cos}(\theta - s) \text{ cos } w}{\text{Sen } \delta \text{ Sen} \theta + \text{Cos } \delta \text{ Cos} \theta \text{ Cos } w}$$

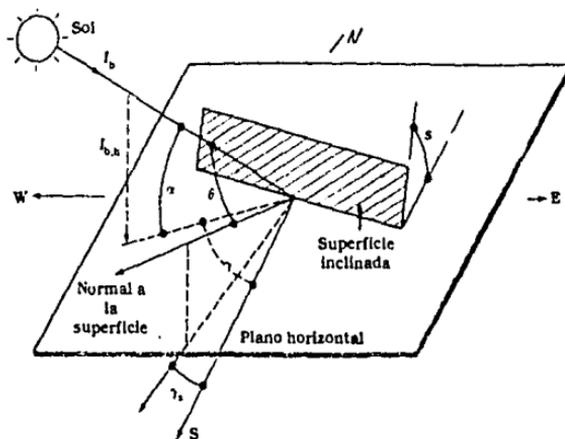


FIG. 2.5 ANGULO DE INCLINACION θ EN FUNCION DE OTROS ANGULOS

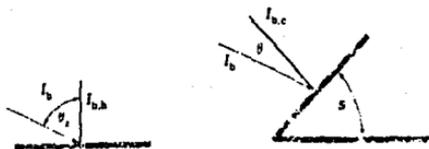


FIG. 2.6 RADIACION DIRECTA SOBRE UN PLANO HORIZONTAL Y SOBRE UNO INCLINADO

2.3

MEDIACION Y ESTIMACION DE LA RADIACION SOLAR

En algunos países desarrollados, existe información histórica experimental horaria, diaria y mensual -- acerca de la magnitud de las radiaciones solares en distintos sitios. Sin embargo, en países subdesarrollados o en vías de desarrollo generalmente se carece de esta información histórica y sólo se cuenta con estimaciones mensuales promedio.

2.3.1

MEDICION DE LA RADIACION SOLAR

Existen distintos instrumentos para medir la radiación solar, todos ellos la convierten a otra forma de energía, dando como resultado una medida o lectura proporcional a la intensidad de la radiación. El instrumento más común conocido como pirómetro, se emplea para registrar la radiación total dentro de su campo de vista hemisférico. El aparato usualmente se coloca sobre una superficie horizontal y registra en consecuencia, la radiación global en un sitio dado.

Un segundo aparato también muy común es el pirheliómetro, que sirve para medir la radiación directa normal que proviene del sol. El pirheliómetro cuen-

ta con un dispositivo electrónico que le permite - seguir al sol en forma continua.

Un tercer aparato muy empleado es el que se conoce_ como heliógrafo de Cambell-Stokes para medir las ho_ ras de asoleamiento en un lugar. El instrumento - esta constituido por una lente esférica que produce una imágen del sol sobre papel tratado químicamente. El papel se quema cuando el valor de la radiación - está por encima de 120 W/m². La longitud del papel - quemado es un índice del número de horas de sol bri_ llante. Debe apuntarse que este aparato, no mide la energía solar; solamente proporciona los intervalos_ de tiempo en el día en el que la radiación está por_ encima de un mínimo establecido.

Al final de este capítulo se presentan los mapas de_ radiación global diaria por medio para la República - Mexicana, por mes y el promedio anual; con estos da- tos es posible realizar los cálculos para el dimen- sionamiento de sistemas fotovoltaicos.

Cunado se trate de instalaciones muy grandes, es de- cir, que requieren un número elevado de módulos, es_ necesario obtener datos más exactos de la insolación del sitio deseado, así como el microclima del lugar_ (días nublados, etc.) ya que en estos casos se puede

obtener un ahorro en el número de módulos fotovoltaicos, con el consecuente ahorro en el costo del sistema.

2.4

CONCEPTO DE HORAS-PICO

Quizas una de las conversiones más importantes, es la que nos une el valor de la radiación con la cantidad de energía que nos va a generar un módulo fotovoltaico en las condiciones de radiación dadas para el lugar. Para ello, partimos de la energía total diaria recibida, obtenida de los mapas de radiación dadas en ($\text{Cal/cm}^2\text{-día}$).

Estos valores representan las medidas diarias calculadas por meses de energía total recibida durante el día promedio. También sabemos que todos los fabricantes de módulos fotovoltaicos expresan sus valores eléctricos referidos a una radiación de 1000 w/m^2 . Bastaría entonces establecer un nexo de unión entre la energía solar recibida y la cantidad de energía proporcionada por el módulo fotovoltaico a una radiación de 1000 w/m^2 .

Este valor se conoce como "horas-pico" u "horas de sol pico", esto quiere decir que es como si pudié-

ramos poner el sol frente al módulo fotovoltaico - durante estas horas y retirarlo después. La cantidad de energía en este supuesto sería la misma que lo que sucede en realidad o sea que el sol describe un arco frente al módulo generando una energía progresivamente más alta hasta el mediodía solar y decreciendo posteriormente hasta desaparecer.

$$1 \text{ Langley} = 1 \text{ cal/cm}^2$$

$$1 \text{ Cal} = 4,186 \text{ W.seg.}$$

$$1 \text{ h} = 3,600 \text{ seg.}$$

$$4,186 \text{ W.seg} \times \frac{1 \text{ h}}{3,600 \text{ seg.}} = 0.0116 \text{ w.h}$$

$$1 \text{ wh} = 1000 \text{ mwh}$$

$$\frac{1,000 \text{ mwh}}{100 \text{ mwh}} = 10x, \text{ luego}$$

$$0.00116 \text{ wh} \times \frac{10 (100 \text{ mwh})}{1 \text{ wh}} = 0.0116 \text{ mwh}$$

Por lo tanto:

$$\frac{1 \text{ langley}}{\text{día}} = \frac{0.0116 (100 \text{ mwh})/\text{cm}^2}{\text{día}}$$

El valor (100mwh)/cm² es el que se ha dado en llamar hora de sol pico (h.s.p.) de esta forma multiplicando los langleys por el factor 0.0116 obtendremos las h.s.p.

$$\text{Horas-Pico} = \frac{0.0116 \times \text{langleys}}{1.05}$$

el factor de 1.05 es para tomar en cuenta factores - como la reflexión de la luz en el vidrio a ciertas horas del día, o que la componente de la insolación difusa sea absorbida en menor proporción a diferentes horas del día.



FIG. 2.7 RADIACION GLOBAL DIARIA PROMEDIO EN EL MES DE ENERO (CAL/CM² DIA)

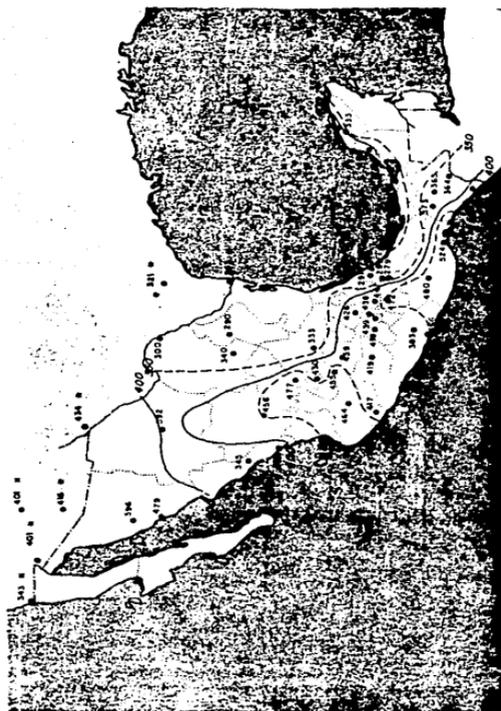


FIG. 2.8 RADIACION GLOBAL DIARIA PROMEDIO EN EL MES DE FEBRERO (CAL/CM² DIA)

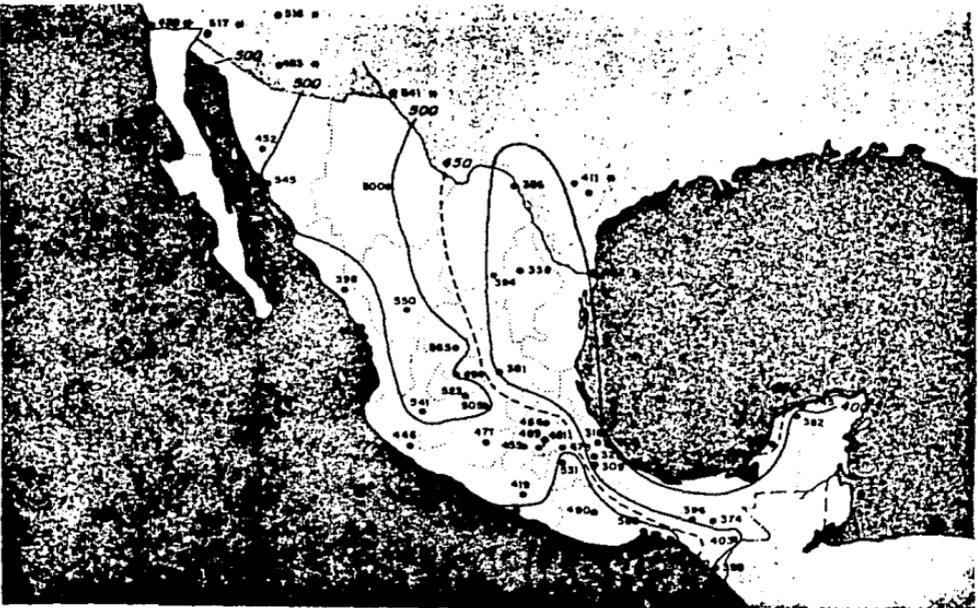


FIG. 2.9 RADIACION GLOBAL DIARIA PROMEDIO EN EL MES DE
MARZO (CAL/CM² DIA)

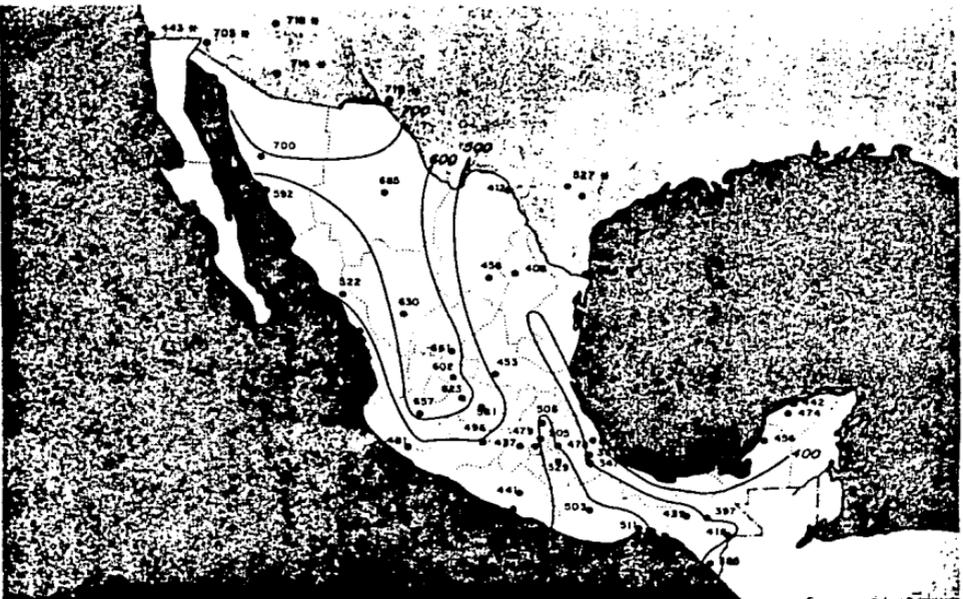


FIG. 2.11 RADIACION GLOBAL DIARIA PROMEDIO EN EL MES DE
 MAYO (CAL/CM² DIA)

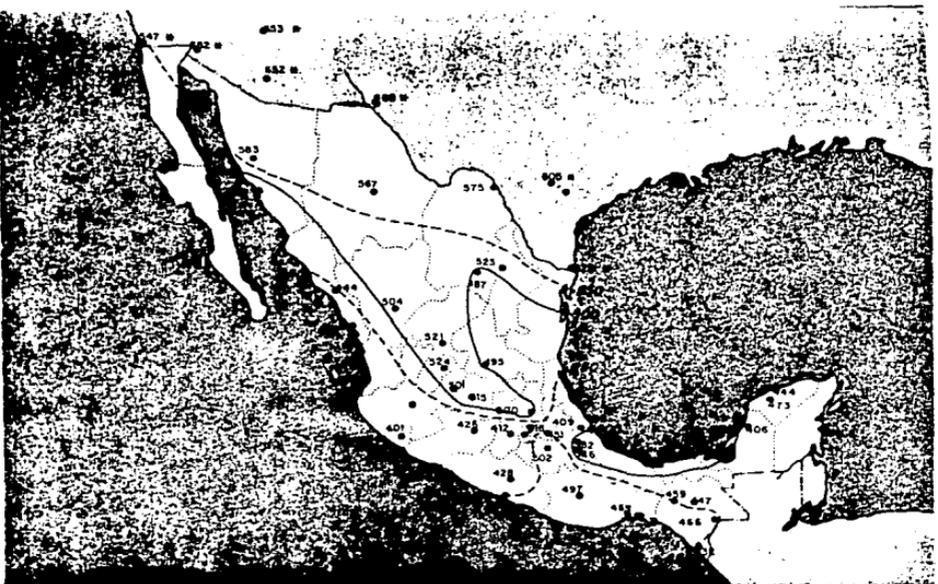


FIG. 2.13 RADIACION GLOBAL DIARIA PROMEDIO EN EL MES DE JULIO (CAL/CM² DIA)

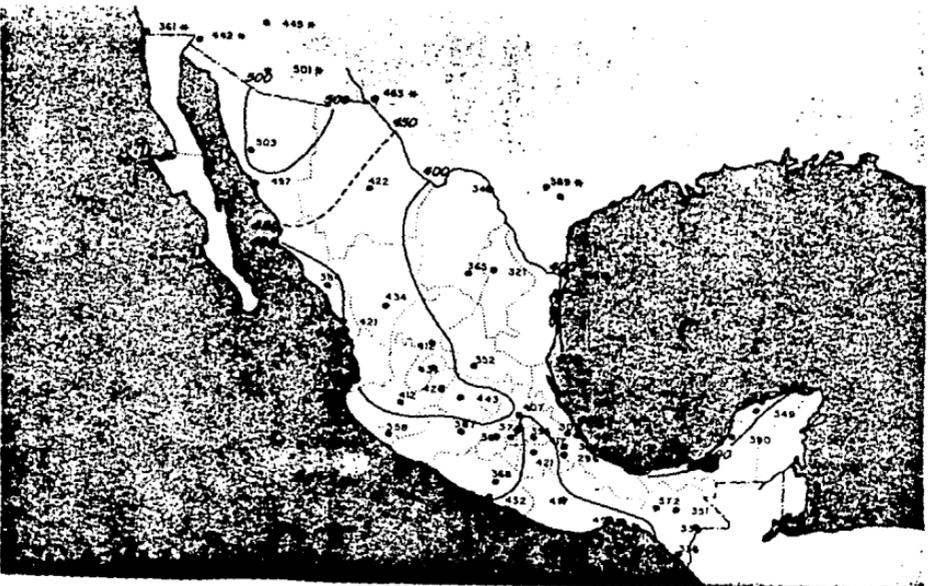


FIG. 2.16 RADIACION GLOBAL DIARIA PROMEDIO EN EL MES DE
OCTUBRE (CAL/CM² DIA)

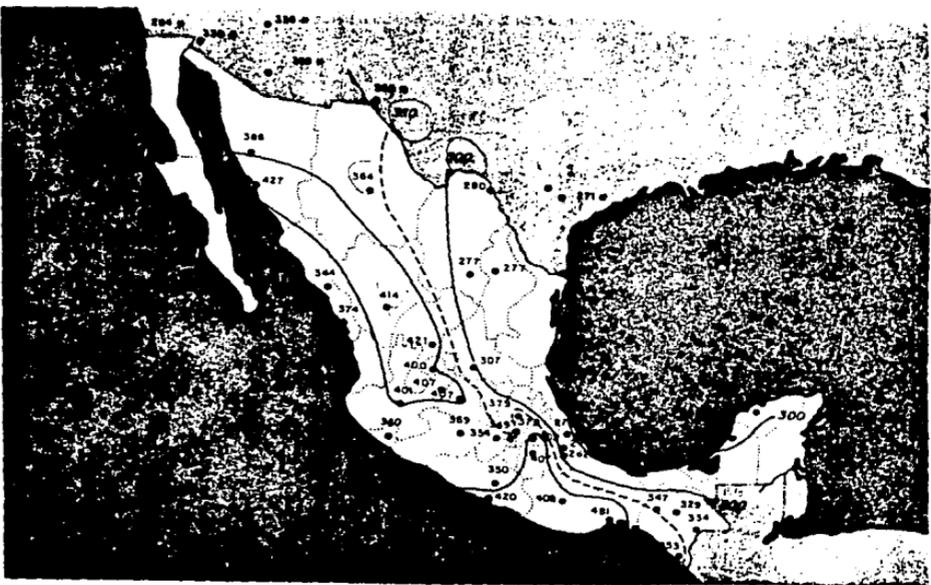


FIG. 2.17 RADIACION GLOBAL DIARIA PROMEDIO EN EL MES DE
NOVIEMBRE (CAL/CM² DIA)

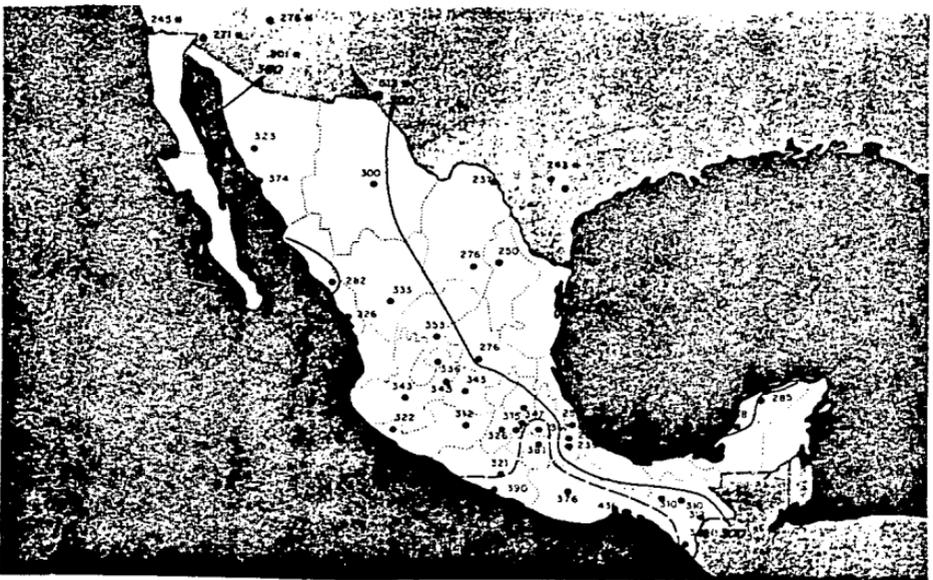


FIG. 2.18 RADIACION GLOBAL DIARIA PROMEDIO EN EL MES DE
DICIEMBRE (CAL/CN² DIA)

Parece ser que los fenómenos fotoeléctricos tienen - el principio de su descubrimiento en 1808, por mediación de Hallwachs, pero fué Hertz quien enunció los principios básicos que los regían.

En 1887 observó Hertz que la chispa saltaba más fácilmente entre dos esferas de diferente potencial - cuando sus superficies eran fuertemente iluminadas - por la luz de otra descarga, y posteriormente comprobó que una lámina de zinc cargada negativamente y unida a un electroscopio, perdía rápidamente su carga al ser iluminada por un arco voltaico. De todo ello dedujo Hertz que, bajo la acción de la luz, el zinc y en general todos los metales, emiten cargas negativas.

Los resultados experimentales que se obtuvieron fueron los siguientes:

- El efecto fotoeléctrico es instantáneo, es decir, - aparece con la radiación sin retraso sensible (el tiempo transcurrido es del orden de 3×10^{-9} seg.).

- El número de fotoelectrones emitidos, es decir, - la intensidad de la corriente producida, es proporcional a la radiación recibida.
- Sobre la velocidad de la emisión no incide para nada la intensidad luminosa, ni su estado de polarización, pero si su frecuencia o longitud de onda.
- Para cada metal existe una "frecuencia mínima" de la radiación luminosa, por debajo de la cual no se presenta el efecto fotoeléctrico.

La interpretación teórica de todos estos hechos, fué dada por Einstein en 1902, generalizando la hipótesis hecha por Plank unos años antes, con la teoría de los cuantos o fotones.

Las celdas fotoeléctricas, son dispositivos basados en la acción de radiaciones luminosas sobre ciertas superficies metálicas. El efecto de esas radiaciones pueden ser de tres tipos:

- Efecto Fotoemisivo o Fotoexterno: provoca en el metal un arranque de electrones con liberación de los mismos.

- Efecto Fotoconductor o Fotointerno: modifica la conductividad eléctrica del metal.
- Efecto Fotovoltaico: crea una fuerza electromotriz en el metal.

Precisamente en este último enunciado es donde se integran las celdas fotovoltaicas, que generan un paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben. Estas celdas presentan la ventaja sobre los demás tipos que no requieren ni tensión auxiliar, ni vacío, razón por la cual son usadas en la conversión de energía solar en energía eléctrica.

La primera celda fotovoltaica de razonable rendimiento no se consiguió hasta 1954, por Pearson, Fuller y Chapin. No fué una simple coincidencia que 1954 fuera también el año en que se desarrolló por primera vez un proceso para la purificación de los cristales de silicio monocristalino. Basado en este proceso se hizo posible no sólo el desarrollo de las celdas fotovoltaicas de silicio, sino también el lanzamiento de la tecnología del transistor y la moderna industria electrónica.

La tecnología básica de una celda de silicio ha mejorado progresivamente desde 1954, se utilizaron por primera vez en 1960 las rejillas de recogido de corriente. Poco después, se introdujo la difusión de la capa N por medio de una atmósfera de P_2O_5 , como veremos más adelante en el capítulo de fabricación.

A través de los años 60, el rendimiento de las celdas fotovoltaicas de silicio permaneció entre el 12 y 13%. La "celda violeta" con un rendimiento del 16% se anunció en 1972. Finalmente en 1974, se presentó una celda con un rendimiento del 18 al 19%.

En 1956 LoFerski y otros publicaron un primer cálculo de los rendimientos de conversión fotovoltaicas que se podrían conseguir con todos los materiales semiconductores. También se realizaron esfuerzos para el desarrollo de celdas solares con otros materiales diferentes al silicio.

El presente trabajo, está basado en el uso de las celdas fotovoltaicas de silicio, sin embargo en esta parte se presentarán los desarrollos tecnológicos que se han hecho en algunos otros materiales.

3.1

CELDA DE SULFURO DE CADMIO Y SULFURO DE COBRE

Se han experimentado en la obtención de celdas compuestas por dos capas: una de sulfuro de cadmio (SCD) y otra de sulfuro de cobre (SCU_2). La ventaja de este sistema radica en que se utiliza muy poco material activo en un proceso fácil de fabricación. Los rendimientos máximos obtenidos en laboratorio no superan el 10%, viéndose disminuidos a la mitad una vez que se llegara a la práctica industrial.

El grave problema que presentan este tipo de celdas es la degradación que se produce con el paso del tiempo. No obstante, se está investigando en los diferentes motivos que producen esta inestabilidad con el fin de que, al subsanarlos, se pueda contar con una alternativa de bajo costo a los materiales como el silicio.

3.2

CELDA DE ARSENIURO DE GALIO

Son quizá estas celdas, las más indicadas, ya que sus rendimientos teóricos alcanzan límites cercanos al 27 - 28% en su versión monocristalina.

El problema principal radica en que este material es raro y poco abundante, hecho por el cual no se ha empezado su manipulación hasta hace relativamente poco tiempo, estando su tecnología poco avanzada y a costos elevados. Una característica interesante del AsGa es su elevado coeficiente de absorción, que hace que con poco material obtengamos una eficiencia elevada. Otra característica de suma importancia es que puede trabajar a temperaturas altas con menos pérdidas que el silicio, lo que permite ser utilizado con ventaja en sistemas de concentración.

En definitiva, las celdas de arseniuro de galio presentan unas buenas características, pero su uso se ve limitado por el elevado costo de producción de este material, que hace, por el momento, que su precio no resulte competitivo frente al silicio.

3.3 CELDA BIFACIALES

Esta tecnología de fabricación consiste en crear una doble unión (normalmente $N^+ - P^-$) de tal forma que la celda sea activa tanto en la cara frontal como en su cara posterior. Este procedimiento permite captar la radiación frontal y la reflejada en el suelo

(albedo) que es transformado en electricidad en la parte posterior de la celda. Lógicamente la energía producida por el albedo es menor que la que produce la radiación directa, pudiendo llegar su valor al 30% de la energía total, cuidando la calidad de la superficie de reflexión, así como ciertas características mecánicas en la colocación del panel formado por este tipo de celdas.

