

Nº 8
261.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA

**"ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA APLICADA
A LA VIVIENDA"**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO CIVIL

PRESENTA:

AVILES ORDOÑEZ, CUAUHEMOC

MEXICO, D. F.

1992.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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.

INDICE

	PAGINA
CAPITULO 1. INTRODUCCION	4
1.1 El aprovechamiento de la energia solar	6
1.2 Electricidad solar	11
1.3 Conversión fotovoltaica	12
1.4 El papel de la energia solar	13
CAPITULO 2. RADIACION SOLAR	
2.1 Introducción; modos de tratamiento de la radiación solar	15
2.2 La radiación solar extraatmosférica	18
2.2.1 La constante solar	18
2.2.2 Distribución espectral	19
2.3 Atenuación y dispersión atmosférica	22
2.3.1 Definición de la posición del sol	23
2.3.2 Número de masa de aire	25
2.3.3 Componente directa y difusa de la radiación solar	29
2.3.3.1 Componente directa	29
2.3.3.1a Absorción por ozono	33
2.3.3.1b Atenuación por aerosoles	33

2.3.3.1c	Absorción por el vapor de agua y otros constituyentes atmosféricos moleculares	34
2.3.3.1d	Resultados	35
2.3.3.2	Componente difusa	38
2.3.3.3	Efectos de las nubes	41
2.3.3.4	El albedo de la superficie terrestre	41
2.3.4	Insolación de superficies horizontales e inclinadas	42
2.3.4.1	Superficie horizontal	43
2.3.4.2	Superficie inclinada fija	43
2.3.4.3	Superficie horientada hacia el sol	45
2.3.5	Irradiancia total	45
2.4	Movimiento aparente del sol	48
2.4.1	Relación entre tiempo solar verdadero, tiempo solar medio , tiempo oficial y ecuación de tiempo	49
2.4.2	Declinación solar	51
2.4.3	Localización del sol en el cielo	52
2.4.4	Horas de salida y puestas del sol	55
2.4.5	Variación de la distancia sol tierra	58
CAPITULO 3. LA CELULA SOLAR		
3.1	Introducción	58
3.2	Estructura y principios de funcionamiento	58
3.2.1	Generación de la fotocorriente	61
3.3	Efectos de la resistencia serie paralelo	64
3.4	Celulas empleadas en los paneles solares	65
CAPITUPO 4. SISTEMAS PARA GENERAR CON ENERGIA SOLAR		
4.1	Función del panel o generador fotovoltaico en el marco de un sistema fotovoltaico	68

4.2	Concepto de generador fotovoltaico de panel plano	68
4.3	Interconexión y empaquetamiento	72
4.4	Perdidas de interconexión de células no idénticas	74
4.5	Funcionamiento de las células solares de un panel fotovoltaico	76
4.6	Encapsulado	77
4.7	Captación de la radiación por los paneles planos	80
4.7.1	Panel plano colector de albedo	83
4.7.2	Diodos de bloqueo	84
4.8	Instalación de los paneles planos	85
4.9	Componentes de un sistema fotovoltaico	87

**CAPITULO 5. APLICACIONES DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA
EN LA CASA HABITACION**

5.1	Ejemplo . Diseño de una carga eléctrica	99
5.2	Acumulación de la energía eléctrica de origen fotovoltaico	102
5.3	Breve revisión de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica	103
5.3.1	Revisión de acumuladores eléctricos	106
5.3.2	Revisión de acumuladores de Plomo-Acido	107
5.3.3	Acumuladores solares	108
5.4	Breve orientación para el cálculo, de la potencia solar que se debe instalar y la capacidad de acumulación necesaria	109
5.5	Aplicación a una vivienda rural permanente	113

CAPITULO 6	CONCLUSIONES	115
-------------------	---------------------	------------

BIBLIOGRAFIA	117
---------------------	------------

ABREVIATURAS

- 1.- mW: MILLIWATTS
- 2.- W : WATTS
- 3.- KW: KILOWATTS
- 4.- MW: MEGAWATTS
- 5.- mW/Cm²: MILLIWATTS