Las celdas bifaciales, obtienen, por tanto, mejor rendimiento que las monofaciales, pero lógicamente, el costo de producción de estas celdas se eleva, ya que se necesitan varios tratamientos extras en el impurificado del silicio para crear las diferentes capas activas.

3.4 CELDA DE SILICIO AMORFO

La gran ventaja de la utilización del silicio amorfo para la fabricación de celdas fotovoltaicas radica en el espesor del material a utilizar, ya que puede llegar a ser 50 veces más fino que el equivalente en silicio monocristalino.

El silicio amorfo tiene unas propiedades totalmente diferentes al silicio cristalino. Por ejemplo, su ele

vada velocidad de recombinación, por la gran cantidad de imperfecciones en la red cristalina que crean núcleos activos para la recombinación. Este defecto se ve compensado en parte por la adición de hidrógeno (en proporciones cercanas al 50%), que hace disminuir la velocidad de recombinación de los portadores.

El silicio amorfo presenta también un alto coeficiente de absorción, lo que permite la utilización de espesores de material muy pequeños. Los rendimientos no son altos (5-6%) pero parece ser que se verán compensados por el bajo precio de producción, lo que redundará en una mayor aplicación de estos elementos en el mercado.

En definitiva, el silicio amorfo se presenta como el gran candidato para ser el material base de las celdas a corto plazo, cuando se resuelvan ciertos problemas de inestabilidad en su eficiencia. No obstante están siendo utilizadas desde hace varios años en la fabricación de pequeños paneles para relojes, calculadoras y juguetes accionados por la radiación solar.

Desde la aparición de la primera celda fotovoltaica - comercial en 1954, estos dispositivos han sido mejora dos y perfeccionados, utilizándose principalmente - - para la alimentación de satélites artificiales, para_ fotosensibilizar algunos equipos electrónicos y ali-- mentar pequeñas cargas en lugares remotos o de diff-- cil acceso. La reciente crisis de energía que han su frido los países industrializados ha suscitado un nue vo interés que ha hecho dar un gran avance en las tec nologías y usos de estos dispositivos.

De esta forma, se ha pasado a usar masivamente los - equipos fotovoltaicos en telecomunicaciones, señaliza ción, telemática, usos rurales e incluso centrales - fotoeléctricas de varios megawatts, reduciéndose el - costo de producción año tras año de tal forma que, en corto plazo se obtendrán unos precios muy competitivos respecto a las energías convencionales.

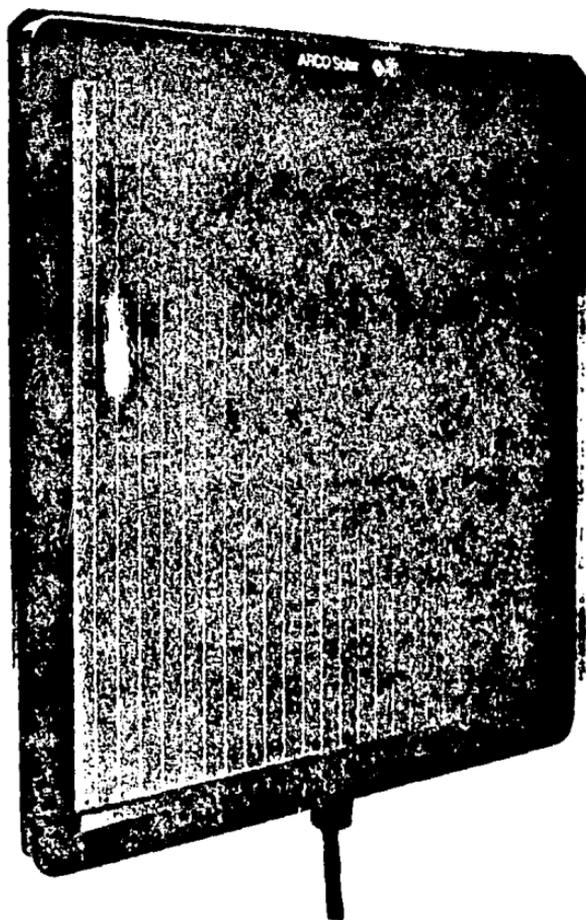


FIG. 3.1 MODULO FOTOVOLTAICO DE SILICIO-AMORFO
DE 5 WATIS. DE POTENCIA PICO.

4.- OPERACION DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS

4.1 EFECTO FOTOVOLTAICO:

La conversión directa de la luz solar en energía eléctrica se consigue por un proceso llamado usualmente "Efecto Fotovoltaico". Este tipo de conversión no depende del calor, al contrario, el rendimiento de las celdas solares desciende a medida que aumenta la temperatura.

Se puede conseguir un efecto de conversión fotovoltaica en todos los semiconductores. Los aislantes son inapropiados a causa de baja conductividad y los metales son insensibles a la luz a causa de su alta concentración de electrones en la oscuridad.

4.1.1 EL ATOMO:

Todas las materias, sólidas, líquidas y gaseosas están compuestas de átomos. El átomo es la partícula más pequeña en que la materia puede dividirse reteniendo las propiedades de la substancia. Los átomos son muy pequeños y son muchos los que forman cada objeto que vemos. Una celda de silicio de $10 \times 10 \text{ cm}^2$, pesa aproximadamente 6 gramos y contiene alrededor de $130,000 \times 10^{18}$ átomos de silicio.

Observando materiales más y más pesados encontramos que el número de electrones, protones y neutrones de los átomos individuales aumentan. Los electrones giran alrededor del núcleo en órbitas. Diversas órbitas requieren diferentes números de electrones para llenarlas completamente. La primera órbita puede tener hasta ocho electrones. La tercera hasta dieciocho electrones, etc.

No todos los átomos tienen una órbita externa llena. Se hacen combinaciones químicas de varios átomos que se juntan y que comparten electrones en su órbita externa para llenarla. La forma en que los átomos se alinean al compartir electrones determina la forma del material. Una alineación desordenada producirá una estructura amorfa -- como el vidrio o el carbón. Una alineación muy moderada producirá una estructura cristalina como el diamante o la sal.

4.1.2 EL ATOMO DE SILICIO:

Se usa el silicio para la fabricación de celdas fotovoltaicas porque es un "semi-conductor", una sustancia que actúa tanto como aislante como conductor, dependiendo de como se le procese.

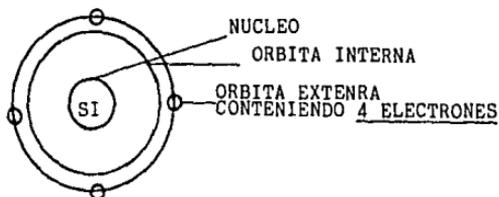


FIG. 4.1 ATOMO DE SILICIO SIMPLIFICADO

Quando los átomos de silico se transforman en una estructura cristalina comparten sus electrones externos y forman ataduras covalentes con 4 átomos vecinos.

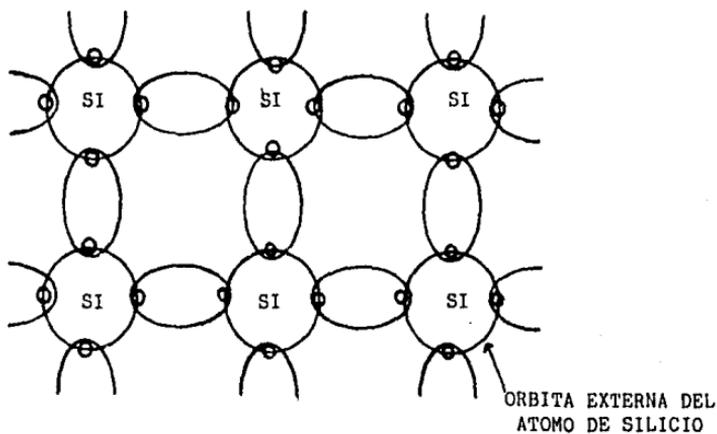


FIG. 4.2 ESTRUCTURA CRISTALINA DEL SILICIO

4.1.3 MATERIALES PARA IMPURIFICACION

4.1.3.1 Material tipo P.

Al silicio se le agregan dos impurezas para modificar sus propiedades eléctricas. La primera es el boro. - El boro tiene sólo 3 electrones en su órbita externa.

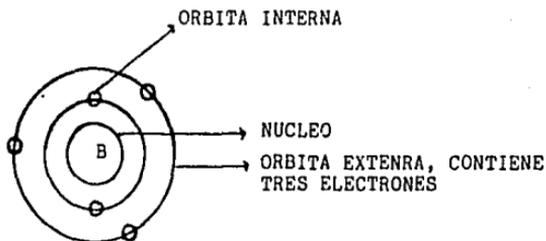


FIG. 4.3 ATOMO DE BORO

Cuando los átomos de boro se introducen en un cristal de silicio, estos tienen sólo tres electrones para -- compartir con sus átomos vecinos. Esto resulta en -- una atadura incompleta para cada átomo de boro y un -- lugar que puede aceptar un electrón. Como la estructu ra del cristal le falta un electrón (una partícula de

carga negativa), tiene efectivamente una carga positiva.

Esta vacante o "hueco" puede moverse de átomo en átomo mientras un electrón cercano salta para llenarlo, dejando un nuevo "hueco" en su lugar. Se mueve en dirección contraria a los electrones y por lo tanto actúa como una carga positiva en movimiento. Esta estructura de cristal de silicio se llama silicio tipo positivo o "tipo P".

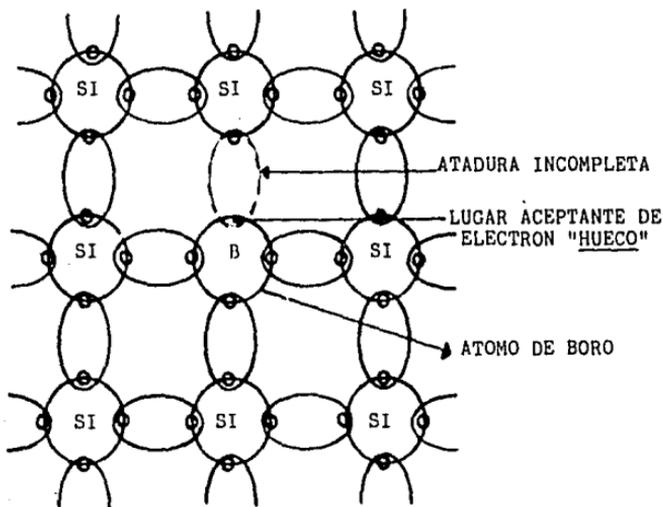


FIG. 4.4 ESTRUCTURA DE SILICIO CON IMPUREZAS DE BORO. SILICIO TIPO P.

4.1.3.2 Material tipo N.

La otra impureza que se agrega al silicio es el fósforo, el cual tiene 5 electrones en su órbita externa.

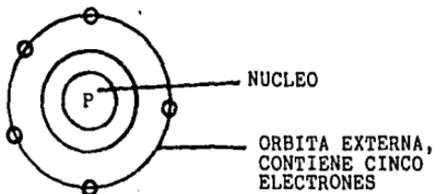


FIG. 4.5 ATOMO DE FOSFORO

Los átomos de fósforo penetran en la celda durante el proceso de difusión. Tiene 5 electrones externos para compartir. Después de formar las ataduras con los átomos de silicio y compartir cuatro electrones, le queda un electrón extra que se separa y se mueve libremente en la estructura del cristal. Esta abundancia de electrones que se mueven libremente, llevando

ambos líquidos, aún sin agitarlos.

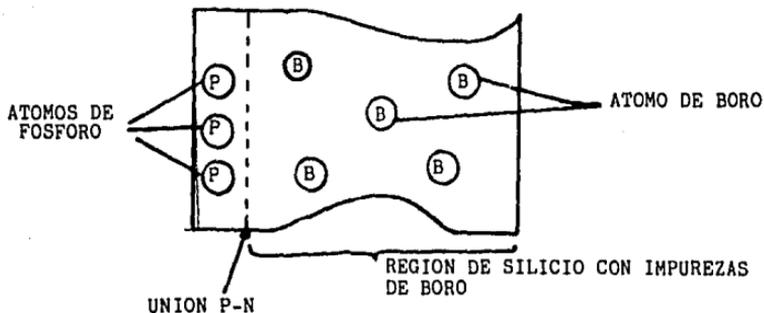


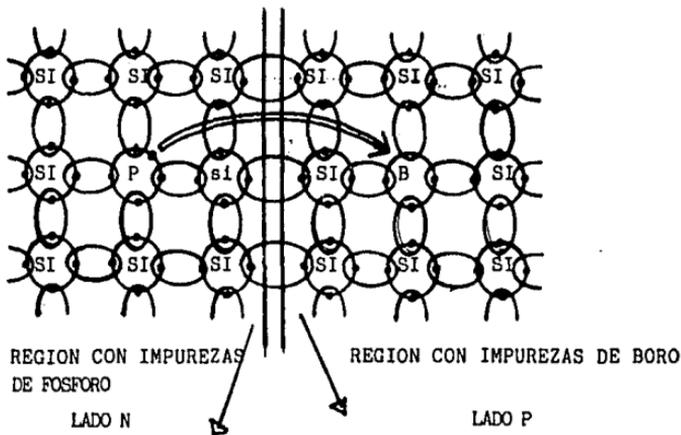
FIG. 4.7 CORTE DE UNA CELDA

Un electrón libre de un átomo de fósforo pasa a la región con impurezas de boro y "cae" en un "hueco". Trae consigo -- una carga negativa y deja una carga positiva. A medida -- que el proceso continúa dos regiones, una positiva y otra negativa, se forman dentro de la celda justo abajo de la superficie.

Este proceso continúa hasta que la región cargada negativamente es lo suficientemente fuerte como para impedir --

Trillones de fotones golpean a la celda por segundo, liberando trillones de electrones. Los electrones energizados emigran hacia la superficie delantera de la celda donde -- las líneas de la regilla que hay en la superficie proporcionan un camino de baja resistencia para recogerlos y llevarlos fuera de la celda. Un sistema de alambres y conexiones que conectan la parte frontal de cada celda con la posterior de la siguiente celda, permite que los electrones pasen por muchas uniones P-N, ganando 1/2 volt cada vez.

FIG. 4.8 GENERACION DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE LA LUZ SOLAR



UNA VEZ QUE EL ELECTRON EXTRA DEL ATOMO DE FOSFORO (POR SI MISMO) SE VUELVE ELECTRICAMENTE DESBALANCEADO, TIENE UNA CARGA POSITIVO (UN PROTON EXTRA). ESTO OCURRE JUSTO ENCIMA DE LA CELDA/

EL ELECTRON QUE SOLTO EL ATOMO DE FOSFORO CRUZA LA UNION P-N Y LLEVA UN "HUECO" DEL ATOMO DE BORO QUE TENIA SOLO TRES ELECTRONES. EL ATOMO DE BORO QUEDA ELECTRICAMENTE DESBALANCEADO CON UNA CARGA NEGATIVA. (TIENE UN ELECTRON DE MAS)

que otros electrones crucen. El valor de equilibrio -- del campo eléctrico formado por esta separación de cargas es alrededor de 1/2 volts y está dentro de cada cela, día y noche para siempre.

4.1.5 GENERACION DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE LA LUZ SOLAR

La luz solar, como ya se mencionó anteriormente se puede pensar como billones de pequeños paquetes de energía llamados "fotones" viajando juntos.

Un fotón de luz solar entra a la celda por la parte de -- adelante, pasa a través de la capa impurificada de fósforo hasta el silicio tipo "P" impurificado con boro y choca con un electrón de la órbita externa de un átomo de -- silicio.

La energía cinética del fotón de luz se transfiere a este electrón y lo suelta de su ligamento. Empieza a moverse por el cristal, dejando un "hueco" en el punto donde estaba. Se pasea y es llevado al campo eléctrico formado en la unión P-N. Cuando pasa por esta barrera de potencial ganará un potencial de energía de aproximadamente 1/2 - - volt y continuará moviéndose hacia la superficie frontal de cada celda.

No fluirá ningún electrón si el circuito no est cerrado. Si el circuito está conectado a través de una carga, la -- energía que los electrones ganaron al pasar por las unio-- nes P-N se usará para realizar un trabajo. Los electrones vuelven a la parte posterior de la celda y llenar los huecos. Por cada electrón que sale de la parte frontal de la celda otro regresa a la parte posterior de la misma para - completar el ciclo.

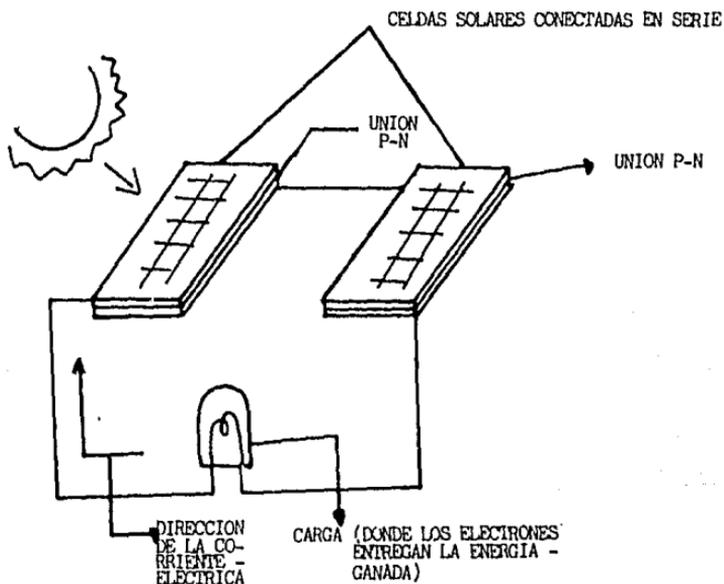


FIG. 4.9 CIRCUITO ELECTRIO DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS

4.2 CURVA DE VOLTAJE-CORRIENTE DE LAS CELDAS FOTVOLTAICAS

4.2.1 OPERACION DEL DIODO

Una celda fotovoltaica se puede representar como un diodo. Un diodo es una compuerta eléctrica construida de un material semiconductor (silicio) que contiene impurezas de - - boro y fósforo al igual que una celda fotovoltaica, por lo tanto también forman una unión P-N.

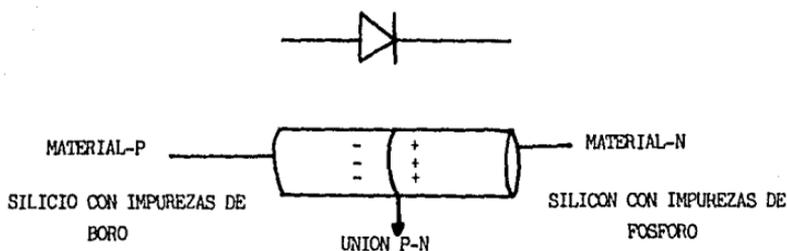


FIG. 4.10 SIMBOLO Y CONSTRUCCION DEL DIODO

4.2.1.1 Curva de Voltaje-Corriente del Diodo.

Para determinar la curva de voltaje-corriente (IV) del diodo, analizaremos éste bajo diferentes condiciones y observaremos como se comporta y como cambia el flujo de corriente.

Como primer caso suponemos al diodo desconectado de -- cualquier fuente de potencial (circuito abierto), como - se muestra en la Fig. 4.11, todas las fuerzas del diodo_ están en equilibrio, la "barrera de unión P-N" está manteniendo las cargas libres (electrones y huecos) separados, por lo tanto no existe ninguna diferencia de potencial a través del diodo.

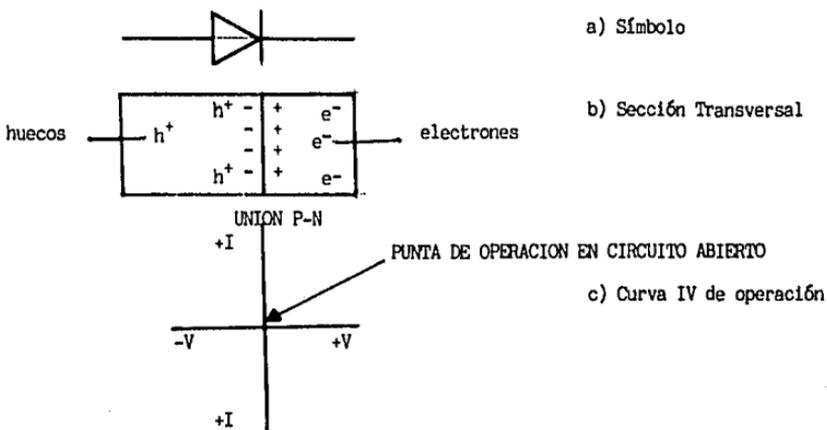


FIG. 4.11 DIODO EN CIRCUITO ABIERTO

En esta condición de cero voltaje, no existe un flujo de corriente a través de la unión, y la condición de operación es como se muestra en la Fig. 4.11 C.

Si aplicamos una diferencia de potencial a través del -- diodo en la dirección indicada en al Fig. 4.12, una fuer

za externa (voltaje) presiona a través del diodo en la dirección tal que reduce la fuerza de la barrera de unión P-N (notese la polaridad del voltaje aplicado en opuesto al de la barrera de unión).

Debido a esta reducción en la fuerza de la barrera, habrá un número de electrones y huecos con suficiente energía para atravesar esta y crear un flujo de electrones. Este número de electrones libres que cruzan la barrera, aumenta exponencialmente al decrecer la fuerza de la barrera de unión. El valor al cual se rompe la barrera es de 0.7 volts. Después de este valor la corriente fluye libremente a través del diodo.

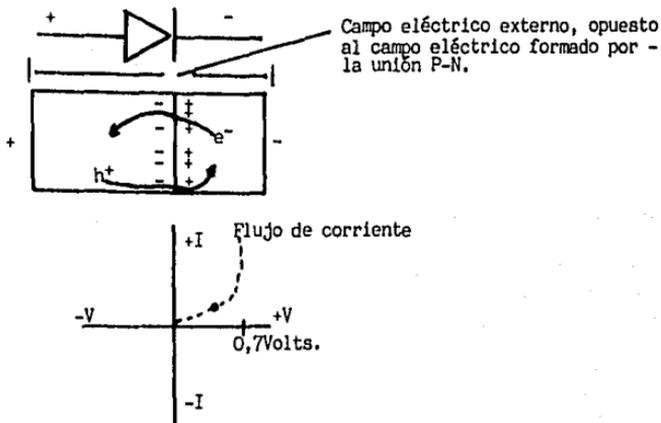


FIG. 4.12 DIODO CON VOLTAGE APLICADO EN LA DIRECCION DE CONDUCCION.

La condición opuesta ocurre, cuando la diferencia de potencial es aplicada en el sentido inverso. Al aplicar el voltaje en sentido inverso hace que la fuerza de la barrera de unión se incremente y esto impide cualquier flujo de corriente. De cualquier manera existe una pequeña corriente de fuga, los buenos diodos están diseñados para que esta corriente de fuga sea extremadamente pequeña. Ocasionalmente el voltaje aplicado en sentido inverso es tan grande que puede llegar a romper la barrera de unión destruyéndola para siempre.

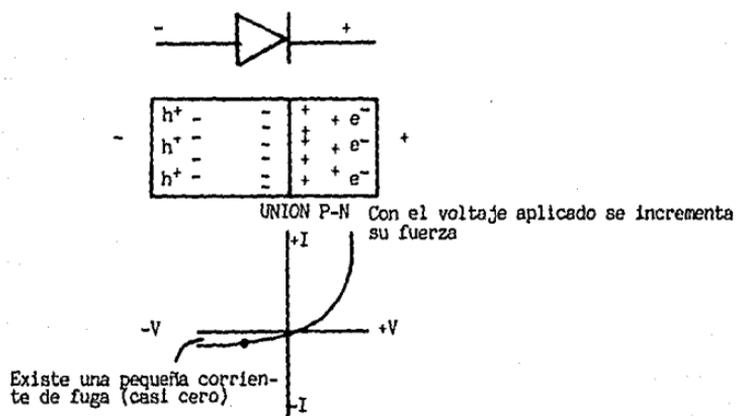


FIG. 4.13 DIODO CON VOLTAGE APLICADO EN DIRECCION DE NO-CONDUCCION.

De esta forma obtenemos la curva de operación IV característica para el diodo. En la Fig. 4.14 tenemos la gráfica de la curva de operación IV del diodo.

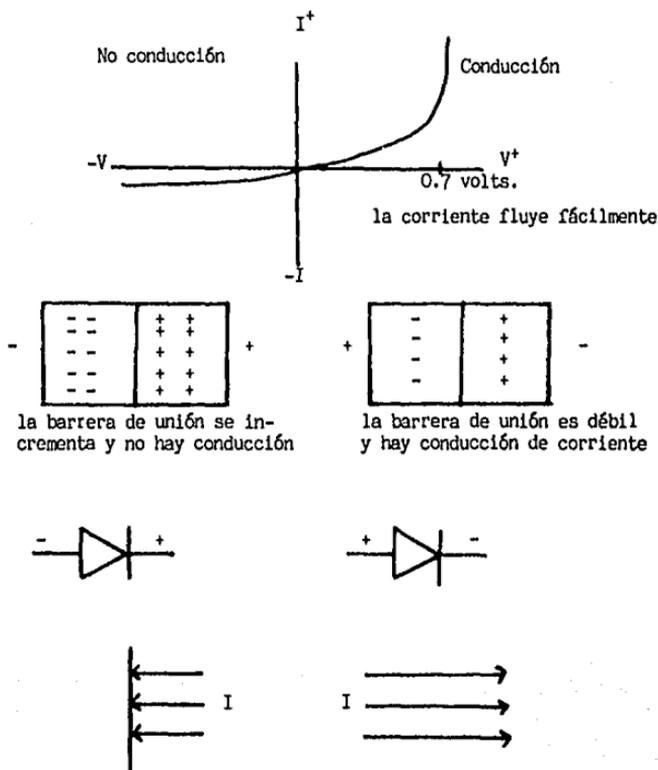


FIG. 4.14 OPERACION DEL DIODO

4.2.2 OPERACION DE UN DIODO EN LA LUZ -CELDA FOTVOLTAICA

Como ya se dijo anteriormente, una celda fotovoltaica no es otra cosa que un diodo con un espesor muy pequeño y un área bastante grande, el diámetro usual de las celdas fotovoltaicas es de 4 pulgadas y un espesor de 0.015 pulg. el frente de la celda es el material tipo N y tiene un espesor de 0.00002 pulgadas, para permitir el paso de la luz a la región tipo P. Cuando la luz del sol choca contra la celda solar, tenemos una fuente de energía eléctrica en lugar de una resistencia no lineal como lo es un diodo.

En la Fig. 4.15 tenemos representado un diodo, solo que ahora este está expuesto a la luz solar. Como ya mencionamos anteriormente, podemos imaginar a la luz como pequeños paquetes de energía llamados fotones. Estos fotones penetran dentro de la celda y llegan hasta los átomos, golpeando algunos electrones, cuando estos electrones son golpeados, se desplazan dejando un "hueco", este también se mueve debido a que otros electrones lo ocupan, a este movimiento aparente de huecos se le denomina "movimiento aparente de cargas positivas".

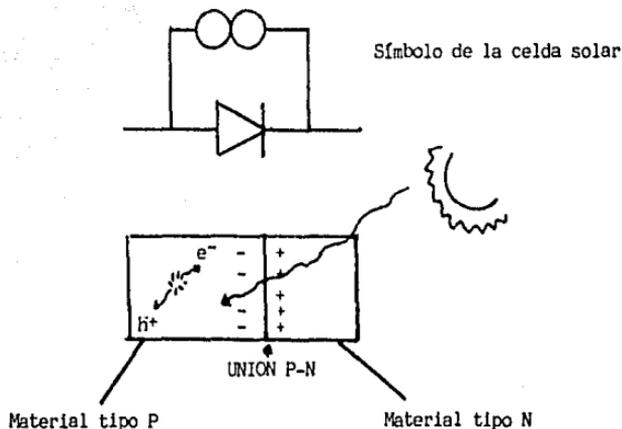


FIG. 4.15 DIODO EXPUESTO AL SOL (CELDA FOTOVOLTAICA)

Quando los electrones son golpeados por los fotones, estos ganan una energía potencial, al moverse de sus órbitas y están listos para ser usados en forma de trabajo - antes de estabilizarse en alguna cadena, lo mismo ocurre para los huecos. La barrera de unión sirve para mantener el flujo de electrones en una dirección y el flujo de huecos en otra. Este flujo de electrones con la suficiente energía para hacer un trabajo es lo que llamamos corriente eléctrica y el potencial que ganan es lo que llamamos voltaje.

4.2.2.1 Curva de Operación IV de la Celda Solar

De la misma manera que obtuvimos la curva IV del diodo lo haremos para la celda solar, esto es analizando su operación bajo diferentes condiciones.

Primero examinaremos la condición de circuito abierto, esto quiere decir que no tenemos ninguna carga conectada en los extremos de la celda, por lo tanto tenemos una resistencia infinita entre los extremos.

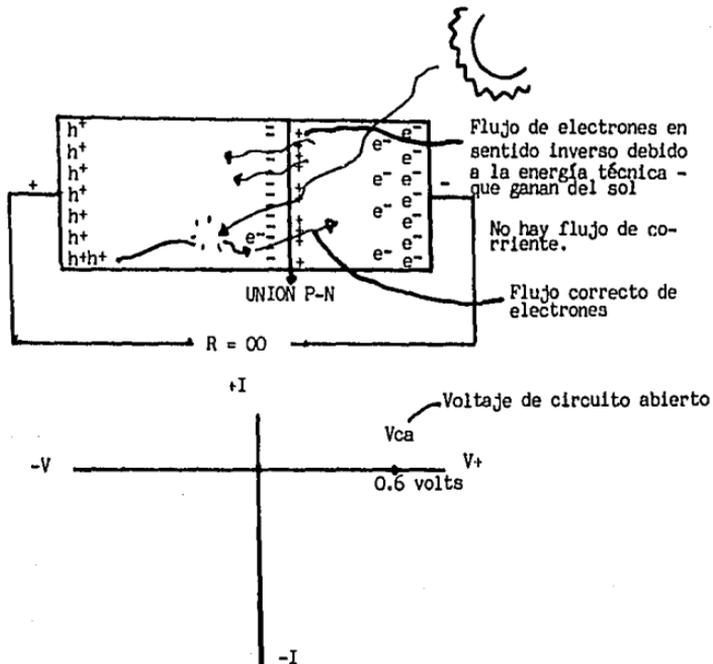


FIG. 4.16 CELDA SOLAR EN CONDICION DE CIRCUITO ABIERTO

Cuando los fotones están golpeando los electrones, estos se excitan y ganan una diferencia de potencial pero al no tener un circuito de retorno no hay forma de que exista un flujo. Al igual que en el diodo, la barrera de unión se hace más débil hasta alcanzar el valor de 0.6 volts. que es el valor de voltaje de equilibrio. La corriente que fluye a través del circuito es cero, por lo tanto la gráfica de circuito abierto de la celda solar es cero amperes y 0.6 volts. El tiempo desde que es expuesta la celda al sol y ésta alcanza el valor de voltaje de equilibrio es casi instantáneo (del orden de nanosegundo)

La siguiente condición es conectar una resistencia entre los extremos de la celda, para limitar el flujo de corriente en esta condición, ya existe un flujo de corriente.

El signo del flujo de corriente en la Fig. 4.17 es negativo debido a que la dirección del flujo es opuesto al sentido convencional del flujo de corriente.

El valor del voltaje decrece ligeramente del valor de circuito abierto, debido a que gracias al flujo de --

corriente la barrera de unión es más débil y se necesita menor voltaje para romper el equilibrio.

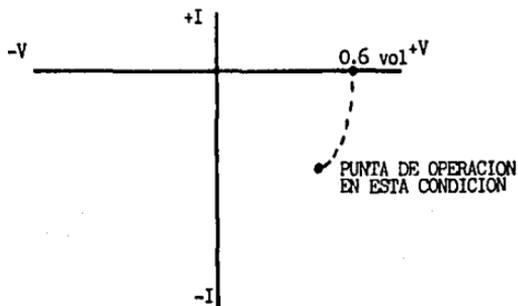
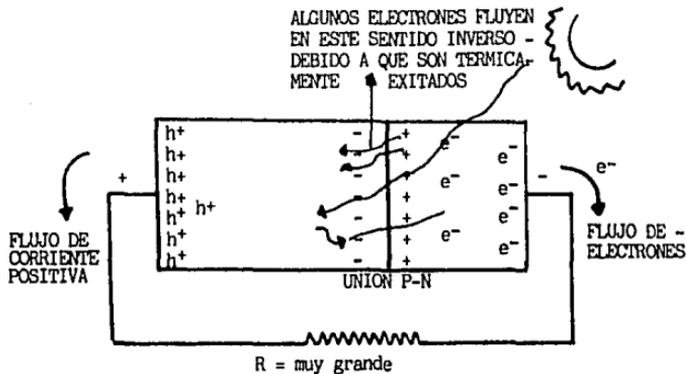
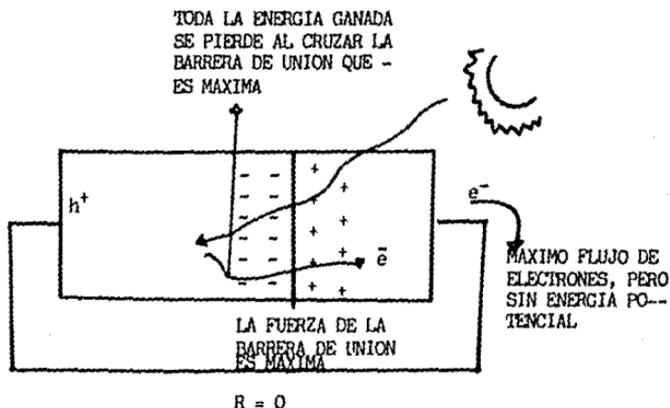


FIG. 4.17 CELDA SOLAR EN OPERACION CON UNA RESISTENCIA

ALTA

En estos momentos cabe señalar que la fuerza de la barrera y la cantidad de fotones (cantidad de luz solar) es la que determina la cantidad del flujo de corriente. La cantidad de corriente es proporcional a la intensidad de la luz solar, mientras más fotones/segundo estén chocando a la celda, más electrones son golpeados y excitados.

Cuando la resistencia externa es igual a cero, la diferencia de potencial también es igual a cero y la fuerza de la barrera de la unión es máxima, el flujo de corriente es máximo también, a este valor se le denomina corriente de corto circuito.



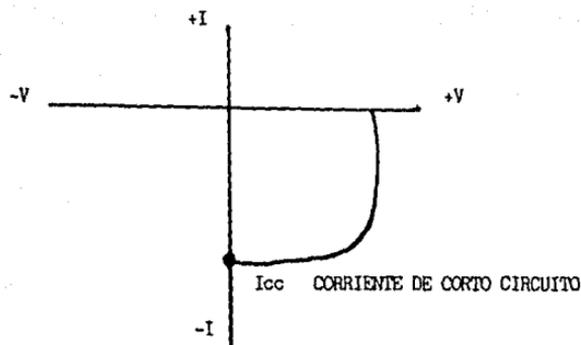


FIG. 4.18 CELDA SOLAR EN CORTO CIRCUITO

Como se ha mencionado el flujo de corriente es negativo ya que es opuesto al sentido comercial para el flujo de corriente. De ahora en adelante la gráfica de operación IV de las celdas solares, las indicaremos en forma positiva, indicando que el flujo positivo de corriente es el que fluye del frente de la celda.

El punto de operación óptimo de una celda es el valor en el cual tengamos la máxima potencia, esto en cuanto

el producto de la corriente por el voltaje es máximo, como se puede observar en la Fig. 4.19.

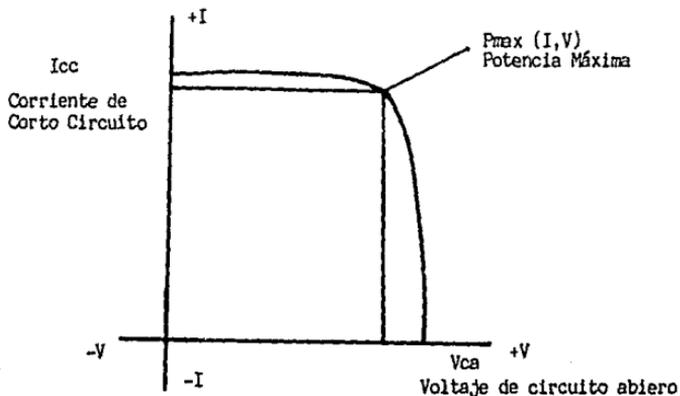


FIG. 4.19 VALORES CARACTERISTICOS DE UNA CELDA FOTOVOLTAICA

4.3 CONEXION DE CELDAS FOTOVOLTAICAS EN SERIE Y PARALELO

4.3.1 CONEXION DE CELDAS EN SERIE

Cuando se interconectan varias celdas en serie, esto es el lado positivo de una con el lado negativo de la siguiente el flujo de corriente que circula a través de -

ellos es el mismo, pero el voltaje ganado por una se incrementa al de la siguiente y así sucesivamente.

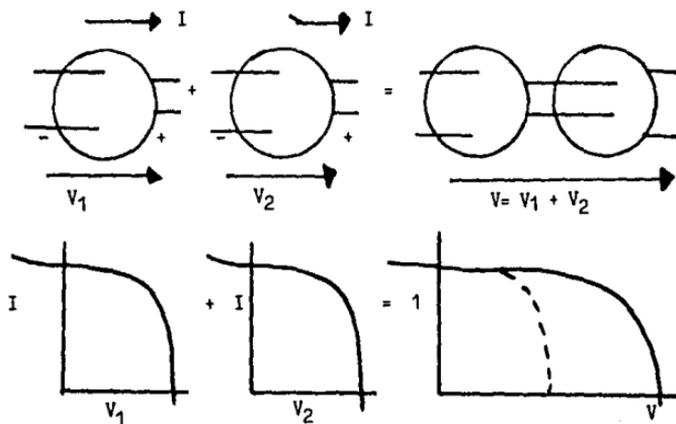


FIG. 4.20 CONEXION DE CELDAS EN SERIE

4.3.2 CONEXION DE CELDAS SOLARES EN PARALELO

Cuando las celdas fotovoltaicas son conectadas en paralelo, esto es el lado positivo de una con el lado positivo de la siguiente y el lado negativo de una con el lado negativo de la siguiente, el voltaje a través de ellos -

es igual, pero la corriente producida por una se incrementa a la corriente producida por la siguiente.

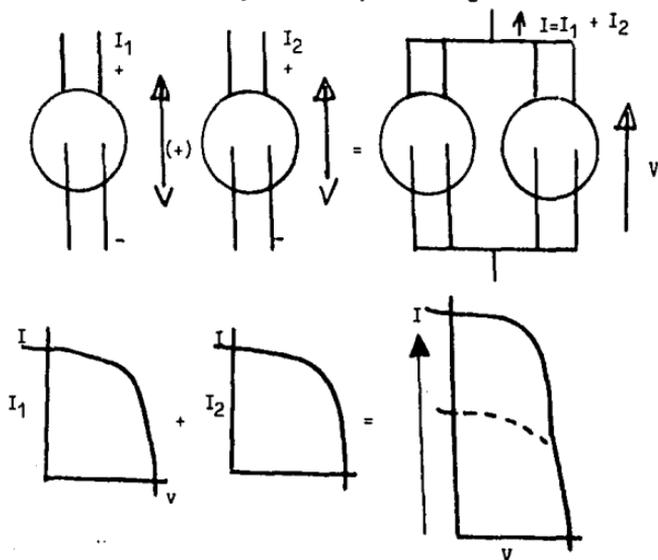


FIG. 4.21 CONEXION DE CELDAS EN PARALELO

4.4 MODULOS FOTOVOLTAICOS

Como ya se ha visto, una celda solar tiene valores característicos muy bajos para poder ser utilizados individualmente, por lo cual es necesario contruir arreglos con varias celdas solares, ya sea conectadas en serie o en paralelo, según se desee incrementar el voltaje o la corriente.

4.4.1 DIFERENTES CONSTRUCCIONES DE MODULOS FOTOVOLTAICOS

Dependiendo de las características que se requieren por la aplicación de la cual se destinará el módulo fotovoltaico, las compañías fabricantes tienen varios modelos. Al final de este capítulo anexo las hojas técnicas de los módulos de uno de los fabricantes a los cuales me refiero en el transcurso de este trabajo por su número de modelo.

4.4.2 CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS

Dentro de las características que deben guardar los módulos fotovoltaicos, es que deben tener una construcción que no afecte en la operación de las celdas individuales.

Las celdas que integran un módulo fotovoltaico deben de estar comprendidas en un rango muy estrecho en cuanto a sus parámetros eléctricos para evitar descompensaciones que se producirán en el interior del módulo, si unas generan más corriente que las vecinas.

El módulo fotovoltaico consta de diversas capas que recubren a las celdas solares por arriba y por abajo, con el fin de darles una protección mecánica, toda vez que

además las protegen contra los agentes atmosféricos, - especialmente el agua que puede llegar a causar oxidación de los contactos, con lo cual las celdas solares - quedarían inservibles.

Como ya mencionamos los módulos fotovoltaicos tienen es estructuras y formas muy variadas, según los fabricantes. Podemos hacer una división genérica diciendo que un módulo F.V. puede estar formado por:

- A)- Cubierta exterior
- B)- Capa encapsulante anterior
- C)- Celdas fotovoltaicas
- D)- Capa encapsulante posterior
- E)- Protección posterior
- F)- Marco soporte
- G)- Contactos eléctricos de salida.

4.4.2.1 Cubierta Exterior

La cubierta exterior tiene una función evidentemente protectora, ya que es la que debe sufrir la acción - de los agentes atmosféricos. Por este motivo, se -- suele utilizar vidrio.

El vidrio, especialmente el templado, presenta unas cualidades que confieren al módulo fotovoltaico unas grandes ventajas respecto a otros tipos de materiales, ya que presenta una buena protección contra el impacto a la vez que tiene una excelente transmisión a la radiación solar.

El cristal utilizado para la fabricación de módulos fotovoltaicos debe ser, en su parte exterior, sumamente liso y capaz de no retener suciedad. No ocurre así normalmente en el posterior que está en contacto con el encapsulante y es rugosa con el fin de mejorar la penetración de la radiación y la adherencia con el encapsulante que va a embutir a las celdas fotovoltaicas.

4.4.2.2 Capas Encapsulantes

Son las encargadas de proteger las celdas fotovoltaicas y los contactos de interconexión. Los materiales usados (siliconas polivinilobutiral, EVA, etc.) deben presentar sobre todo una excelente transmisión a la radiación solar, así como una nula degradación frente a las radiaciones ultravioleta, ya que si no es así puede disminuir el rendimiento del módulo.

El encapsulante debe prestar también la misión de - proteger y amortiguar las posibles vibraciones e impactos que se puedan producir, así como actuar de - adhesivo entre las cubiertas posterior e inferior.

4.4.2.3 Protección Posterior

Su misión consiste fundamentalmente en una protección contra los agentes atmosféricos, ejerciendo -- una barrera infranqueable contra la humedad. Algunos fabricantes utilizan cristal, pero normalmente suelen utilizarse materiales acrílicos, silicones, o tedlar.

Este último material, muy usado, proporciona unas características inigualables, ya que es 2.3 veces - menor absorbente de la humedad que el silicón.

Habitualmente tienen color blanco, ya que ésto favorece el rendimiento del módulo, debido a que al reflejar la radiación incidente entre los intersticios que dejan las celdas, ésta se refracta en las rugosidades del vidrio en su parte interior, haciendo - que incida de nuevo sobre las celdas.

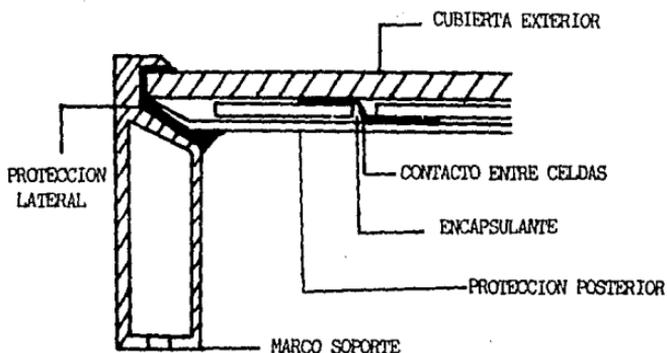


FIG. 4.22 CORTE TRANSVERSAL DE UN MODULO FOTOVOLTAICO

4.4.2.4 Marco Soporte

Esta parte es la encargada de dar rigidez mecánica - al conjunto y permite su inserción en estructuras -- que agruparan más módulos.

El marco suele ser de aluminio cuodizado o acero - - inoxidable y a veces puede aplicarse un tratamiento_ especial para hacerlo aún más resistenten al ambiente_ marino.

4.4.2.5 Contactos Eléctricos

Son aquellos que van a permitir la conducción de la energía producida por el conjunto de celdas. Las formas y los métodos son variados. Unos fabricantes proporcionan uno o dos metros de cable que salen -- del interior del módulo.

4.5 FACTORES QUE AFECTAN LA OPERACION DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS

La mayor parte de la energía que choca contra las celdas fotovoltaicas, se pierde antes de ser convertidas en -- electricidad. La máxima eficiencia en las celdas solares que se han desarrollado son del orden del 30%, pero la típica eficiencia de las celdas que encontramos comercialmente es del orden del 10 - 15%. Algunos de los factores que afectan la eficiencia de las celdas, son característicos y no pueden ser cambiados, otros pueden -- ser mejorados bajo el desarrollo de nuevos y mejores diseños.

Los principales fenómenos que afectan la eficiencia de las celdas fotovoltaicas son:

A) Reflección de la superficie de la celda

- B) Intensidad de la luz
- C) Resistencia eléctrica
- D) Temperatura de operación
- E) Suciedad

4.5.1 REFLECCION

Gran parte de la energía que choca contra la celda -- es reflejada, normalmente una celda de silicio no tratada para combatir este fenómeno refleja el 36% (o más) de la luz solar que choca contra ella. Este es un valor demasiado grande de pérdida de energía, afortunadamente como ya se mencionará en el siguiente capítulo, existen métodos para tratar la superficie de la celda y reducir esta pérdida de energía.

4.5.2 INTENSIDAD DE LA LUZ

4.5.2.1 Distribución del espectro

La distribución del espectro de la luz solar, se refiere a que tanta de la energía de la luz está distribuida en diferentes longitudes de onda. La Fig. 4.23 muestra la distribución del espectro de la luz

solar en la superficie de la tierra, así como en la superficie de la atmósfera. El rango en el cual responden las celdas fotovoltaicas de silicio está también representado en la gráfica.

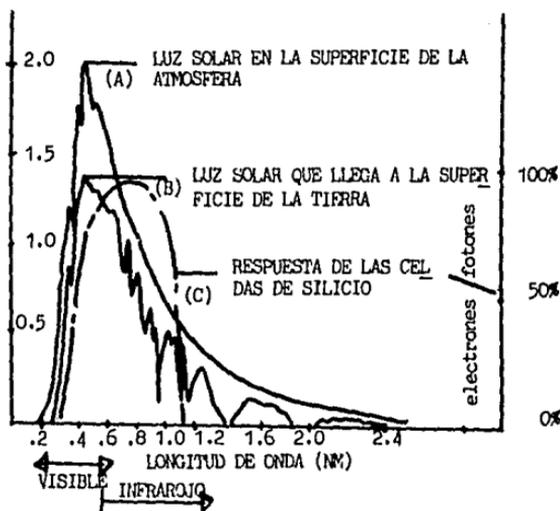


FIG. 4.23 RESPUESTA DE LAS CELDAS DE SILICIO A LA LUZ SOLAR

La exacta distribución de la luz solar que choca -- con la superficie de la tierra, depende de como intervenga la atmósfera. En la mañana y en la tarde el sol está en una posición iclinada y los rayos solares tienen que atravesar una mayor cantidad de atmósfera. Para determinar esta medida, se utiliza

un factor que se llama "Masa de Aire", la cual es - una medida de la distancia que recorre la radiación a través de la atmósfera y que, lógicamente varia - en función del ángulo de incidencia, según la fórmula la siguiente:

$$AM = 1/\cos \theta$$

donde AM = AIR MASS (masa de aire)

θ = ángulo entre el rayo vector del sol y la perpendicular a la superficie del lugar.

Por ejemplo: para un ángulo $\theta=0^\circ$ es decir, cuando el sol está en su punto más alto y sus rayos caen perpendicularmente a la tierra, el AM será la unidad.

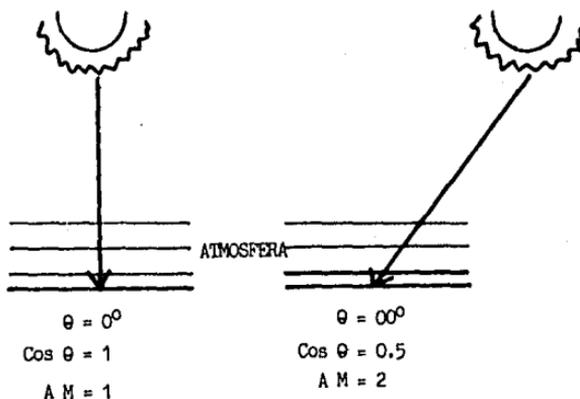


FIG. 4.24 CONCEPTO DE MASA DE AIRE

Un promedio de 1.5 de AM ha sido determinado como -
standard para determinar las características de los
módulos fotovoltaicos.

Como se puede ver en al Fig. 4.23 la longitud de on
da de la luz que choca con la celda fotovoltaica -
producirá diferente cantidad de corriente: por ejem
plo la misma cantidad de la luz azul y la roja no -
liberará el mismo número de electrones en la celda,
así que en la región del rojo y del infrarojo - -
(0.8 - 1.0 nm) la relación es de casi uno, esto - -
quiere decir que por cada fotón que penetra en la -
celda, producirá un electrón-hueco. Sin embargo en
la región azul (0.3 - 0.4 nm), menos de la mitad de
los fotones que penetren la celda, producirán un -
electrón-hueco.

4.5.2.2 Intensidad de la luz

Cuando menos luz incide sobre la celda fotovoltaica,
la salida de la misma decese. Como ya se mencionó
anteriormente, la relación en que decese la corrien
te es proporcional a la reducción en la intensidad
de la luz.

En la gráfica 4.25 se muestra como decae la corriente de una celda solar con respecto a la intensidad de la luz.

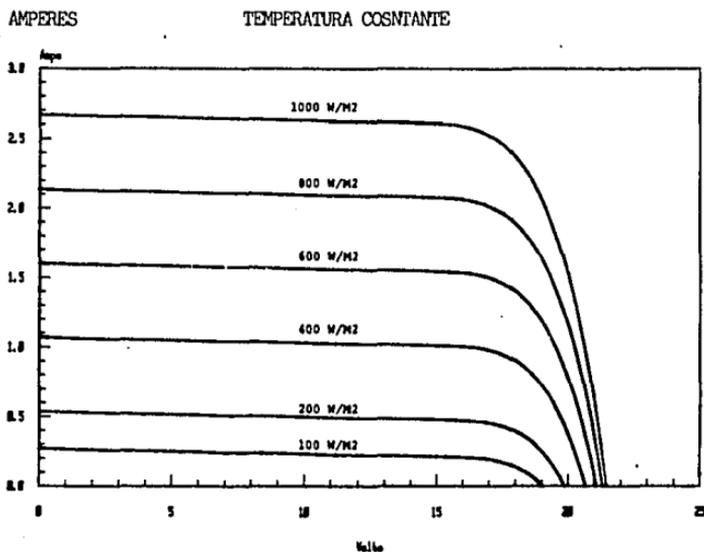


FIG. 4.25 VARIACION DE LA CORRIENTE CON RESPECTO A LA VARIACION DE LA INTENSIDAD DE LA LUZ PARA UNA CELDA FOTOVOLTAICA.

El valor de 1000 W/M2 (o 100 mw/cm2) se ha considerado como el standard para las condiciones de instalación al mediodía, a nivel del mar en el ecuador - en un día despejado para determinar la máxima insolación o "insolación-pico".

4.5.3 TEMPERATURA

A diferencia de un sistema solar térmico, el sistema fotovoltaico desciende su eficiencia a medida que aumenta la temperatura.

- a) Como se calientan los cristales de silicio, los electrones empiezan a vibrar más violentamente y hace que tomen menos energía de los fotones. El resultado de esto es que un fotón que no tenía suficiente fuerza para liberar un electrón cuando este estaba frío, la tiene para liberarlo - - cuando está caliente, esto quiere decir que más corriente es generada por la misma intensidad de luz.

- b) Cuando la celda se calienta, más electrones libres tienen suficiente energía para cruzar la barrera de unión en sentido inverso y esto hace que se reduzca el voltaje. Esto se muestra en la Fig. 4.26

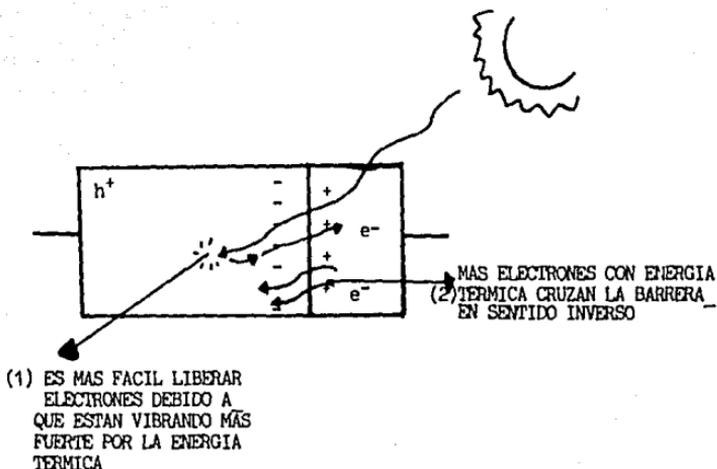


FIG. 4.26 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS

Para darnos cuenta claramente de estos fenómenos - que se producen con el aumento de la temperatura - de las celdas, es necesario examinar estos fenómenos, bajo diferentes condiciones.

Primero analizaremos las celdas en condición de -
corto circuito.

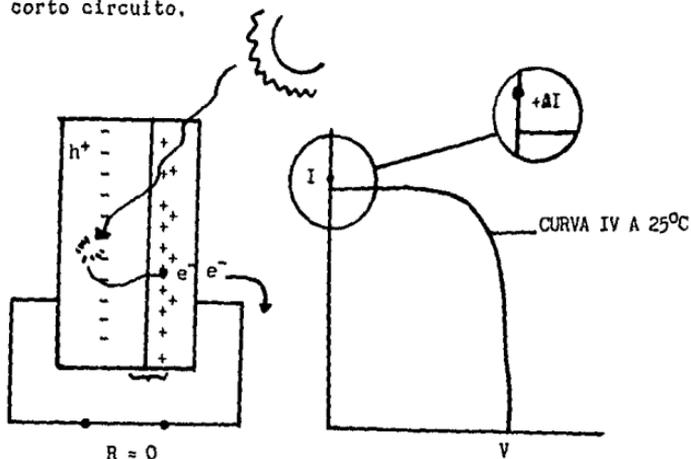
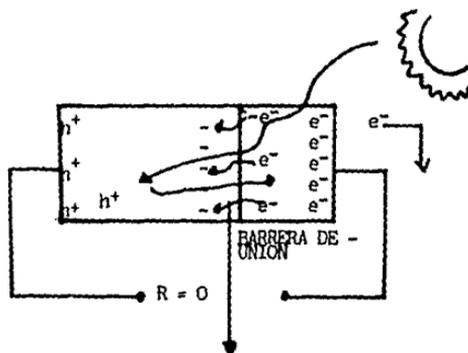


FIG. 4.27 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN CONDICION
DE CORTO CIRCUITO

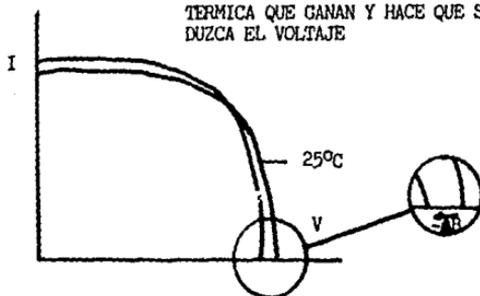
Como no hay una resistencia externa ($R = 0$) y ya vimos que la corriente es máxima y el voltaje es cero, como mencionamos anteriormente al aumentar la temperatura, los electrones están vibrando más fuertemente, por lo tanto con la misma intensidad de luz podemos aumentar el número de electrones liberados y es por esto que tenemos un ligero aumento de la corriente que entrega el circuito.

El incremento de corriente es muy pequeño, es del orden de solo $+0.0003 \text{ amp}/^{\circ}\text{C}$.

En condiciones de circuito abierto, es decir con una resistencia externa de infinito ($R = \infty$), con el incremento de temperatura más electrones cruzan la barrera de unión en sentido inverso. Esto hace que el valor de voltaje de circuito abierto sea menor a medida que aumentala temperatura.



MAS ELECTRONES CRUZAN LA BARRERA EN SENTIDO OPUERTO DEBIDO A LA ENERGIA TERMICA QUE GANAN Y HACE QUE SE REDUZCA EL VOLTAJE



El valor que pierden de voltaje en circuito abierto con la temperatura, es de aproximadamente -0.00225 Volts/ $^{\circ}\text{C}$. Sin embargo cuando muchas celdas son conectadas en serie para incrementar el voltaje, este efecto es más grave que lo que se podía pensar como beneficio del incremento de la corriente con la temperatura. Para dar una idea, al tener 36 celdas conectadas en serie el valor de voltaje que se reduce es de $36 \times (-0.003\text{V}/^{\circ}\text{C})$ o -0.08 Volts/ $^{\circ}\text{C}$. Los fabricantes generalmente ofrecen las curvas características de sus módulos, a una temperatura de 25°C , -- para corregir los valores a las temperaturas reales de operación se pueden considerar los valores antes indicados.

Al final de este capítulo, se presentan algunas -- curvas características de algunos modelos de módulos fotovoltaicos, así como sus variaciones con respecto a la intensidad de la luz y la temperatura.

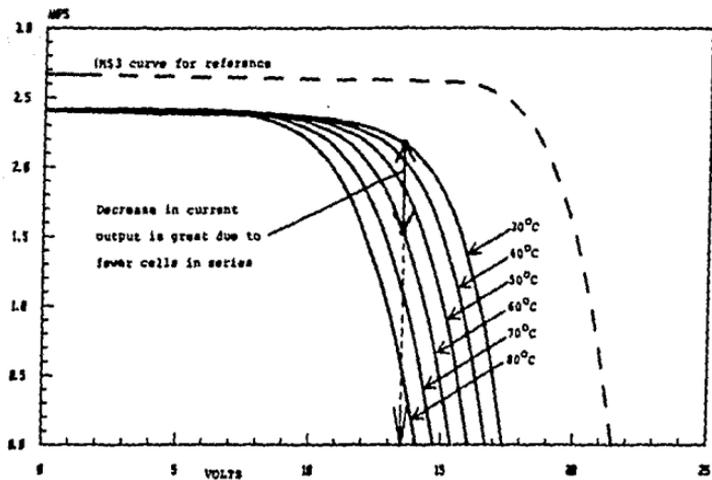


FIG. 4.28 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN UN MODULO FOTOVOLTAICO

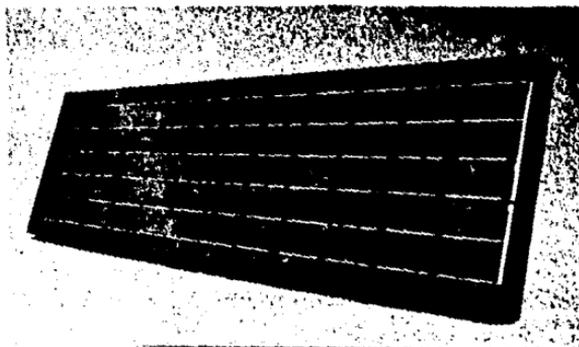


FIG. 4.29 MODULO FOTOVOLTAICO DE 53 WATTS DE POTENCIA
PICO

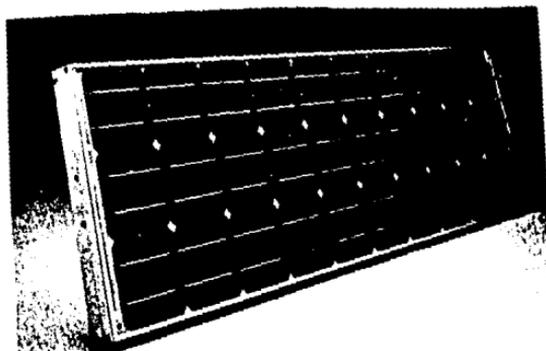


FIG. 4.30 MODULO FOTOVOLTAICO DE 30 WATTS DE POTENCIA
PICO

Especificaciones de energía



1000 W/m²
espectro AM 1.5
y temperatura de la célula
de 25°C (± 0.5°C)

Tensión típica de circuito abierto	21,7 voltos
Corriente típica de circuito abierto	2,7 amperios
Tensión típica en carga	17,3 voltos
Corriente típica en carga	2,49 amperios
Eficiencia típica del módulo	11,5%
Potencia promedio típica en vatios a la prueba, ± 10%	43 vatios/P. máx.

Características del módulo

Condiciones de prueba

La tabla 1.1 proporciona un listado de parámetros para cada célula cuando se somete a producción de energía según los estándares de calidad de la industria de la energía solar en un ambiente controlado a una temperatura de operación de 25°C (± 0.5°C) y una temperatura normal de operación de la célula (NOCT) de 45°C.

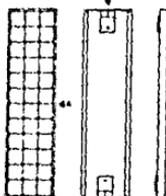
1000 w/m² ± 2%

1000 w/m² ± 2%

Módulo fotovoltaico M53

A. Longitud: 132 cm
B. Ancho: 51 cm

C. Profundidad: 1 cm.
E. un empalme a cada 40 cm.



- Células solares de silicio monocristalino eléctricamente pasivadas.
- Contactos redundantes múltiples, a prueba de fatiga, en cada célula para confiabilidad del circuito.
- Temperatura normal de operación de la célula (NOCT) 47°C/50°C (versión negra).
- Condiciones de servicio: temperatura de -40°C a +90°C, humedad de 0 a 100%.
- Configuración cuadrícula (rejilla) de la célula diseñada por computadores para alta conductividad.
- Células químicamente texturizadas para mejorar el atrapamiento.
- Dos diodos de derivación. Cada uno cubre 24 células, con un total de 12 células.
- Fronte de vidrio templado antirreflector.
- Reflexión especular en la cara interna del vidrio frontal.
- Conversión eficiente de luz directa y de luz difusa.
- Encapsulación polimérica.
- Revestimiento protector de capas múltiples detrás de las células.
- Rejilla lateral de aluminio interconectada — (opción de placas negras anodizadas).
- Tornillo de sujeción a tierra externo.
- La superficie del módulo facilita la sustitución por procesos naturales (luz, viento, etc.).
- Capas de conexión diseñadas para facilitar el acceso al cableado.
- Corriente de fuga del módulo inferior a 50 microamperios a 3000 VCC.
- Continuidad a tierra interior a 1 ohmio para todas las superficies metálicas.

FIG. 4.31 HOJA TÉCNICA DE DATOS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO M53

5. FABRICACION DE MODULOS FOTOVOLTAICOS

5.1 FABRICACION DE LAS CELDAS FOTOVOLTAICAS

El silicio, como ya mencionamos anteriormente, ha sido el material que más ha atraído la atención en el desarrollo de las celdas fotovoltaicas, aunque más adelante mencionaremos algunos desarrollos de celdas en otros materiales, hasta ahora el silicio es el -- único material por el cual tenemos celdas y módulos fotovoltaicos comercialmente.

El silicio, además de sus características eléctricas presenta otra gran ventaja para ser empleado en la fabricación de celdas fotovoltaicas. Es el segundo elemento más abundante en la tierra, aunque no exista como silicio, pero lo podemos encontrar como sílica, o cuarzita, constituido en su mayor parte por dióxido de silicio. (SiO_2).

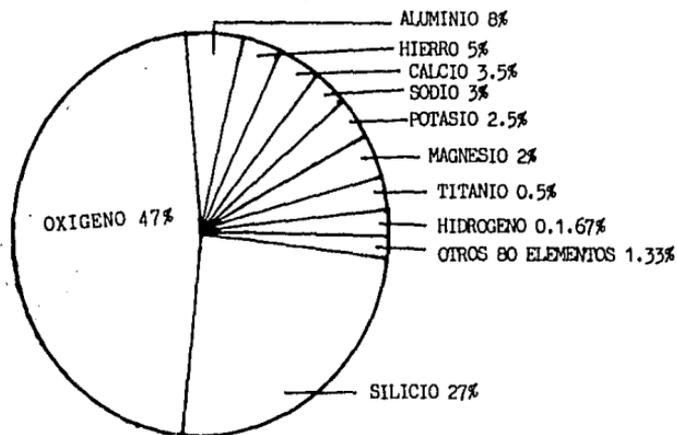


FIG. 5.0 LOS ELEMENTOS MAS ABUNDANTES EN LA CORTEZA TERRESTRE

Otros materiales con contenido de silicio es la arena común, pero partir de estos materiales para la fabricación de celdas solares, resulta muy costoso, debido al alto contenido de impurezas que hay que eliminar.

5.1.1 PURIFICACION DEL SILICIO

Para iniciar la purificación del silicio, es preciso fundir el (SiO_2) en un horno de arco, con electrodos de carbón, de ahí gran parte del oxígeno se evapora y el silicio fundido se sedimenta en el fondo del horno, donde después será extraído. Al producto obtenido mediante este proceso, se le llama silicio metalúrgico y si el proceso se realiza cuidadosamente contiene 98% de silicio y 2% de impurezas. Aún esta pureza no es la adecuada para la fabricación de celdas fotovoltaicas, por lo que es necesario purificarlo.

Hasta el momento, el método industrial más eficaz consiste en utilizar el silicio metalúrgico en la obtención de un compuesto fácilmente purificable; para ello, el más común es el triclorosilano (SiHCl_3) un compuesto de estado líquido a la temperatura ambiente. El triclorosilano se destila apropiadamente hasta disminuir la concentración de impurezas en

proporciones extremadamente bajas (del orden de -- una parte por 109 átomos). Finalmente el triclorosilano se hace reaccionar con hidrógeno de alta pureza en una cámara especial; para lograr la participación del silicio puro. En total, este procedimiento hace que el costo del silicio sea aproximadamente del orden de 70 dolares por Kg., de este costo, el 80% ocurre en la reducción del triclorosilano en silicio de alta pureza.

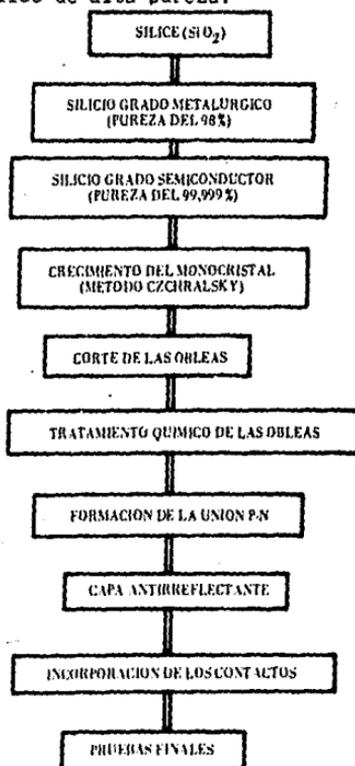


FIG. 5.1 PROCESO DE FABRICACION DE CELDAS FOTOVOLTAICAS DE SILICIO MONOCRISTALINO

Este silicio de alta pureza es un material policristalino. Para la fabricación de celdas solares con alta eficiencia, es necesario hacer del silicio - policristalino en un silicio monocristalino.

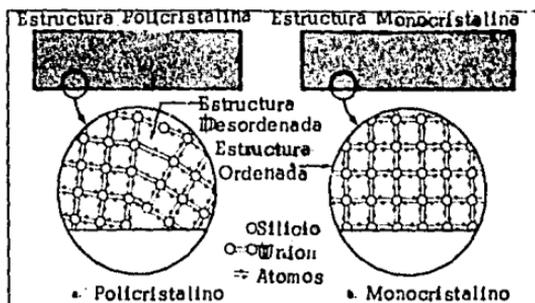


FIG. 5.2 SILICIO POLICRISTALINO Y MONOCRISTALINO

5.1.2 FABRICACION DEL SILICIO MONOCRISTALINO

El procedimiento de cristalización del silicio, puede efectuarse por tres diferentes procedimientos:

- 1).- El de estiramiento o Czochralski
- 2).- El de pedestal o de obtención de listones
- 3).- El de zona flotante

En la actualidad el método más usado es el de Estiramiento o Czochralski.

5.1.2.1 Proceso de Estiramiento o Czochralski

Esta técnica Czochralski consiste en fundir en un cristal apropiado, disminuir la temperatura hasta unos cuantos grados arriba del punto de solidificación y en seguida introducir en el silicio fundido, una "semilla" de silicio monocristalino hasta que se forme una interface sólido-líquido. Los átomos del material fundido tienen más energía que los de la semilla y tienden a ocupar los lugares de mínima energía que ésta les proporciona cuando todos los lugares de una capa de átomos se han ocupado, ésta puede retirarse (tirando de la semilla) a una velocidad de 10 cm/hora para formar otra y así sucesivamente. Una ventaja de este método, es que el cristal crece siguiendo el mismo patrón de la semilla, por lo que de antemano es posible definir la orientación del cristal que va a crecer. Además para -- que el proceso se efectúe bajo condiciones térmicas de la manera más uniforme posible, también se hace girar la semilla y, con frecuencia el crisol. Antes de iniciar el proceso antes descrito, es necesario

agregar al silicio líquido, el material dopante con características positivas, es decir el boro, con una concentración de un átomo de boro por cada millón de átomos de silicio.

El resultado de este proceso, es un lingote cilíndrico de aproximadamente 7.5 cm. de diámetro.

El silicio es un material especialmente difícil de trabajar; cuando se encuentra en estado líquido reacciona con cualquier tipo de gas. Una de las características de los monocristales comerciales de silicio por el método Czochralski, es precisamente su alta concentración de oxígeno.

Cuando se encuentra el oxígeno aislado en la red cristalina, este es eléctricamente inactivo, pero al reaccionar termicamente (por ejemplo, en las celdas solares al estar en contacto con los rayos del sol), tendrán un comportamiento que produce efectos degradantes.

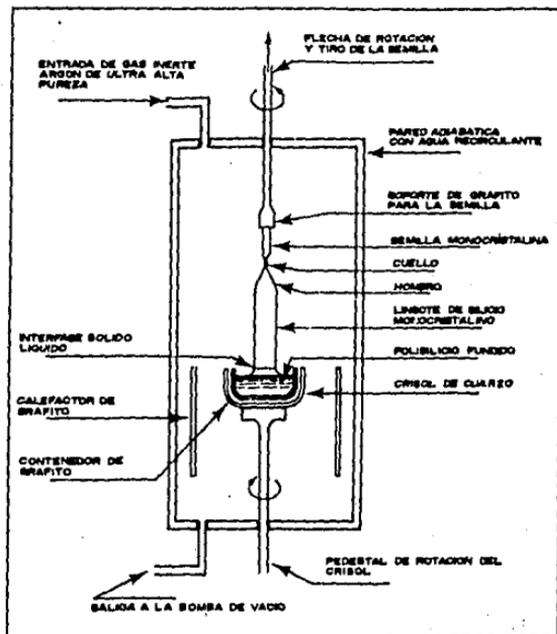


FIG. 5.3 HORNO DE CRECIMIENTO CZOCHRALSKI

Durante el proceso de crecimiento del silicio en el horno Czochralski, deben controlarse cuatro parámetros críticos: la temperatura del horno, la temperatura de la interfase sólido-líquido, la velocidad de tiro de la semilla, la velocidad de rotación del crisol y la semilla y el flujo del gas inerte - - (Argón de ultra alta pureza).

Precisamente el proceso se realiza en atmósfera - - inerte para desalojar todo el oxígeno y el carbón - que surgen de la reacción del silicio líquido con - el crisol de cuarzo y las partes de grafito del calefactor.

5.1.2.2 Proceso de zona flotante.

Este proceso de zona flotante, es similar al de - - Czochralski, sólo que se requiere un lingote de silicio policristalino colocado en la parte superior_ de la semilla de silicio monocristalino.

El método se llama de zona flotante porque la región de silicio líquido no tiene soporte, es decir, se -

mantiene unido a la semilla sólo por la tensión superficial.

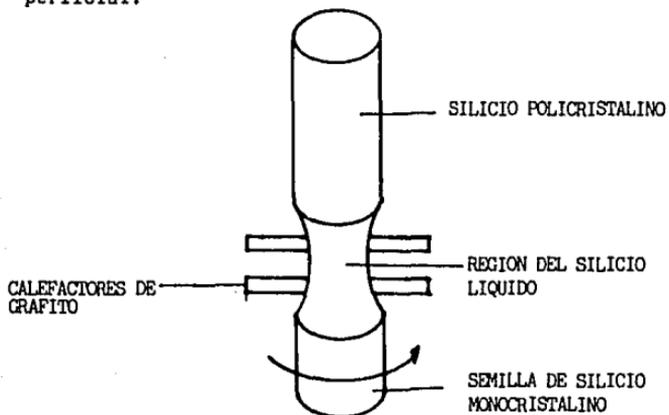


FIG. 5.4 PROCESO DE ZONA FLOTANTE

5.1.2.3 Proceso de pedestal o de obtención de listones.

Este proceso aún se encuentra en etapa de investigación, pero existen grandes expectativas para el futuro.

Este proceso también llamado "método de obtención de listones", como su nombre lo indica, se obtienen listones de silicio monocristalino.

En la actualidad las celdas solares que se han fabricado por este método, han arrojado una eficiencia del 12%, debido al alto contenido de impurezas que se han podido controlar hasta ahora. Ver Fig. - 5.5.

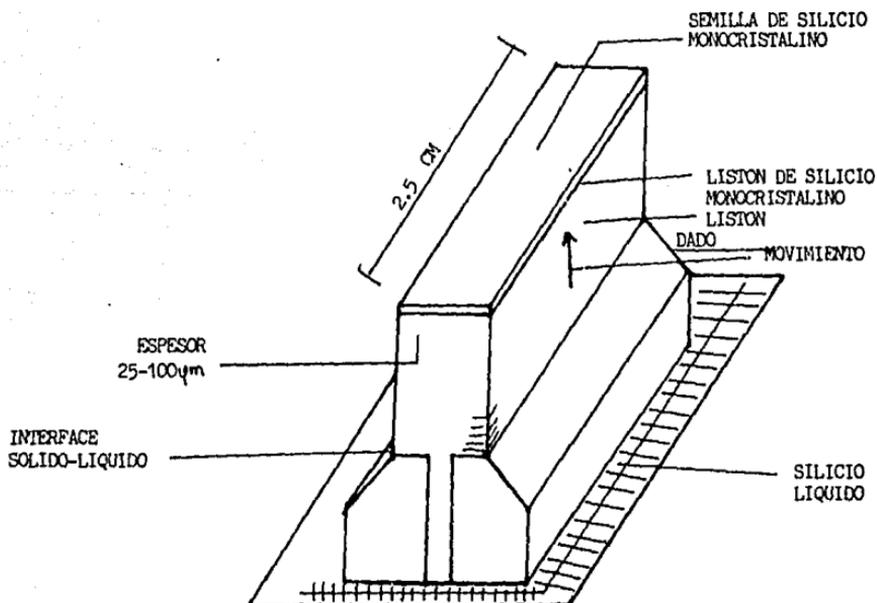


FIG. 5.5 "METODO DE OBTENCION DE LISTONES" O DE PEDESTAL.

5.1.3 FABRICACION DE LAS OBLEAS

Una vez que hemos obtenido el lingote de silicio - monocristalino, el siguiente paso consiste en hacer cortes perpendiculares al eje de crecimiento, de los extremos superior e inferior, llamados cabeza y cola respectivamente. El siguiente paso consiste en rectificar el lingote, hacerlo perfectamente cilíndrico con un diámetro apropiado y eliminar todas las imperfecciones radiales ocasionadas durante el crecimiento. En el caso de celdas solares rectangulares, durante este proceso el lingote es transformado en un rectángulo cortando los excedentes de los cuatro lados. Al fabricar celdas solares rectangulares se obtiene mucho material que no se aprovecha y que necesariamente será nuevamente procesado, pero esto se justifica al tener una mayor área de exposición al sol, una vez teniendo el módulo solar. De este hablaremos más ampliamente durante el tema de fabricación del módulo.

Una vez rectificado el lingote, se procede a cortarlo con navajas de diamante en obleas. El espesor de cada oblea es de 0.5 milímetros típicamente. Debido a la irregularidad del corte en este proceso, se pierde casi el 50% de las obleas obtenidas. Después

de esto, las obleas son pulidas para eliminar - - cualquier imperfección durante el proceso del corte.

5.1.4 FORMACION DE LA UNION P-N

Como ya se dijo antes, la unión P-N se forma cuando se ponen en contacto un silicio con características tipo P y uno con tipo N. En la práctica, este procedimiento es algo diferente. Una vez que tenemos la oblea con características tipo P, (como ya se dijo anteriormente al silicio líquido agregamos las impurezas de boro), esta oblea es sometida a un proceso de alta temperatura (900°C) y a un flujo de pentóxido de fósforo que parte de una fuente líquida de oxiclóruo.

Este proceso que puede durar hasta una hora, es la parte medular de una celda solar, la concentración de átomos de fósforo que obtendremos es del orden de 10^{21} átomos/cm³. El calentar la superficie de la oblea es lo que permite la penetración de los átomos de fósforo.

Al finalizar este proceso tenemos una celda solar, la cual ya tiene las características de ser fotosen

sible, sin embargo se requiere de los medios para -
recuperar la corriente generada.

5.1.5 CONTACTOS ELECTRICOS

En la parte trasera de la celta (tipo P) se le depositará aluminio o plata, ya sea por evaporación_ al alto vacio (EAV) o por serigrafía con pastas - metálicas. Con esto se cubrirá una de las caras - tipo N que se obtienen durante la difusión.

El siguiente paso consiste en depositar un metal - que servirá de enlace entre el aluminio y el conductor superficial.

Este puede ser titanio o paladio y en seguida se - deposita plata o níquel; estos depósitos pueden - ser por evaporación al alto vacio o serigrafía.

El mismo procedimiento se lleva a cabo para la cara frontal, solo que en forma de enrejado con un - diseño tal que obtenga los siguientes objetivos:

+ Que se tenga el área máxima de captación de -
electrones

- + Que se tenga la mínima resistencia eléctrica
- + Que permita el máximo paso de la luz

5.1.6 CAPA ANTIRREFLEJANTE

Para aumentar la eficiencia de las celdas y evitar las pérdidas por reflexión, es necesario aplicar una capa antirreflejante, la cual puede ser de óxido de silicio, óxido de estaño u óxido de titanio, en un espesor de 300-700 amstrongs. El método de aplicación puede ser por evaporación al alto vacío o por depósito pirolítico conocido también como "rocío químico".

Otro método efectivo para reducir las pérdidas por reflexión, es el texturizado de la celda, consiste en atacar químicamente la superficie para formar una forma piramidal y hacer que la luz choque con las pirámides y mayor cantidad sea absorbida y menor reflejada. Ver figura.

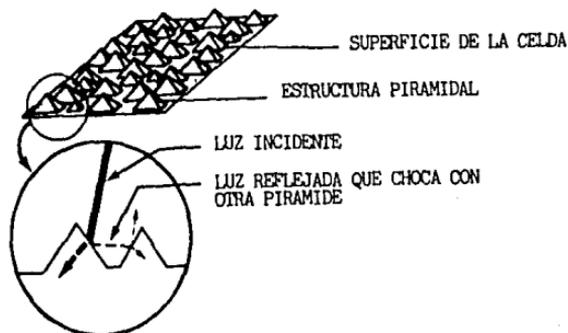


FIG. 5.6 EFECTO DEL TEXTURIZADO DE LA CELDA

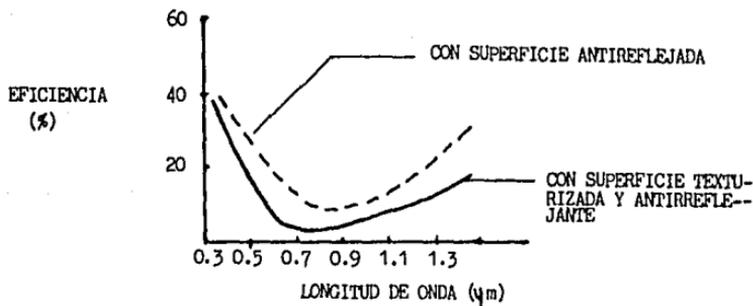


FIG. 5.7 COMPARACION DE EFICIENCIA EN SUPERFICIE TEXTURIZADA Y ANTIRREFLEJANTE Y SOLO AN ANTIRREFLEJANTE PARA VARIAS LONGITUDES DE ONDA.

Una vez que se dispone de las celdas solares debidamente seleccionadas y agrupadas, se interconectan en serie para conseguir una tensión normalizada y por lo tanto fácil de trabajar con ella. Generalmente se dispone de un total de 30 a 36 celdas, número que variará en función del tipo y tensión de cada una.

Dispuesto el circuito eléctrico, se depositan por una parte, el cristal y una capa de encapsulante y, por la contraria, otra capa de encapsulante y la de protección posterior. Este conjunto es introducido en un horno especial para laminación, donde se realiza el vacío para hacer desaparecer toda bolsa de aire que pueda quedar en el interior. Seguidamente se va aumentando la temperatura, de tal forma que el encapsulante empiece a fundirse, rodeando totalmente a celdas y contactos a la vez que hace de adhesivo con el cristal y la capa posterior, quedando el conjunto totalmente sellado.

Una vez que todas estas capas han formado un bloque compacto, se aplica el marco soporte mediante silicona, para permitir sin problemas las dilataciones del conjunto por efecto del calor.

El proceso siguiente consiste en incorporar los -
bornes de conexión y realizar las pruebas finales
al módulo.

5.3 PRUEBAS A LAS QUE SE SOMETEN LOS MODULOS FOTOVOLTAI COS

A continuación se presenta un resumen de las prue--
bas a que deben ser sometidos los módulos fotovol--
taicos.

<u>PRUEBA</u>	<u>ESPECIFICACIONES</u>
1) Inspección Visual	Cristal o celdas rotas, interconexiones defectuosas, celdas que se toquen, fallo de uniones adhesivas. Burbujas contenidas entre celdas y borde, superficies plásticas pegajosas, terminales defectuosas.
2) Dimensión y Peso	De acuerdo con la hoja de datos del fabricante.
3) Robustez de las Terminales	Fuerza de tensión 1 a 40 Newtons.
4) Torsión de Montaje	Angulo de defomración de 1.2° (Figar 3 esquinas y levantar la otra en angulo de 1.2°).
5) Aislamiento	Resistencia de aislamiento de 100 M Ω más corriente de 50 amperes a 1000 VCD.

- | | |
|--|--|
| 6) Funcionamiento en Condiciones standard | Características I-V a 25°C, a 800 Wm ² y a 1000 Wm ² . |
| 7) Determinación de la Temperatura Nominal de Operación (NOCT) | Medir la temperatura normal de operación (NOCT) a 800 - w/m ² , temperatura del aire de 20° y velocidad del viento de 1 m/seg. Módulo perpendicular al medio día solar, circuito abierto. |
| 8) Funcionamiento a la NOCT | Características IV a T = NOCT y E = 800 w m ² . |
| 9) Ciclos de Temperatura | T=40°C-T=NOCT+40°C, 10 min. en cada extremo, 50 ciclos. |
| 10) Humedad y Congelación | T=40°C humedad relativa 93% Temp-Ambiente T=40°C y 60 minutos a -40°C 2 ciclos. |
| 11) Resistencia del Granizo | Piedras de hielo de 25 mm ø a 23 m/seg. |
| 12) Carga Mecánica | Hasta ± 2400 Pa estática - (corresponde a presión de un viento de 130 Km/Hora con un factor de seguridad de 3, - ± 600 Pa dinámica, 10 ciclos. |
| 13) Resistencia del Oxígeno | T=40°C, H=55% humedad relativa Oz=0.5V pm 5 días |
| 14) Bruma Salina | T=35°C, 50g/litro CLNA, PH=7 4 días. |
| 15) Formación de Hielo | T=20°C, T=10°C, 2 ciclos rociando agua. |

5.3.1 ESPECIFICACIONES DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS

Para un módulo, como para una celda el valor más significativo es el valor de su potencia máxima -- (potencia pico).

El catálogo o la hoja de datos que proporciona el fabricante de módulos fotovoltaicos, debe contener la información siguiente:

- 1.- Nombre y dirección del fabricante,
- 2.- Lugar de fabricación,
- 3.- Tipo o número de modelo,
- 4.- Tipo, forma y tamaño de una celda solar,
- 5.- Número de celdas en serie y en paralelo,
- 6.- Descripción del sistema de encapsulado,
- 7.- Peso nominal y tolerancias,
- 8.- Voltaje de operación nominal,
- 9.- Temperatura nominal de operación NOCT,
- 10.- Rangos máximos,
- 11.- Temperatura mínima y máxima,
- 12.- Resistencia al viento,
- 13.- Máximo voltaje del sistema,
- 14.- Características V-I típicas medidas o calculadas de acuerdo con la especificación en uso, de menos a tres niveles de irradiación solar y al menos a dos temperaturas.

6. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

El funcionamiento del sistema fotovoltaico no depende solamente del uso de partes componentes de buen rendimiento sino también de la forma en que estas se integran a un sistema completo.

En la figura 6.1 se muestra el esquema completo de un sistema fotovoltaico y a continuación se describen los componentes que lo integran

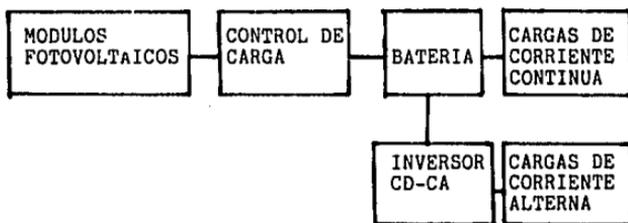


FIG. 6.1 ESQUEMA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

6.1 MODULOS FOTOVOLTAICOS

Como ya se ha visto anteriormente el módulo fotovoltaico es la parte esencial del sistema, es el elemento encargado de transformar la energía del sol en electricidad.

Para que esta energía pueda ser aprovechada en cualquier momento que se requiera, es necesario poder almacenarla, ya que durante la noche no tenemos generación de electricidad, por lo que es necesario tener un sistema de almacenamiento de energía.

6.2

ALMACENAMIENTO DE ENERGIA

Un sistema fotovoltaico (módulos fotovoltaicos) puede conectarse directamente a cargas de Corriente Directa (CD) y el sistema trabajará perfectamente --- siempre que la luz solar este iluminando los módulos. Si los módulos se usan no como la fuente directa de energía sino, mas bien como un cargador de batería, el sistema será más útil y confiable.

El acumulador es un dispositivo capaz de transformar una energía potencial química en energía eléctrica. Este se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las -- reacciones químicas debidas a la carga o descarga.

La misión principal del acumulador dentro de un sistema solar fotovoltaico consiste en suministrar --

energía tal y como es demandada por la carga, independientemente de la producción eléctrica del módulo en ese preciso momento.

Al acumulador que ha de ser usado para aplicaciones fotovoltaicas debe exigirse unas condiciones básicas, como son:

- A). Aceptar todas las corrientes de carga que suministre el módulo fotovoltaico.
- B). Mantenimiento nulo o mínimo.
- C). Fácil transportación.
- D). Baja autodescarga
- E). Rendimiento elevado
- F). Larga vida.

Existen diferentes tipos de baterías en el mercado, pero fundamentalmente se pueden hacer dos -- grandes grupos: las de Plomo-Acido y las de Niquel-Cadmio. Estas últimas presentan cualidades excepcionales, pero debido a su elevado precio y forma de carga, no se hacen muy convenientes para su utilización en los sistemas fotovoltaicos.

Las baterías de Plomo-Acido, son las más usadas -- para las aplicaciones solares, ya que se adaptan-

a cualquier corriente de carga, y su precio no es muy elevado. Por este motivo, el estudio que a -- continuación presentamos se centrará en las baterías de Plomo-Ácido.

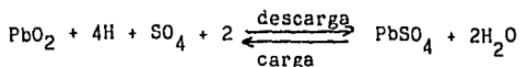
6.2.1 BATERIAS DE PLOMO+ACIDO

Una batería de plomo-acido esta compuesta por los siguientes elementos básicos:

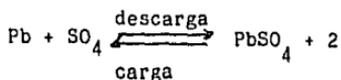
- Placa positiva construida con dióxido de plomo - (PbO_2)
- Placa negativa formada por plomo esponjoso
- Separadores, cuya misión consiste en separar las placas de diferente polaridad aislándolas entre sí.
- Electrolito, constituido por una solución diluida de ácido sulfúrico.
- Carcasa, constituida de polietileno o polipropileno y encargada de alojar en su interior los diferentes elementos descritos anteriormente.
- Terminales de conexión.

Las reacciones químicas que se presentan en la batería durante el proceso de carga y descarga son-- los siguientes:

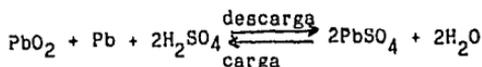
+ En la placa positiva:



+ En la Placa negativa:



+ Relación total:



Como se observa, durante la descarga se produce un aumento de sulfato plúmbico y una disminución progresiva de los elementos que componen las placas, - tanto positiva como negativa, así como una disminución de la concentración de ácido sulfúrico del -- electrolito.

Una vez que la batería ha llegado a su estado de - carga baja y se comienza la recarga, las condiciones se van invirtiendo hasta restablecer las proporciones iniciales de cada elemento, finalizando entonces la carga del acumulador.

Las placas están constituidas con pasta de plomo, cuya cantidad determina la capacidad de la batería así como la profundidad de descarga que puede ser sometida.

Cada vez que la batería se descarga esta parte va perdiendo volumen al irse desprendiendo. Por este motivo, si la batería, debe responder en descargas muy profundas, sus placas deben ser muy gruesas y estar formadas con pasta de plomo de alta densidad.

La vida de una batería de plomo-ácido llega a su fin normalmente por dos motivos principales: uno se produce al no haber suficiente pasta de plomo en las placas para reaccionar con el electrolito y el otro, por no existir suficiente electrolito para reaccionar con el plomo.

Este último puede ser disminuido, en parte utilizando mayor reserva de electrolito, haciendo una cámara mayor, pero se deberá tener cuidado, si existe evaporación de agua de que la concentración de ácido no llegue a niveles peligrosos que puedan dañar el acumulador.

En una carga, y principalmente en su base final, el acumulador desprende gases de hidrogeno y oxígeno, produciendo una pérdida de agua que forma parte del electrolito. Esta perdida de agua puede evitarse - en parte utilizando tapones catalizadores que los vuelven a convertir en agua, produciendo un menor mantenimiento del acumulador.

6.2.2 PROFUNDIDAD DE DESCARGA Y VIDA DEL ACUMULADOR.

Se denomina profundidad de descarga al valor en tanto por ciento que se ha sacado del acumulador en -- una descarga. Por ejemplo si a una batería de 200-amperes-horas, se le ha sometido a una descarga de 80 A.H., esto nos da como resultado una profundidad de descarga del 40% sobre la capacidad total de la batería.

Las baterías plomo-ácido se pueden subdividir en -- dos tipos principales: los de descarga superficial y los de descarga profunda.

Al primer grupo (descarga superficial) pertenecen -- aquellas baterías cuya descarga rutinaria se encuenen

tra entre el 10 y el 15% y esporadicamente puede descargarse a valores más profundos (40 - 50%).

Este tipo de baterías utiliza generalmente placas planas de plomo con aleación de antimonio, calcio o una mezcla de estos componentes. A este grupo pertenecen las baterías sin mantenimiento que últimamente se están utilizando mucho en aplicaciones fotovoltaicas ya que presentan notables ventajas sobre todo en aplicaciones remotas como son repetidoras, telemetría etc. No obstante este tipo de baterías deben de utilizarse con suma precaución a la hora de hacerlas trabajar en grandes descargas, ya que su vida se acorta mucho. Al final de este capítulo presentamos algunas hojas técnicas de algunos fabricantes de este tipo de baterías.

El otro grupo de baterías es el de descargas profundas, que permiten sin deterioro muy apreciable descargas de hasta 80% de su capacidad fijando su descarga media en un 20 - 25% en su uso diario. Los acumuladores de ciclo profundo incorporan bien placas planas o placas tubulares.

En las baterías de placas planas tanto el positivo, como el negativo son rejillas empastadas, pero la placa positiva está envuelta con placas de cristal-estriado para retener la pasta de material activo - que cae de la rejilla duramente el ciclo de carga - descarga.

En las baterías de placas tubulares la placa positiva está formada por un sistema de tubos porosos con teniendo cada uno un conductor general rodeado por material activo, mientras que la placa negativa es igual a la que utilizan las placas planas.

Las baterías con placas tubulares tienen la ventaja sobre las planas de que suelen tener mayor capacidad y más vida. Como se ha visto anteriormente, la capacidad de una batería disminuye a medida que la descarga que se le aplique es más rápida. En la -- fig. 6.2 se puede apreciar que, con un regimen de - descarga de 0.33 A, al valor de 1.8V se llega en -- 100 h mientras que si descargamos 1.37 A el mismo - voltaje se consigue a tan solo 20 horas, lo que indica que en el primer caso, obteniamos una capaci-- dad de 33 AH y en el segundo de tan solo 27.4 A.H.

Esto nos demuestra que si la descarga se hace en un periodo largo, representará una profundidad de descarga menor que si se realiza en un periodo corto ya que la capacidad de la batería aumentaría en función del tiempo que durara la descarga.

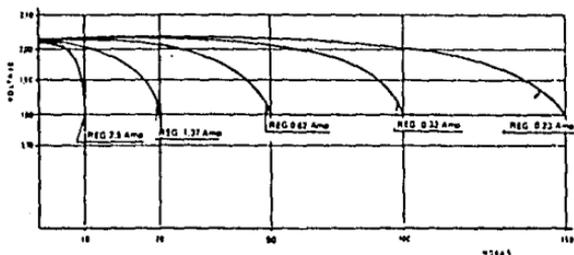


FIG. 6.2 CURVAS DE DESCARGA DE UN ELEMENTO PARA DISTINTOS REGIMENES.

Directamente relacionada con la profundidad de descarga, esta la vida de una batería. Esta vida se expresa en ciclos, que se definen como el número de veces que se produce una descarga-carga. La vida de una batería depende también del espesor de las placas y concentración del electrolito, pero fundamentalmente esta marcada por la profundidad de cada descarga, ya que, como se puede apreciar en las fig. 6.3 y 6.4 cuanto más profunda es una descarga el número de ciclos es menor.

Si comparamos las dos graficas, observamos la diferencia que existe entre una batería de ciclo profundo y una de ciclo superficial, pues veremos que para una profundidad de descarga del 40% la de ciclo profundo puede soportar 3,300 ciclos, mientras que la de ciclo superficial tan solo 400. No obstante, se debe aclarar que son valores teóricos y que existen otros factores que pueden alterar estas cifras notablemente.

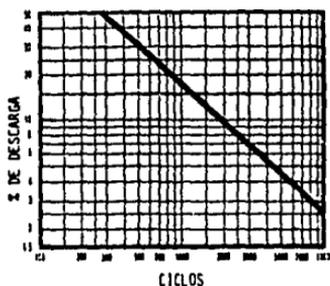


FIG. 6.3 BATERIA DE CICLO SUPERFICIAL

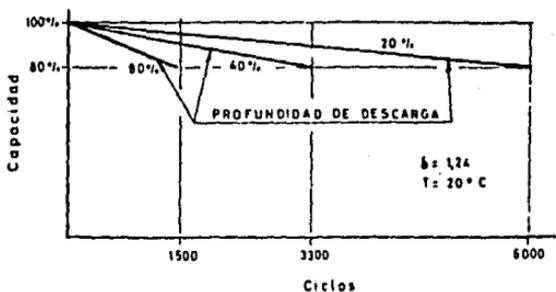


FIG. 6.4 BATERIA DE CILO PROFUNDO

6.2.3

CARGA DE LA BATERIA

Todas las baterías estan compuestas por elementos de 2V nominales y una capacidad que dependera del módulo y tipo de placas utilizadas. Después de su fabricación se venderán comercialmente como elementos --- sueltos para interconexión entre si o bien ya conectados y presentados en un bloque en tensiones de 12- ó 24 volts. normalmente. No obstante hallaremos de la carga de los acumuladores en su versión básica, - esto es por elemento de 2 volts.

En un elemento de plomo-ácido la tensión varia segun el estado de carga, el peso específico del electrolito y, desde luego, de si esta sufriendo una carga o descarga. El voltaje de circuito abierto en una batería cargada es de 2.14 V a 25 C y el peso específico del electrolito es de 1.330.

Ya que todas las baterías sufren una autodescarga, - necesitan una pequeña corriente de mantenimiento para conservarlas completamente cargadas, incluso cuando no están trabajando. En la practica, esta corriente es suministrada por la fuente si el voltaje de alimentación es de 0.2 V por encima del voltaje de - circuito abierto del elemento de la batería. En defi

nitiva, necesitaremos una " tensión de flotación" de 2.34 V para mantenerla completamente cargada.

Un elemento que ha sido descargado puede llegar a un estado de plena carga con la tensión antes mencionada, pero esto significaría que tardaría bastante tiempo. Por lo tanto, para hacer que una batería cargue más rápidamente se necesitará un voltaje de carga mayor, que oscilará entre los 2.6 a 2.65 V/Elemento siendo el tiempo empleado en función de la intensidad que se le pueda proporcionar.

Se ha de tener en cuenta que, aproximadamente entre los 2.35 y los 2.40 V, el elemento acumulador empieza a gasificar.

Este hecho no es muy perjudicial en las baterías de placas tubulares (ya que, de lo contrario, podría extraficarse el electrolito y dañar las placas) pero representa una pérdida de agua que debemos de compensar realizando un mantenimiento periódico.

También es cierto que no podemos permitir una sobrecarga fuerte en la batería, ya que nos llevaría a disminuir la vida útil del mismo, siendo por es

te motivo por lo que se usan diversos elementos que anulan o limitan la corriente de carga del módulo fotovoltaico para evitar una sobrecarga de la batería. Estos elementos son los reguladores y controladores de carga de los que hablaremos mas adelante.

6.2.4

EFFECTO DE LA TEMPERATURA EN LAS BATERIAS

La temperatura está estrechamente ligada a la tensión de carga, ya que el voltaje se debería incrementar a medida que descienda la temperatura y viceversa.

En la curva de voltaje de carga recomendado para aplicaciones fotovoltaicas, es una batería sin mantenimiento de ciclo superficial, se puede observar que para una temperatura de 25 C el voltaje máximo de carga para una batería de 12V sería de 14V en cambio para 15 C pasaría ser de 14.5V y para 38 C de 13.7V.

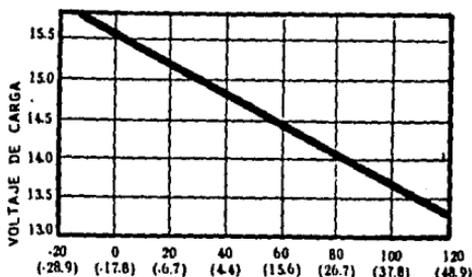


FIG. 6.5 VOLTAJE DE CARGA RECOMENDADO PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS.

Según lo anterior, y si mantuviéramos una tensión -
cosnstante, ocurriría que si aumenta la temperatura-
se sobrecargaría la batería y si disminuye la tempe
ratura no se llegaría a cargar plenamente.

Algo parecido ocurre con la capacidad del acumulador
si la temperatura aumenta la capacidad se incremen-
ta y si disminuye decrece.

En la siguiente tabla puede verse la capacidad rete
nida por un acumulador en función de la temperatura
a la que se encuentra.

TEMPERATURA (C)	CAPACIDAD (%)
30	105
25	100
16	90
4	77
- 7	63
-18	49
-29	35
-40	21
-50	9

Un fenómeno particularmente importante en el uso de
las baterías y con el que debe tenerse mucho cuida-

do es la congelación del electrolito. El ácido sulfúrico actúa como un anticongelante. Cuanto más fuerte es el ácido más bajo es su punto de congelación. A plena carga es muy improbable que una batería llegue a la congelación dado que la densidad del electrolito es elevado. Pero cuando ha sufrido una descarga y la densidad ha bajado, el punto de congelación puede estar cercano al el frío es intenso.

Como resumen de lo últimamente expuesto podemos decir que una batería que puede estar sometida a temperaturas mantenidas inferiores a 0 C deberá calcularse con mayor capacidad de la requerida para de esta forma disminuir la profundidad de descarga y por lo tanto mantener la densidad del electrolito lo más elevada posible evitando así su congelación.

6.2.5 DIMENSIONAMIENTO DE LAS BATERIAS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Dado que en la mayoría de las aplicaciones fotovoltaicas va ser preciso el uso del acumulador, éste deberá cumplir unos puntos básicos que garanticen el buen funcionamiento del sistema. Estos son:

- Garantizar el suministro en las horas en que no existe insolación.
- Asegurar la estabilidad de la tensión para el buen funcionamiento de los equipos que alimenta.
- Proveer de energía a la carga cuando se presentan días con bajo nivel de radiación.

La batería para sistemas fotovoltaicos difiere de -- otros tipos de acumuladores básicos por las bajas in tensidades de descarga. Es normal especificar la ca pacidad de una batería para aplicaciones fotovoltaicas en 100 horas, dado que en muchos casos se habla de autonomías de cinco o más días. Luego la descar ga se produjera en $24 \times 5 = 120$ horas. Por este - motivo, los acumuladores de tipo automotriz no pres- tan buenos servicios en aplicaciones fotovoltaicas , ya que su diseño se ha previsto para unas descargas- fuertes durante corto tiempo y no para descargas pe- queñas en largo plazo.

Fundamentalmente existen dos tipos de baterías ideó- neas para aplicaciones fotovoltaicas que son: Las - estacionarias de plomo antimonio (PB-Sb) y las de -- plomo-calcio (Pb-Ca). Las primeras se encuadran en- las de ciclo profundo, por lo que deben ser usadas en

en aquellas aplicaciones en que la descarga puede - llegar a límites bajos de una forma obligatoria y , en general donde el ciclo diario supere el 15% de - la batería. No obstante, ofrecen un buen funciona- miento en todos los casos y presentan una vida ele- vada.

El otro tipo (Pb-Ca) presentan en algunos de sus mó dulos la ventaja de no tener mantenimiento, hecho - particularmente importante en aquellas instalacio-- nes remotas o de difícil acceso. A diferencia de - los estacionarios, que se presentan generalmente en elementos de 2V, los de Pb-Ca suelen construirse en tipo monobloc de 12V y con unas capacidades máxima- de 150AH (a 100h) lo que los hace interesantes para pequeñas instalaciones donde el ciclo de descarga - diario no supera el 10% y en emergencias el 50% co- mo máximo. La autodescarga de las baterías Pb-Ca - es considerablemente más baja que las de Pb-Sb aun- que este dato no es muy importe, salvo algunas excep- ciones, ya que los sistemas se encuentran en descar- ga o carga.

Resumiendo, se puede decir que las báterías fotovol taicas cuya aplicación se detiene a descargas profun das deben ser, sin lugar a dudas, del tipo estacio- nario, al igual que en aquellos otros casos donde -

la capacidad sea elevada, pues si dispusiéramos una gran cantidad de pequeñas baterías disminuiríamos - excesivamente la fiabilidad del conjunto.

por lo contrario si la instalación es de pequeña dimensión o bien el mantenimiento es muy difícil no solo en costo sino en facilidades de acceso, la decisión se hacia hacia las baterías sin mantenimiento, cuidando siempre de que las descargas no sean -- excesivamente profundas para evitar el envejecimiento prematuro del acumulador.

Los datos necesarios para un diseño adecuado de la - batería en un sistema fotovoltaico son:

- Tensión de funcionamiento
- Descarga máxima al final de los días de autonomía.
- Temperatura media de funcionamiento.
- Temperatura mínima.
- Tipo de regulador usado.
- Facilidades de acceso de montaje y mantenimiento.

Con estos datos básicos podemos calcular la capacidad y número de elementos necesarios, así como definir el porcentaje de descarga diaria y en cada época

del año, sabiendo de esta forma, por lo menos aproximadamente la vida de la batería.

6.3 REGULADORES Y CONTROLADORES DE CARGA

Como ya se ha visto anteriormente, los módulos fotovoltaicos tienen una salida en tensión superior a la tensión nominal de las baterías. Este hecho es debido fundamentalmente a dos causas:

- A) La tensión del panel debe ser más elevada, para -
contrarrestar la disminución que se puede producir
debido al aumento de temperatura.
- B) La tensión del módulo fotovoltaico debe ser siempre mayor que la tensión de la batería, para poder cargarla adecuadamente.

La misión del regulador se centra, por lo tanto evitar que, debido a una tensión excesiva proporcionada por el módulo, éste pueda en algún momento sobrecargar la batería.

La misión del regulador de carga es de suma importancia en la mayoría de los casos, ya que estamos trabajando con una fuente de energía totalmente variable. Supongamos, por ejemplo, un consumo fijo durante todos los días del año. Si calculamos el número de mó

dulos fotovoltaicos necesarios, lógicamente deberemos tomar como base la radiación invernal para asegurar el correcto funcionamiento del sistema en la peor época. Pero esto nos da pie para pensar que, cuando llegue el verano, el valor de la radiación puede duplicarse por lo que la producción será del doble a la calculada para estación invernal y, por lo contrario, el consumo sera el mismo.

De no existir un sistema regulador, se produciría un exceso decorriente, que sería capaz de hacer hervir el electrolito con la consiguiente pérdida de agua y deterioro del grupo acumulador, al no estar limitada la tensión.

Esencialmente existen dos grandes grupos de reguladores: los tipo Shunt o paralelo y los tipo Serie. La misión en ambos casos es la misma y se diferencian en la forma de trabajo y prestaciones de cada uno de estos elementos.

6.3.1 REGULADOR TIPO SHUNT O PARALELO

El método tradicional de controlar la carga de las baterías en los sistemas eléctricos fotovoltaicos es

el regulador en Shunt. Los dispositivos de este tipo colocados en paralelo con el grupo de módulos fotovoltaicos y el sistema de baterías, detectan la tensión en los bornes de la batería y cuando ese potencial alcanza un valor establecido de antemano, crean una vía de baja resistencia a través del grupo solar, derivando con ello la corriente y apartándola de las baterías.

Un diodo en serie, situado entre el regulador en derivación y las baterías, impide que las baterías entreguen corriente a los módulos fotovoltaicos durante la noche, este diodo es llamado "Diodo de bloqueo" y es muy importante que en todos los reguladores de este tipo exista. Cuando se instala un sistema sin regulador es necesario colocar el Diodo de bloqueo ya que por las noches el módulo fotovoltaico actúa como un diodo polarizado en el sentido de conducción.

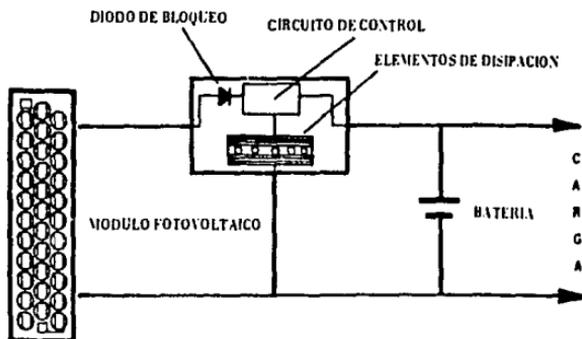


FIG. 6.6 ESQUEMA DE BLOQUES DE UN REGULADOR TIPO SHUNT.

6.3.2

REGULADOR SERIE

Estos aparatos se basan en el concepto de la regulación en serie, en la que los módulos fotovoltaicos se desconectan del sistema de baterías cuando se logra un estado de plena carga. En una palabra, este equipo es equivalente a un interruptor conectado en serie que proporciona una vía de baja resistencia desde el grupo fotovoltaico al sistema de baterías durante la carga, y un circuito abierto entre el grupo fotovoltaico y las baterías cuando éstas se encuentran plenamente cargadas. En el regulador tipo-serie, no se disipa nada de energía en uno u otro estado, porque cuando está en la posición cerrada no hay caída de tensión en el interruptor y cuando se encuentra en la posición abierta, no hay paso de corriente. La única potencia consumida es la requerida en el interior del equipo para los circuitos de detección y control.

Básicamente estos equipos constan de:

- Un relé mecánico, cuyos contactos proporcionan una vía de baja resistencia para la corriente que fluye a la batería.

- Circuitos de detección y control para determinar el estado apropiado del relé.
- Circuitos para proteger a los contactos del relé de la degradación debida a la conexión e interrupción de las corrientes.

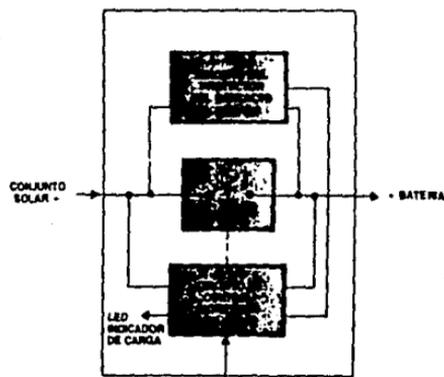


FIG. 6.8 DIAGRAMA DE BLOQUES DE UN REGULADOR TIPO -
SERIE.

El relé incorporado debe ser un componente de alta calidad, caracterizado por grandes áreas de contacto para baja resistencia. También debe cumplir un número de actuaciones aseguradas ya que ello define

la vida del regulador, así como esta totalmente protegido contra los efectos ambientales.

Los circuitos de control realizan diversas funciones, incluidas: detección del potencial de la batería para determinar cuando ésta se encuentra plenamente cargada.

Cuando la tensión en los bornes de la batería alcanza, durante la carga el nivel de umbral preestablecido, los circuitos de control abren el relé y le permiten que permanezca abierto durante un cierto tiempo, después del cual cierran el relé para reanudar la carga.

Sincronizados con este ciclo, los circuitos de control abren el relé durante un corto período de tiempo (normalmente 1 segundo) en el transcurso del cual, se mide la tensión de salida de los módulos fotovoltaicos. Si la tensión de los módulos es más baja que la tensión de las baterías, el relé se mantiene abierto. Esta condición se da todas las noches.

Esta característica de los circuitos de control elimina la necesidad de usar el diodo de bloqueo y la

caída de tensión correspondiente.

En determinados módulos de reguladores, también se prevén terminales para un elemento sensible a la temperatura, que se puede adherir a la carcasa del acumulador que se está cargando como el potencial al final de la carga está en función de la temperatura, - este elemento característico reajusta automáticamente el punto de umbral para asegurar la plena carga - de la batería a cualquier temperatura.

Los circuitos para proteger los contactos del relé - consisten en dispositivos de estado sólido en paralelo con los contactos y que reducen la tensión al nivel de 6 Volts., lo que garantiza una larga duración de los contactos, y un comportamiento lo más seguro posible. últimamente se han diseñado relés en estado sólido capaces de anular todas las ventajas que - que tenían los elementos electromecánicos. De esta forma, la vida de los reguladores serie se hace mucho más larga y además necesitarán menos circuitos - accesorios, con lo cual es de esperar una reducción - en el precio.

La gran ventaja de los reguladores tipo serie se centra principalmente en su instalación en grandes sistemas, ya que su reducido tamaño y la ausencia de --

disipación de calor los hace aptos para la inserción en cabina completamente herméticas que deben trabajar en unas duras condiciones.

Existen otros tipos de reguladores, pero son usados en mucho menor proporción que los descritos anteriormente como por ejemplo aquellos en los que, una vez que la batería este cargada, desvían la corriente proporcionada por los módulos hacia otros circuitos que pueden estar conectados por ejemplo una bomba de agua. De esta forma nunca se desapro^{ve}cha la energía generada por los módulos.

6.3.3 ELEMENTOS DE MEDICION Y CONTROL.

Usualmente, si solo disponemos del módulo fotovoltaico, el regulador de carga y la batería, el sistema funciona perfectamente, pero no podremos saber que es lo que esta ocurriendo. Por el contrario, con tan sólo un amperímetro y un voltímetro, tendremos una idea de a qué régimen carga el módulo fotovoltaico, la tensión de la batería, corriente consumida por la carga etc. En definitiva, una información capaz de hacernos comprender en cada mo

mento el estado en el que se encuentra el sistema.

Existen en el mercado, equipos que cumplen una misión de control del conjunto fotovoltaico y que además cuentan con equipos de medición, los cuales se encuentran en la intensidad producida por el módulo fotovoltaico (mediante un amperímetro) y el estado de carga de la batería, (mediante un voltímetro).

Otros sistemas, llevan incorporada una alarma acústica que nos avisa en el caso de producirse una --descarga importante.

La misión de esta alarma es sumamente necesaria ya que indica al usuario no sólo que la batería está baja de carga, sino hacerlo reflexionar acerca --del porque, esta baja. esto puede deberse a un consumo excesivo, una producción menor de los módulos poca reserva de batería para soportar. los días nublados. Estas causas podrían hacernos modificar --el dimensionamiento del sistema en previsión a posibles fallos futuros.

6.3.3.1 ELEMENTOS DE CONTROL (DESCONECTADORES)

Existen muchos casos donde los sistemas fotovoltaicos están totalmente inatendidos, como pueden ser:

repetidores de microondas, equipos de toma de datos, telemetría etc. En todas estas aplicaciones no es recomendable usar un sistema acústico o visual de alarma por baja tensión, ya que nadie podría verlo ni escucharlo.

Para estos casos, existen dispositivos que han sido diseñados para que en el momento en que la tensión de la batería se iguala a una tensión de referencia (previamente ajustada), se abre un relé que interrumpe la alimentación a las cargas.

Cuando la batería se ha recuperado, este contacto de relé vuelve a cerrarse reanudando la alimentación.



FIG.6.9CONTROL DE DESCONEXION POR BAJA TENSION --
DE LA BATERIA.

Estos sistemas de desconexión sólo tienen una limitación en su uso, y es la de no sobrepasar la intensidad máxima que soportan los contactos del relé.

Existen controladores de carga que incorporan todos estos elementos en uno solo componente lo cual los hace muy prácticos a la vez que se reducen los costos del mismo.

Dentro de los diferentes controladores que se encuentran en el mercado, según las necesidades del sistema, se seleccionara el más adecuado. Al final de este capítulo anexo algunas hojas técnicas de algunos controladores que existen y sus diferentes características.

6.4 CARGAS DE CORRIENTE CONTINUA.

6.4.1 ILUMINACIONEN C.C.

Como ya se verá mas adelante una gran parte de las instalaciones de nergía fotovoltaica, esta destinada a dar iluminación a cabinas, refugios, granjas, ranchos etc. El hecho de proporcionar iluminación en co

riente continua en vez de alternar, incide directamente sobre el precio final de la instalación - pues nos ahorramos un convertidor CC/C.A a la vez - que nos evitamos las pérdidas por rendimiento de - este aparato, y aumentamos la fiabilidad al disminuir el número de equipos en la instalación.

Una vez definido el porque utilizar iluminación en C.C., debemos pensar en usar además luz fluorescente, dado que nos ahorra mucha energía que se traduce en un menor número de módulos y como consecuencia en un menor costo. Es bien sabido, que para proporcionar una cantidad de luz con foco incandescente, es necesario consumir entre 2 y 3 veces más potencia que si ese mismo nivel de luz fuera obtenido con un tubo fluorescente. Este ha sido el motivo que ha dado pie al desarrollo de reactancias o balastros, capaces de encender un tubo fluorescente con alimentación en corriente continua de una forma segura y confiable.

Las reactancias del C.C. constan de un circuito -- electrónico donde un transistor, funcionando a alta frecuencia, produce la descarga en el interior del tubo. Es muy importante que las frecuencias - de oscilación del transistor esté por encima de --

de los 20KH_z ya que además de no producir interferencias radiofónicas, ni ser audible al oído humano, emite flujo luminoso de aproximadamente un 15% mayor que el previsto para una frecuencia de 50 H_z .

6.4.2 OTRAS CARGAS EN C.C

Otras cargas que se pueden conectar directamente - al sistema fotovoltaico en C.C. son aquellas que - pueden trabajar en corriente continua, como en algunas televisiones, radio, y bombas en C.C. , todos estos equipos generalmente han sido diseñados para poder operar con una batería, por lo que es - posible encontrarlos en el mercado.

Lo que si es necesario, es saber correctamente el consumo, para poder hacer el dimensionamiento del sistema, como veremos más adelante.

6.5. CONVERTIDORES C.C./C.A (CORRIENTE CONTINUA-CORRIENTE ALTERNA

Estos tipos de convertidores, llamados también inversores son los que hacen que a primera vista, y para cualquier tipo de usuario un sistema fotovol-

taico hace que este se convierta en un sistema común, es decir idéntico a los sistemas de suministro de energía por parte de la C.F.E.

Un Convertidor CC/CA consta de un circuito electrónico realizado con transistores o tiristores, que oscila la corriente continua, alternándola y creando una onda de forma cuadrada. Este tipo de onda puede ser ya utilizada después de haberla hecho pasar por un transformador que la lleve de tensión, teniendo entonces los denominados convertidores de onda cuadrada, o bien si se filtra obtener una forma de onda sinusoidal igual a la de la red eléctrica.

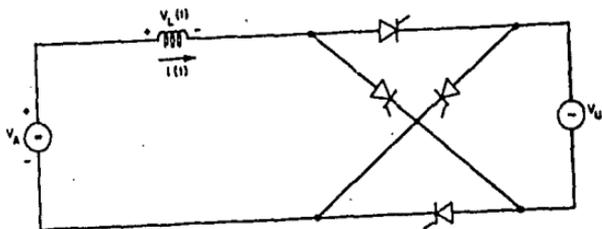


FIG.6.10 DIAGRAMA DE BLOQUES DE UN CONVERTIDOR CC/CA

Existen otros tipos de convertidores más sofisticados entre ellos los que en vez de crear una onda cuadrada crean una especie de escaleras que siguen la forma de la sinusoide, siendo entonces mucho más fácil llegar a la onda sinusoidal mediante un filtro menos complicado que el utilizado en el caso de una onda cuadrada.

No debemos olvidar, por otra parte, que si utilizamos convertidores CC/CA, debemos de reflejar en los cálculos el rendimiento de este equipo, y tener además muy en cuenta que el rendimiento de este equipo, y tener además muy en cuenta que el rendimiento disminuye a medida que utilizamos menos potencia de la nominal del equipo inversor. Por ejemplo, un convertidor de 100 W, que tenga un rendimiento () del 80% quiere decir que si nosotros sacamos de ese equipo de 100W, él observaría a la batería 1250W -- pues:

$$= \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{potencia de entrada}}$$

$$\text{Potencia de entrada} = \frac{\text{Potencia de salida}}{0.8} = \frac{1000\text{W}}{0.8} = 1250\text{W}$$

Ahora bien, si nosotros exigimos del convertidor - solo 500 W el rendimiento baja ya que el consumo - interior del equipo sera prácticamente el mismo. - El valor de este rendimiento se debe de buscar en - los datos proporcionados por el fabricante, pues - en muchas de las aplicaciones el consumo nominal - del equipo será variable, por lo que tendremos que promediar este valor aproximándonos al rendimiento medio de las diferentes potencias consumidas.

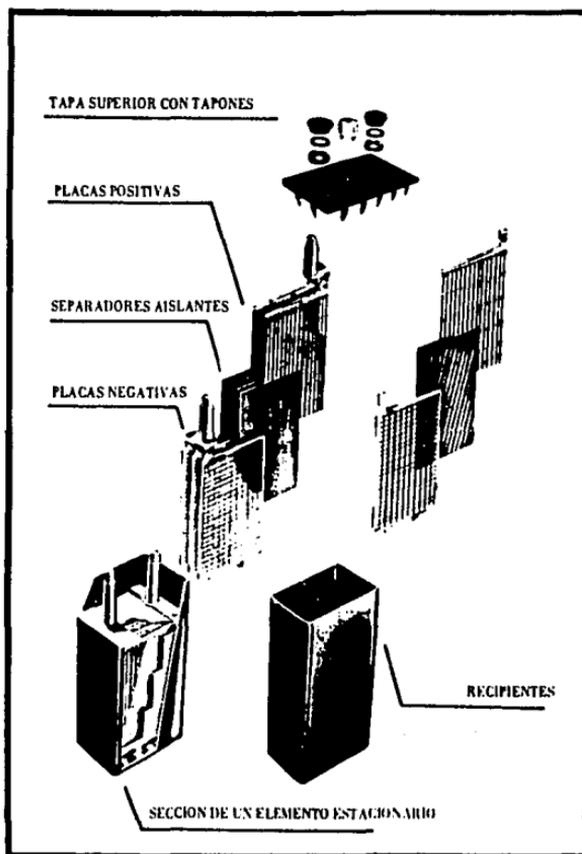


FIG. 6.11 ELEMENTOS DE UNA BATERIA ESTACIONARIA.

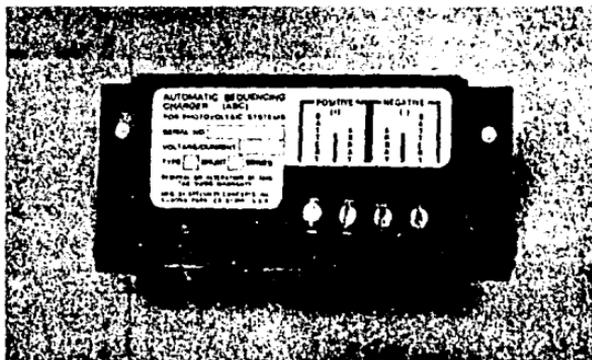


FIG. 6.12

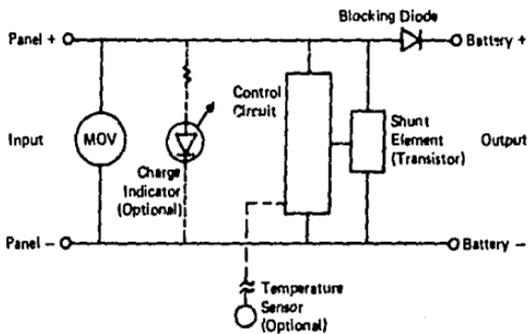


FIG. 6.13

FIG. 6.12 Y 6.13 REGULADOR TIPO SHUNT Y SU DIAGRAMA DE BLOQUES.

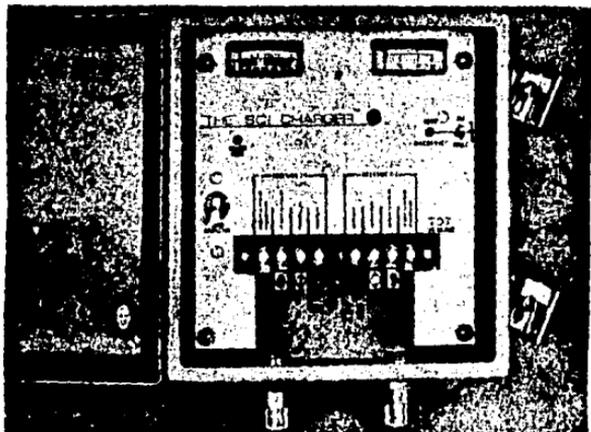


FIG. 6.14 CONTROLADOR DE CARGA PARA SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS DE GRAN DIMENSION.

7.0

DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

7.1

DIMENSIONAMIENTO PRELIMINAR

En el dimensionamiento preliminar se debe establecer:

- a) Número y tipo de módulos a utilizar, así como su configuración eléctrica (serie y paralelo) que se acoplen más adecuadamente al voltaje de operación del sistema y su demanda de corriente.
- b) Capacidad del banco de baterías, dado por su autonomía, esto es: días de funcionamiento de la carga que pueden obtenerse directamente de la batería. Tipo de batería (aleación) y régimen de trabajo.
- c) Potencia a manejar por el controlador usualmente expresada como corriente de carga de módulos y de descarga hacia la aplicación y el voltaje nominal.

La información requerida para el cálculo de estos equipos es:

- 1) Carga o energía que se requiere suministrar diariamente (incluir aquí la requerida por el controlador mismo y/o por equipo auxiliar adicional).
- 2) Información solar de la localidad donde se instalará el sistema.

Para entender las bases del procedimiento se debe analizar el comportamiento de la fuente energética.

En la Fig. 7.1 se muestran 4 curvas típicas de insolación (langleys) que recibiría un plano orientado al usar a diferentes ángulos de inclinación a lo largo del año, así como su promedio anual correspondiente.

Las curvas se obtienen por modelos matemáticos a partir de los datos de insolación para el plano horizontal con las fórmulas descritas en el capítulo 2.

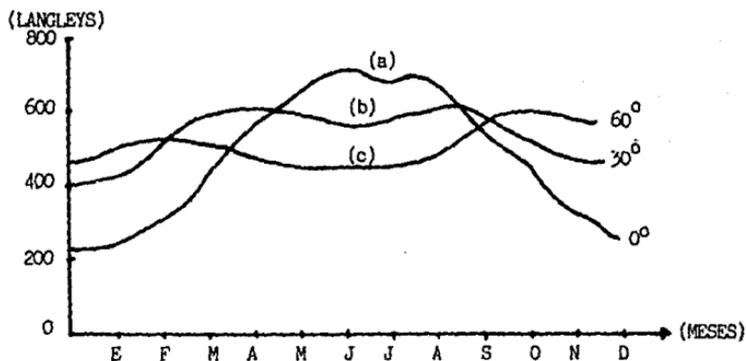


FIG. 7.1 INSOLACION ANUAL PARA DIFERENTES INCLINACIONES DE CAPTADORES SOLARES.

En general se pueden observar dos efectos al indicar el captador:

- 1) El mínimo anual de insolación, es mayor y el máximo es menor, conforme se inclina el captador.
- 2) El promedio anual de energía es mayor a mayor inclinación.

Este efecto de maximización ocurre hasta para una -- cierta inclinación.

Más inclinado el módulo empezaría a tener mínimas de insolación menores y promedio anual también menor.

Existe pues una inclinación para la cual la energía_ que recibe un módulo a lo largo del año es máxima, _ en principio sería deseable operar a esta inclinación.

Sin embargo ocurre que, utilizando este valor para - calcular el arreglo de módulos, haría que la energía_ generada en exceso, respecto al promedio de una época del año, tuviera que almacenarse para usarse en la época del año de menor energía, respecto al promedio

(Fig. 7.2). El número de módulos requeridos sería - el mínimo, pero el banco de baterías sería muy grande.

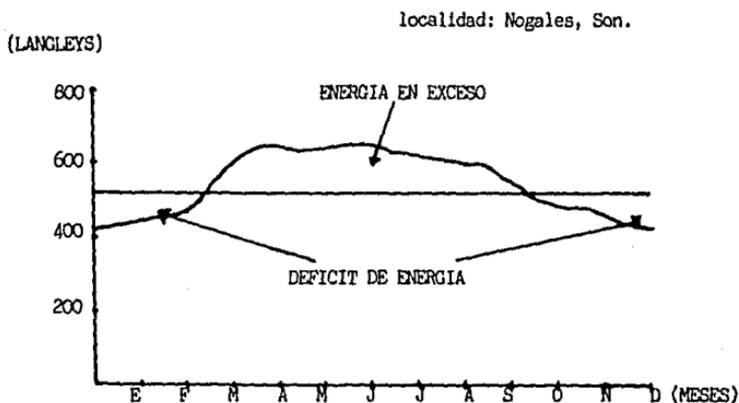


FIG. 7.2 EXCESO Y DEFICIT DE ENERGIA RESPECTO AL PROMEDIO ANUAL.

El caso opuesto es usar como valor de cálculo, el mínimo anual de insolación, pues en este caso el banco de baterías sería el mínimo (no se tendría que acumular energía para otra época del año), pero el número de módulos sería el máximo (insolación mínima).

Obviamente en este caso, se seleccionaría la inclinación para la cual el mínimo de insolación fuera el mayor de todos. El banco de baterías serviría para el uso nocturno y como respaldo para épocas de insolación malas únicamente, por lo cual el tamaño sería relativamente pequeño. Se ha determinado que para latitudes en nuestro País, 3 a 5 días de consumo de carga son un valor aceptable de capacidad de banco de baterías o días de autonomía.

7.2

CRITERIO DE COSTO PARA DETERMINAR LA INCLINACION

La parte principal del costo de equipo de sistemas fotovoltaicos autónomos, los constituye el arreglo de módulos y el banco de baterías.

La inclinación óptima en cuanto a costo, estará entre la de máxima insolación promedio anual y la de máxima mínimo mensual.

Se ha determinado por la experiencia, que el costo de almacenar energía en una época larga del año es muy alto. En general, se prefiere usar como dato del máximo mínimo de insolación anual.

Una vez establecida la insolación a la inclinación - requerida, no en watts-hora, sino en amper-hora, expresados a un voltaje de operación dado. La razón - para hacerlo así, es que los módulos se diseñaron - para entregar una corriente casi proporcional a la - insolación en el rango de voltajes que operan las ba terías.

El total de amperes-hora se obtendría de la integra ción de la corriente (proporcional a la insolación) a lo largo del día.

La cantidad de amperes-hora generada por el arreglo de módulos, sería sencillamente la corriente pico - del arreglo por el número de horas pico (n.h.p.) de insolación equivalente:

$$\text{Amp-h} = \text{Corriente pico} \times \text{hora pico} \text{ -----(7.1)}$$

Nos interesa conocer la corriente pico del arreglo - necesario para alimentar una carga dada por lo que - dé 7.1:

$$\text{Corriente pico} = \frac{\text{Amp-h (carga)}}{\text{Hora - Pico (insolación)}} \text{ -----(7.2)}$$

El número de arreglos en paralelo para dar esa corriente pico sería:

$$\text{Arreglo en paralelo} = \frac{\text{Corriente Pico}}{\text{Corriente pico/módulo}} \times 1.2 \text{ ----(7.3)}$$

El factor de 1.2 toma en cuenta la eficiencia de -- car a de corriente de la batería (0.91 aprox.) y el envejecimiento a lo largo de la vida útil del sistema (reducción del 10%).

Cada arreglo estaría formado por la cantidad de módulos suficientes en serie para satisfacer el volta je de operación.

En general como se vió anteriormente, los módulos se diseñan para operar con baterías electroquímicas de 12 volts. nominales.

Para voltajes de 24 volts. se requerirían arreglos_ de 2 módulos en serie y así proporcionalmente.

El número total de módulos sería:

$$\text{No. total de módulos} = \text{No. módulos en serie} \times \text{No. - arreglos en paralelo} - (7.4)$$

7.4

DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DEL BANCO DE BATERIAS

Se requiere únicamente multiplicar los días de autonomía deseada por la carga diaria en ampers-hora.

El valor obtenido en amp-hora en general debe aumentarse en 1.4 veces para tomar en cuenta el hecho que, de la capacidad total de la batería se usará como capacidad útil el 70%, ya que la batería no se descargará al 0% ni se cargará al 100%. Los límites usuales son no bajar del 20% ni subir del 90%, lo que deja un rango de 70% de capacidad útil y permite usar la vida útil de la batería al máximo.

7.5

EJEMPLO DE CALCULO

Se desea alimentar una clínica rural con servicios básicos de electricidad a partir de un sistema fotovoltaico. El voltaje de operación será de 12 volts.

Las cargas a utilizarse son:

- 1.- Los lámparas fluorescentes de 1.5 amperes de consumo a 12 volts. que operan un tiempo combinado de 4 horas cada noche.

- 2.- Un radio transmisor que consume 3.5 amperes en transmisión y 0.2 amperes en espera. Diariamente se transmite por espacio de una hora en promedio. El resto del día el equipo está en espera.
- 3.- Un refrigerador para medicamentos que consume 6 amperes y cuyo ciclo de trabajo es del 30% aproximadamente.
- 4.- Un televisor portátil blanco y negro con un consumo de 1.3 amperes que está encendido diariamente 5 horas.

La clínica se localiza en el norte del estado de Sonora.

31° 25' Latitud Norte

110° 35' Longitud Oeste

a) Cálculo de la carga diaria:

La cantidad de amper-hora demandados diariamente al sistema a 12 volts. es:

$$\underbrace{4.5 \times 1.5}_{\text{Lámparas}} + \underbrace{3.5 \times 1}_{\text{Radio Transmisor}} + \underbrace{0.2 \times 24}_{\text{Refrigerador}} + \underbrace{6 \times 24 \times 0.3}_{\text{Refrigerador}} + \underbrace{1.3 \times 5}_{\text{Televisor}} =$$

= 57.8 amp-hora a 12 volts.

Energía = 694 watts-hora/día -- Consumo diario de energía

Del total de consumo, aproximadamente el 65% de -- consumo en la noche, por lo que esta cantidad de - energía se debe acumular en el día para su uso nocu turno.

b) Datos de Insolación.

La tabla de insolación para diferentes inclinaciones del módulo orientado hacia el sur es el siguiente:

UNIDAD LANGLEYS

M E S

INCLINACION	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	PROMEDIO
0	305	401	519	641	707	729	666	664	540	446	337	280	520
10	364	460	565	665	707	722	659	632	571	500	397	368	548
20	414	507	597	671	689	690	637	627	593	542	448	338	567
30	453	541	613	661	654	641	600	608	598	570	487	428	<u>571</u>
40	480	561	615	634	606	584	552	574	589	584	515	457	562
50	496	567	600	539	543	512	491	528	565	582	527	<u>473</u>	540
60	487	557	571	537	470	431	419	470	527	566	526	478	504

TABLA 7.1 TABLA DE INSOLACION VS INCLINACION
LOCALIDAD NOGALES SONORA

La insolación máxima promedio anual, corresponde a - una inclinación de 30° y es de 571 langlys.

El mínimo de insolación mensual de mayor valor ocurre para una inclinación de 50° y es de 473 langlys.

Horas pico de insolación equivalente:

1.- Promedio anual máximo

$$\text{Horas pico} = \frac{0.0116 \times 571 \text{ langlys}}{1.05} = 6.31 \text{ horas pico}$$

2.- Máximo mínimo de insolación

$$\text{Horas pico} = \frac{0.0116 \times 473 \text{ langlys}}{1.05} = 5.23 \text{ horas pico}$$

Es notable aquí la diferencia entre el máximo promedio anual y el máximo mínimo mensual. Se demostrará a continuación porque es el último el que usualmente es seleccionado para el cálculo de sistemas fotovoltaicos.

c) Cálculo del número de módulos

- 1) Caso de promedio de insolación anual máxima (No. de módulos mínimo, No. de baterías máximo).

$$\text{Corriente pico requerida} = \frac{57.8 \text{ amp-h (carga)}}{6.31 \text{ horas-pico (insolación)}} \times 1.2 \text{ (sobredimensionamiento)}$$

$$\text{Corriente pico requerida} = 11.00 \text{ amp-pico}$$

$$\text{Corriente pico por módulos (Modelo M73)} = 2.45 \text{ amp-pico a } 16.5 \text{ volts. (12 volts. nominales)}$$

$$\text{No. de módulos} = \frac{11.00 \text{ amp-pico}}{2.45 \text{ amp-pico/módulo}} = 4.49 = 5 \text{ módulos}$$

Dado que el voltaje de operación del módulo es igual al de la batería no se requiere conectar módulos en serie.

No. Módulos = 1 (serie) x 5 (paralelo) = 5 módulos

2) Caso máximo mínimo de insolación.

Corriente pico requerida = $\frac{57.8 \text{ amp-h}}{5.22 \text{ horas-pico}} \times 1.2 = 13.29 \text{ amp-pico}$

Corriente pico por módulo = 2.45 amp-pico a 16.5 volts.
(12 volts nominales)

No. de módulos = $\frac{13.29 \text{ amp-pico}}{2.45 \text{ amp-pico/módulo}} = 5.42 = 6 \text{ módulos}$

No. de módulos = 1 (serie) x 6 (paralelo) = 6 módulos

d) Cálculo del banco de baterías.

1.- Caso de insolación promedio anual máxima.

Observando la gráfica de insolación (Fig. 7.3) encontramos que de marzo a septiembre la energía generada será mayor a la del promedio. Este exceso se tiene que almacenar para usarse - de Noviembre a Febrero, cuando la insolación - es menor que el promedio. Se tendrá que usar el banco de baterías para suplir la diferencia de energía.

La cantidad a almacenar será la suma del exceso en cada día de cada mes entre Marzo y Septiembre, añadiendo el efecto de autodescarga o pérdida de energía almacenada.

Se toma como valor base el 4% de autodescarga -

mensual, que es típico de acumuladores con -
aleación de Plomo-Antimonio.

El exceso por día, en cada mes en relación -
al promedio será:

$$\text{Exceso} = \frac{\text{Ins. Mes} - \text{Ins. Promedio}}{\% \text{ Ins-Promedio}} \times 100\%$$

El cálculo anterior da la siguientes tabla de -
exceso de generación:

Marzo	7.4%
Abril	15.8%
Mayo	14.5%
Junio	12.3%
Julio	5.1%
Agosto	6.5%
Septiem.	4.7%

La energía diaria generada por el promedio de
insolación, según el cálculo, es la misma que -
la energía consumida, esto es 57.8 amp-h.

El exceso total que requiere almacenar sería -
el porcentaje mensual multiplicado por la car-
ga diaria y por los días de cada mes.

Capacidad de almacenamiento = exceso mensual -

(%) x carga diaria x días del mes.

La tabla obtenida de la ecuación anterior es la siguiente:

Marzo	128 amp-h
Abril	283 amp-h
Mayo	251 amp-h
Junio	220 amp-h
Julio	88 amp-h
Agosto	116 amp-h
Septiembre	84 amp-h

total de capacidad de baterías = 1170 amp-h.

Tomando en cuenta la autodescarga a lo largo de un promedio de 9 meses, se debería aumentar la capacidad útil en 36% (4% mensual).

Capacidad útil = $1170 \times 1.36 = 1590$ amp-hora

Por último tomando los rangos de funcionamiento de la batería del 20% al 90% de su capacidad total, se requiere aumentar el valor anterior para obtener la capacidad total específica de la batería:

Capacidad total = $1590 \times 1.40 = 2226$ Amp-hora
(12 volts)

2) Caso de máxima mínima insolación mensual.

En este caso el banco de batería será única mente para proporcionar la autonomía del sistema (5 días).

Capacidad útil = $5 \times 57.8 \text{ amp-h} = 288 \text{ amp-h}$.

La capacidad total, considerando los rangos de funcionamiento será:

Capacidad total = 403 amp-hora (12 volts)

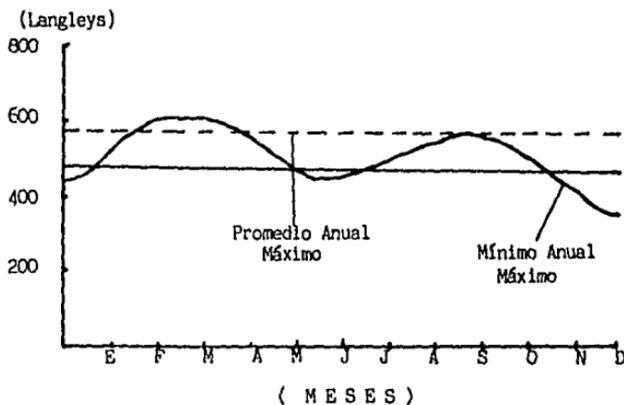


FIG. 7.3 GRAFICA DE INSOLACION MENSUAL EN FUNCION DE LA INCLINACION

e) Cálculo de Costos

Costos estimativos aproximados.

Módulo fotovoltaico: 10 dólares/watts-pico

Baterías Plomo-Acido: 1.4 dls/amp-h (12 volts)

Control de carga 10 dls/amp. de corriente de -
carga de módulos.

1.- Caso de insolación promedio anual máximo:

5 módulos F.V. M73 de 40 watts-pico - cada uno:	2,000 dls.
2250 amp-h de baterías plomo-ácido a 12 - volts.	3,150 dls.
Control de carga para corriente pico_ de 12 amp.	<u>120 dls.</u>
	5,270 dls.

2.- Caso de máximo mínimo de insolación anual:

6 módulos fotovoltaicos M73 de 40 watts- pico, cada uno	2,400 dls.
400 amp-h de baterías plomo-ácido a 12 - volts.	560 dls.
Control de carga para corriente pico de_ 15 amp.	<u>150 dls.</u>
	3,110 dls.

Se determina claramente en el ejemplo que es mucho -
más costoso un sistema calculado para la insolación -
promedio anual máximo, que para la máxima insolación_
mínima mensual.

La experiencia a determinado que en general el siste-

ma de menor costo es calculado con los datos de máxi
ma insolación mínima anual.

Esto quiere decir en la mayoría de los casos, que la inclinación a la que debe colocarse un arreglo fotovoltaico fijo, será aquella que favorezca la colección de energía en el mes más desfavorable de insolación en la localidad.

En este cálculo no se han considerado costos adicionales a la operación del sistema, tales como: accesos complementarios instalación, reemplazo de baterías, mantenimiento preventivo, etc. Dado que estos costos son similares para los dos casos de inclinación-insolación, el análisis realizado es completamente válido.

7.5.1 CALCULO DE LA SELECCION DEL CONDUCTOS

El cálculo de la selección del conductor en una instalación fotovoltaica es muy importante, debido fundamentalmente a que estamos trabajando con corriente continua de bajo valor (12, 24 volts) y como consecuencia los amperes aumentan, haciendo que las pérdi
das en los conductores eléctricos sean importantes -

si éstos no están bien dimensionados.

El valor de la resistencia de un conductor está dado por las fórmulas siguientes:

$$R = \frac{L}{S} \text{ donde:}$$

R = Resistencia en Ohms.

= Resistividad en Ohms mm²/m

L = Longitud en metros (m)

S = Sección del conductor en mm²

también sabemos que:

$$R = \frac{V_a - V_b}{I}$$

donde $V_a - V_b$ es la diferencia de voltaje e I es la intensidad de corriente. Luego sustituyendo tenemos que:

$$\frac{V_a - V_b}{I} = \frac{L}{S}, \text{ luego}$$

$$S = \frac{L \cdot I}{V_a - V_b}$$

habitualmente el conductor utilizado en el cobre y el valor de su resistividad es de 0.01286 Ω mm²/m - por lo tanto:

$$S = \frac{2L \times I}{56 (V_a - V_b)}$$

donde

S=Sección en mm²

L=Longitud hasta el receptor en m

I=Intensidad en amperes

V_a-V_b=Caida de tensión en Volts.

El factor 2 incluido en la fórmula sirve para darnos la distancia real de conductor, ya que usualmente -- sólo se mide la distancia entre el generador y el receptor, existiendo un conductor de ida y otro de -- vuelta.

Al final de este capítulo se presentan algunas tablas de fabricantes para determinar la sección del conductor y el calibre, así como algunas características -- eléctricas.

ANTILLAMA 60 (7W) Y VINANEL ANTILLAMA 90

CALIBRE AWG O MCM	ANTILLAMA 60 (7W) (MFC) 60V				VINANEL ANTILLAMA 90 (9W) (MFC) 90V					
	[AMPERES]		DIAMETRO ESTRUCO NOMINAL (Pulg)	PESO Kg/Ton	[AMPERES]		DIAMETRO ESTRUCO NOMINAL (Pulg)	PESO Kg/Ton		
	CONDUSE 1-3-3 CONDUCT	ANT LARRY 1-3-3 CONDUCT			CONDUSE 1-3-3 CONDUCT	ANT LARRY 1-3-3 CONDUCT				
	10	10	10	10	75°C	90°C	75°C	90°C		
20	3	3	298	9.2						
18	8	8	298	12.9						
16	8	8	107	18.4						
14	15	20	1354	29.2	15	25	20	30	1365	38.6
12	20	25	1846	42.8	20	30	25	40	1533	41.7
10	30	40	1784	63	30	40	40	60	1799	51.1
8	40	60	2340	102.3	40	60	60	70	242	103.6
6	55	80	309	170.4	65	70	95	100	311	167.8
4	70	105	357	252.9	85	90	125	130	369	204.4
2	95	140	417	382.9	115	120	170	180	419	276.5
1/0	125	195	537	406.3	150	160	230	245	540	309.2
2/0	145	225	563	747.1	175	185	265	285	586	739.2
3/0	165	260	634	923.8	200	210	310	330	637	913.7
4/0	195	300	892	1143.1	230	235	360	385	898	1133.1
250				255	270	408	438	749	1346.8	
300				285	300	448	480	834	1995.2	
350				310	325	505	530	875	1863.7	
400				335	340	565	575	922	2091.8	
500				380	405	630	640	1087	2580.4	
600				420	435	690	740	1117	3111.8	
750				475	520	765	845	1222	3846.4	
1000				545	605	835	1000	1376	5060.8	

CABLE VULCANEL XLP, TIPO RHW-RHH, 600 VOLTS

CALIBRE AWG O MCM	DIAMETRO		PESO Kg/Km	Capacidad de construcción de conductores (AMPERES)			
	Conductor	Exterior		Hasta 3 cables en ducto o directamente enterrados		en charcos y al aire libre	
	mm	mm		a 75°C	a 90°C	a 75°C	a 90°C
14	4.8	4.8	30	66	66	55	55
12	5.8	4.8	40	82	81	70	70
10	7.0	4.8	66	93	93	80	80
8	8.5	6.8	102	98	99	70	69
6	9.5	7.4	156	71	81	60	60
4	12.5	8.5	234	93	102	65	65
2	16.0	9.9	364	126	140	170	190
1/0	18.0	12.7	560	146	163	220	250
2/0	21.0	15.3	892	199	216	280	320
3/0	24.0	18.0	1326	228	245	310	350
4/0	28.0	21.3	2066	253	280	340	380
250	33.0	26.3	2278	289	313	400	450
300	38.0	31.3	3200	313	348	450	500
400	44.0	36.9	4662	360	410	540	610
500	51.0	43.7	6662	410	464	610	700
750	63.0	54.6	9900	502	577	700	800
1000	76.0	66.6	14000	600	686	820	950

TABLA 7.2 DATOS DE CONDUCTORES ELECTRICOS

8. INSTALACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

8.1 INSTALACION DEL MODULO FOTOVOLTAICO

Para instalaciones situadas en el hemisferio norte, - (México), la orientación del módulo fotovoltaico será al SUR, mientras que si esta se encuentra en el - hemisferio sur será al NORTE.

De cualquier forma, como los módulos generan la máxi ma energía cuando los rayos solares inciden perpendi cularmente a la superficie del panel, deberemos bus car el ángulo de inclinación ideal como ya se vió en el capítulo anterior.

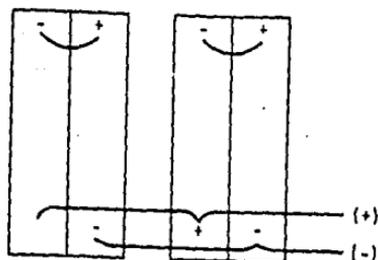
Lo mejor para conseguir siempre la máxima producción de energía sería variar el ángulo mes a mes, pero - como esto resulta muy difícil, la mayoría de las ins talaciones utilizan el valor de insolación máxima mí nima anual.

<u>LATITUD DEL LUGAR</u>	<u>ANGULO DE INCLINACION</u>
0 a 15°	15°
15 a 25°	misma que la latitud
25 a 30°	Latitud + 5°
30 a 35°	Latitud + 10°
35 a 40°	Latitud + 15°
+ 40°	Latitud + 20°

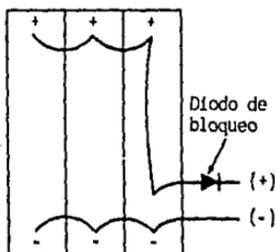
TABLA 8.1 ANGULOS PARA ORIENTACION INVERNAL EN
 FUNCION DE LA LATITUD DEL LUGAR

Una vez que disponemos del ángulo idoneo para el mejor aprovechamiento de la radiación, pasaremos a describir la conexión eléctrica entre módulos.

En las gráficas siguientes se pueden apreciar algunos ejemplos de interconexión entre módulos.



24 Volts
4 Amp.



12 Volts.
6 Amp.

FIG. 8.2 EJEMPLOS DE CONEXIONES

Resulta obvio la importancia de unas buenas conexiones eléctricas que nos aseguren una confiabilidad elevada, en previsión de posibles fallas con respecto a caídas de tensión producidas en las uniones.

8.1.1 PROBLEMAS OCASIONADOS POR SOMBRAS PARCIALES EN LA -
SUPERFICIE DE UN MODULO FOTOVOLTAICO

Se observa un efecto de tendencia a la inversión, - cuando una celda con poca intensidad de salida está conectada a otras, cuyas intensidades es más elevada.

En estas condiciones, la celda de baja salida, en - vez de generar corriente, lo que hace es disiparla_ (produciendo una elevación en su temperatura), es - decir, actuar de receptor en lugar de generador.

En la Fig. 8.1 se pueden ver las curvas caracterís- ticas I-V de 33 celdas conectadas en serie (corres- pondiente a un módulo standard) y de una celda que_ puede tener tendencia a la inversión.

En ambos casos se trabaja en las condiciones de me- dida normales, esto es, a $1000\text{w}/\text{m}^2$ y 25°c .

La potencia total producida por el conjunto de las_ 33 celdas en serie es el producto de la intensidad_ por el voltaje.

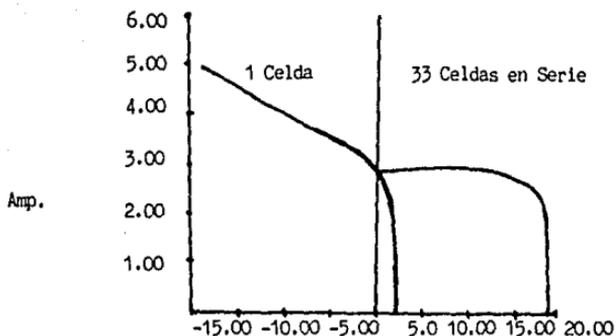


FIG. 8.1 CURVA I-V, 1000 W/m², 25°C.

Dado que se supone que todas las celdas que incorporan el módulo han sido seleccionadas y agrupadas, - respecto a su salida eléctrica, pues sin esta condición, la calidad del módulo dejará mucho que decir, la única posibilidad de que exista una celda de baja salida en agrupamiento en serie, es que una de ésta está total o parcialmente sombreada.

La peor condición que se puede dar para producir el fallo del módulo por calor, como consecuencia de la

inversión, es la intensidad de corto circuito, ya -
que en ese momento la intensidad es máxima.

Este hecho, no obstante, es poco real, debido a que_
visualmente la mayoría de los módulos se utilizan --
junto con un sistema de baterías. Por este motivo -
estableceremos una tensión media de funcionamiento -
de 12.5 V.

En la Fig. 8.2, donde una celda está sombreada el 50%
de su superficie. Para calcular la potencia disipada
por la celda sombreada determinaremos el nivel de co
rriente, resultante en la curva I-V. Para una ten-
sión de 12.5 V.

Puesto que todas las celdas del módulo, están conec-
tadas en serie, la corriente a través de ellas, será
la misma y por lo tanto, el voltaje de funcionamien-
to de la celda sombreada puede ser calculado por me-
dio de la corriente de funcionamiento del módulo.

Realizando estos cálculos sobre la Fig. 8.2 observa-
remos que la potencia disipada por la celda parcial-
mente sobreada, es la correspondiente al rectángulo_
rayado en la curva, que en este caso es de casi 5W -
(3V x 1.6A) y ésto representa casi cinco veces más
de lo que esta celda generaría en condiciones norma-

les. El caso expuesto es el peor, ya que en contra de lo que se pueda pensar, una celda totalmente sombreada disiparía menos energía que la que tiene la mitad de su superficie.

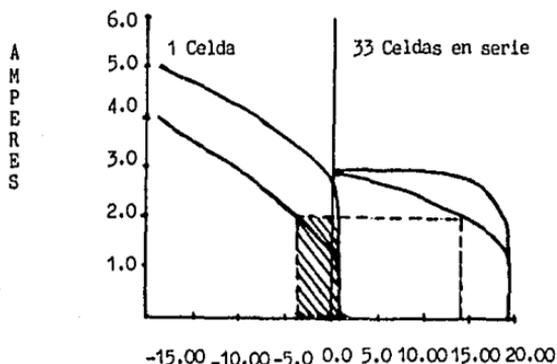


FIG. 8.2 CELDA SOMBREADA EL 50%

Cuando los módulos son usados en instalaciones que incorporan series de éstos (24V o más) es aconsejable el uso de un diódo By-pas. El efecto de este diódo se indica esquemáticamente en la Fig. 8.3, pudiéndose observar la limitación del voltaje inverso a través de cada módulo, hasta los 0.7V, justo la caída de

tensión de la unión del diodo. Además, el uso de un diodo de by-pass en los sistemas de 24 V o más disminuye las pérdidas de rendimiento de la instalación - por efecto de celdas sombreadas.

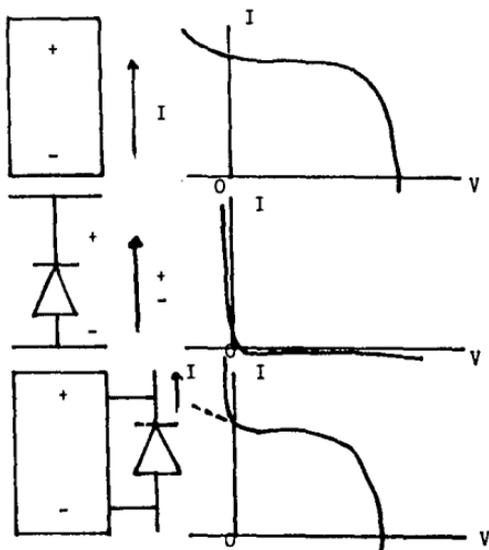


FIG. 8.3 USO DEL DIODO DE BY-PASS

Resumiendo, podemos decir que se debe estudiar muy bien la situación de módulo fotovoltaico a la hora de su instalación, pues como se ha visto, las sombras parciales sobre sus celdas o, por similitud las sombras o módulos enteros dentro de un grupo elevado

de módulos puede acarrear problemas, o como mínimo, -
pasos de corriente entre módulos, que son perjudicia
les para éstos.

Especial cuidado debemos tener en sistemas donde tra
bajemos a tensiones superiores a 24 volts., puesto -
que la incorporación de diódos de by-pass se hace in
dispensable.

Un fallo muy usual en la instalación de módulos foto
voltaicos, que precisamente se suele producir cuando
el montaje se realiza en el verano, es aquel que de-
bido a la altura que alcanza el sol en esta época, -
no nos advierte de las posibles sombras arrojadas --
por árboles o cualquier otro obstaculo, tanto natu--
ral como artificial y cuando la época invernal se va
acercando y, debido a la inclinación que adquieren -
los rayos, se producen por sorpresa sobre parte o to
da la superficie.

8.2

INSTALACION DE LOS ACUMULADORES

La instalación de los acumuladores o batería, no --
presenta especiales cuidados, pero debemos de tener
en cuenta algunos puntos básicos, como son:

1.- Situación y Conexión:

Los acumuladores deben acomodarse lo más cerca posible del conjunto de módulos fotovoltaicos para evitar las posibles caídas de tensión que pudieran producirse.

Al igual que lo mencionado por los paneles, debe procurarse realizar bien las conexiones, ya que en muchos casos son éstas las causantes de caídas de tensión, utilizando las terminales adecuadas y las planchas de interconexión.

2.- Bancada:

Deberemos aislar la batería del suelo mediante una bancada de madera o material resistente al ácido. - Puede también disponerse los elementos de acumulación en estanterías para poder reducir el espacio.

3.- Ventilación:

Cualquier lugar razonablemente ventilado, pose la suficiente corriente de aire como para evitar la acumulación de hidrógeno y oxígeno, que siempre se deg

prende en la parte final de la carga de labatería.

4.- Temperatura:

El lugar destinado para las baterías deberá mantenerse entre los 15 y 25°C, si ésto es posible. Una temperatura más baja producirá una disminución en la capacidad disponible de la batería (pensemos que a -5°C la capacidad ha disminido aproximadamente al 80% de su valor), y una más elevada generará un acortamiento de la vida útil. El rendimiento óptimo de la batería se encuentra aproximadamente a los 20°C.

5.- Manipulación:

Deberemos pensar que el electrolito de las baterías contiene ácido y que éste resulta sumamente corrosivo. Este hecho nos aconseja que los acumuladores se manejen con sumo cuidado, para evitar quemaduras tanto en la piel como en la ropa, etc.

Las baterías fotovoltaicas sin mantenimiento no suelen desprender gases, debido a un sistema de recombinación que incorporan en la parte superior de la car

ga. Por lo que pueden utilizarse sin precauciones especiales de ventilación.

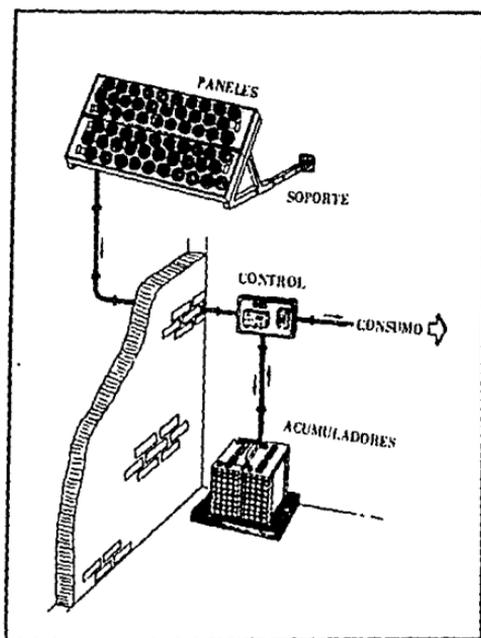


FIG. 8.1 INSTALACION DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

8.3 INSTALACION DEL SISTEMA DE REGULACION Y CONTROL

Los equipos que van a constituir el sistema de regulación y control, deben integrarse en un pequeño cuadro de control, que reuna toda la información precisa -- para que de un golpe de vista, podamos conocer el estado general de los componentes que forman el equipo - fotovoltaico.

Usualmente, estos cuadros de control suelen ser contruidos por cada instalador, adecuándolos a las necesidades propias de la instalación.

Como norma muy amplia podríamos diferenciar dos tipos de instalaciones; las habitadas o donde frecuentemente existe personal que las atienda o las usen directamente y aquellas otras que están alejadas y carecen de personas que las atiendan. Las primeras constarán de todos aquellos equipos que nos den datos de su funcionamiento.

8.4 RESUMEN DE NORMAS PRACTICAS PARA LA INSTALACION DE -- SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- Disponer los módulos orientados al sur con el ángulo idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación

- ción solar.
- Evitar sombras parciales sobre celdas o módulos pro
ducidas por obstaculos naturales o artificiales.
- Utilizar siempre las terminales de conexión adecua-
das.
- Las estructuras sólidas y bien ancladas asegurarán
la resistencia al viento.
- Utilizar las secciones de conductor adecuadas a la la
intensidad que va a circular por ellos.
- Los elementos de regulación shunt se dispondrá en -
posición vertical para favorecer la disipación del del
calor.
- Situar el cuadro de control y regulación cerca de -
los acumuladores.
- El uso de fusibles o termomagnéticos que permitan -
proteger la instalación es imprescindible.
- Utilizar los tipos de conductores adecuados y resis
tentes a las condiciones ambientales que se requie-
ran.

- Instalar siempre los equipos de iluminación donde produzcan el máximo rendimiento.
- No escatimar la calidad de los materiales que van a utilizarse.

Debemos tener presente que el poco dinero ahorrado puede verse ampliamente sobrepasado si algún elemento fallara y tuviéramos que desplazarnos a la instalación para su reparación. No olvidemos que la mayoría de las instalaciones están aisladas y con difícil acceso.

8.5 MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

8.5.1 MANTENIMIENTO DEL MODULO FOTOVOLTAICO

Realmente, aún siendo el elemento más importante de toda la instalación, es el que menos trabajo de mantenimiento nos origina. En efecto, el mantenimiento que requiere un módulo es mínimo, ya que se va a reducir a una limpieza de su superficie, con algún elemento no abrasivo, toda vez que pueda observarse suciedad.

8.5.2 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE REGULACION Y CONTROL

Realmente no necesita ningún mantenimiento especial, salvo su revisión visual para comprobar el buen funcionamiento de los diversos equipos que los componen.

Resulta muy conveniente, si estos equipos se instalan donde existe humedad, proteger a estos de la acción perjudicial de ésta.

8.5.3 MANTENIMIENTO DE LAS BATERIAS

El relleno del electrolito es una de las operaciones típicas del mantenimiento de las baterías, acción que se debe llevar a cabo con agua exenta de impurezas y manteniendo el nivel de electrolito dentro de los límites.

La práctica periódica de mantenimiento redundará en beneficio de la vida de la batería y para ello deben de seguir algunos puntos básicos como son:

- Comprovar el nivel del electrolito mensualmente en cada uno de los elementos.
- Realizar una inspección visual de la batería, tanto del recipiente como de las placas, observando -

si las placas están corvadas a los sedimentos formados en el fondo llegan a corlocircuitar éstas -- (si los elementos fueran transparentes).

- Mantener los bornes y conexiones libres de sulfato, aplicando vaselina neutra cada vez que se necesite. Este defecto produce irremediabilmente un contacto deficiente y en consecuencia, una gran caída de tensión.

9. APLICACIONES ACTUALES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

9.1 APLICACIONES NACIONALES

Son ya varias las Dependencias Federales y Particulares que han utilizado sistemas fotovoltaicos en áreas remotas. La Secretaría de Comunicaciones y Transportes las ha implementado en Sistemas de Radiotelefonía Rural, señalamiento marítimo y repetidoras; bufetes y compañías particulares han instalado también algunos equipos. PEMEX en Sistemas de -- Protección Catódica y Plataformas Marinas; COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD en Sistemas Sismológicos, - el I.M.S.S. en Clínicas Rurales; el INSTITUTO NACIONAL INDIGENISTA en Escuelas Rurales; en general, -- hay esfuerzos significativos en investigación y desarrollo en mantener la tendencia de reducir el costo del Watt-Pico-Fotovoltaico a nivel nacional y muchos más a nivel mundial.

Si bien la situación económica del país no permite hacer cuantiosas inversiones en este campo, no debería abandonarse o marginarse el uso y promoción de esta fuente inagotable de energía.

Actualmente compañías fabricantes de módulos fotovoltaicos, han instalado ya plantas generadoras de hasta 6 millones de watts con módulos fotovoltaicos.

En España hay más de 6,000 sistemas fotovoltaicos en lugares remotos.

En fin, el uso de los sistemas fotovoltaicos se vuelve cada vez más importante en el desarrollo de las comunidades y en el avance tecnológico de los países.

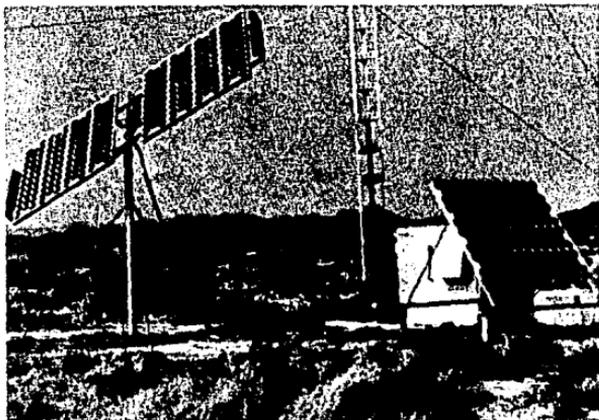


FIG. 9.1 REPETIDORA DE MICRO-ONDAS 60 AMP/HORA
DIA A 24 VOLTS.

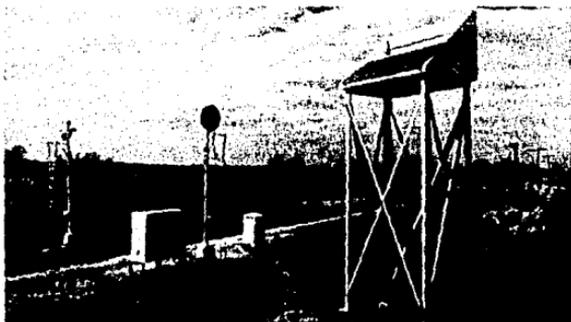


FIG. 9.2 SEÑALIZACION DE FERROCARRILES

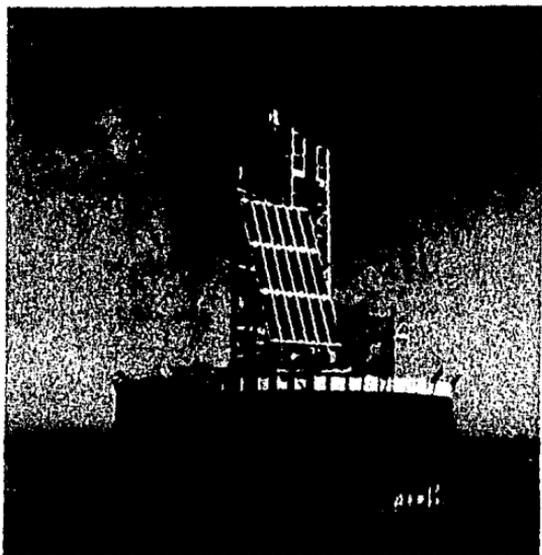


FIG. 9.3 SEÑALIZACION PARA LA NAVEGACION

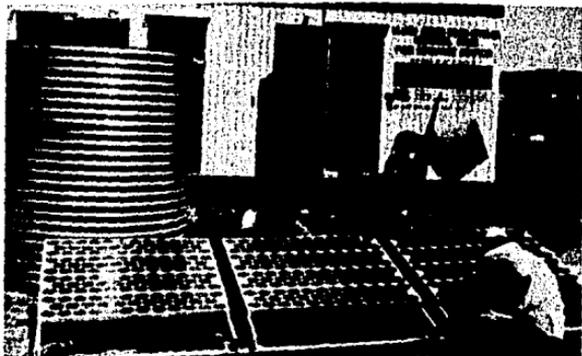


FIG. 9.4 BOMBEO DE AGUA

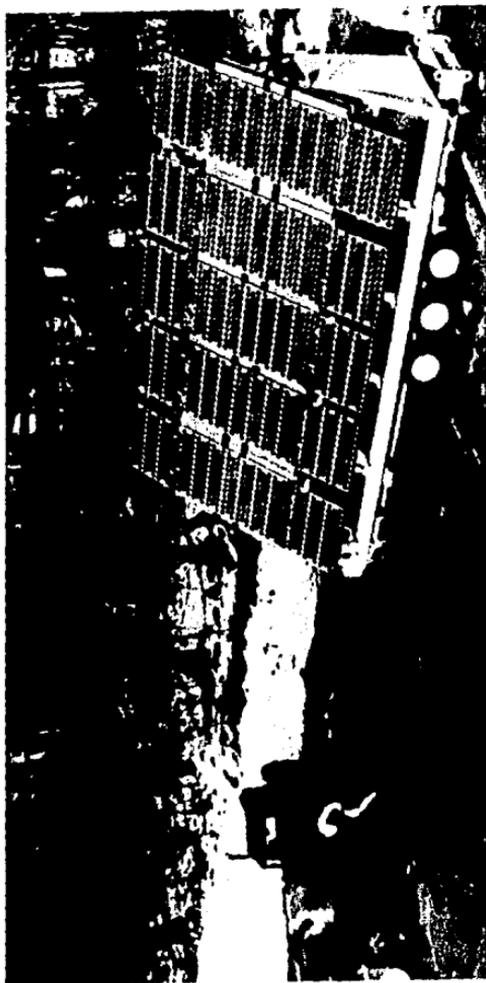


FIG. 9.5 ESTACIONES DE TRANSMISION RODANTES PARA
EL EJERCITO DE LOS EE.UU.



FIG. 9.6 ESTACIONES METEREOLÓGICAS REMOTAS



FIG. 9.7 UNIDAD EXPERIMENTAL DE 10 KW PICO



FIG. 9.8 BOMBEO DE AGUA EN COMUNIDADES RURALES



FIG. 9.9 BOMBEO DE AGUA PARA GANADO

10.

CONCLUSIONES

Si bien la energía solar no resolverá la problemática del medio rural, si puede contribuir a mejorar las condiciones de vida, al brindar servicios como refrigeración, alumbrado, bombeo de agua, tele-primaria, radiotelefonía, etc.

Sólo han transcurrido 10 años en el desarrollo fotovoltaico para uso terrestre, hoy día la energía nuclear tiene 30 años de evolución.

En el mundo de hoy, alrededor de 1/3 de la población vive sin electricidad. Aún en naciones desarrolladas existen áreas periféricas donde no llega la energía eléctrica. En México casi 10 millones de personas no tienen energía eléctrica suministrada por la red convencional. En muchos casos la gente vive sin siquiera los beneficios de simples aparatos eléctricos como: radio y televisión, para escuchar noticias y educarse, refrigeración para preservar vacunas y alimentos perecederos, aparatos electrodomésticos y a veces ni siquiera la luz eléctrica. Si hay energía remota disponible, generalmente es de generadores de motores de gasolina que requiere recargas y mantenimiento regular. Los desperfectos nece

sitan de repuestos y de personal de servicio especializado que son escasos y caros en muchas partes del país.

Los sistemas fotovoltaicos presentan ya una solución a muchos de estos problemas, los componentes del sistema son livianos y fáciles de transportar a áreas remotas con un vehículo pequeño e incluso con fuerza animal. Es fácil armarlos, no requieren habilidades especiales y pueden ser instalados por trabajadores locales. Una vez instalados no hay desgastes de piezas, no necesitan lubricación, abastecimiento de combustible, ni ajustes.

Uno de los aspectos más importantes de un sistema de energía fotovoltaica remota, es su flexibilidad para satisfacer mayores necesidades de energía. - Un usuario puede empezar con la capacidad justa de lo que necesita e ir agregando módulos al sistema a medida que aumenten las necesidades. Un sistema puede empezar con un sólo módulo e ir creciendo de módulo en módulo. Similarmenete una aldea puede empezar con un pequeño sistema central para las necesidades esenciales como refrigeración o bombeo de agua y después ir agregando energía para iluminación, sistema de comunicaciones o pequeñas herramientas y maquinaria para servicios comerciales.

En fín, aunque en la actualidad un sistema fotovoltaico es costoso, deberá llevarse a cabo un estudio a fondo para determinar el costo-beneficio y de esta forma lograr aumentar el uso de la energía fotovoltaica, que nos presenta grandes ventajas contra otras fuentes de energía.

Tenemos que estar muy consientes del momento en el que se encuentra actualmente esta fuente de energía, pero también debemos estar atentos a los cambios que se presentan en el futuro, ya que debido a su origen (el sol) y su operación, en un futuro inmediato, si no es un sustituto de las fuentes de energía actuales, si serán un apoyo a éstas, con los ya mencionados beneficios.

11. BIBLIOGRAFIA

- Instalaciones Solares Fotovoltaicas
Enrique Alcor Cabrerizo.
Progensa, Madrid, España. 1985

- Basic Photovoltaic Principles and Methods.
Solar Energy Research Institute
Van Nostrand Reinhold Company Inc. Newyork, NY. 1984

- Photovoltaic Energy Systems
Matthew Buresch
McGraw - Hill, New York NY. 1983

- Day time Star (The story of our Sun)
Simon Mitton
Charles Scribner's Sons, New York, NY. 1976

- Arco Solar Training Manual
Volúmen 1, 2, 3 Los Angeles Cal. 1980

- Solar Energy Technology Handbook Part A.
Cheremisinoff Paul N. and Dickinson William C.
Marcel Dekker, New York, NY. 1980

- Solar Energy Handbook, Theory and applications
Power Systems Group, Ametek, Inc.
Chilton, Radnor New York N.Y. 1979

- Handbook for Battery Energy Storage in Photovoltaic
Power Systems.
Sandia Laboratory, Albuquerque, N. Mex. 1979

- Solar Energy Conversi3n: The Solar Cell
Neville Richard C.
Elsevier, New York. 1978

- Memorias del III Seminario Nacional de Conversi3n Fo
tovoltaica Vol3men 1 y 2
Merida, Yucatan. 1985

- Manual T3cnico de Calles de Energfa
Condumex
Mc. Graw Hill, M3xico, D.F. 1984

- Catalogo de Productos
Catalogo de Productos
Exide, M3xico D. F. 1985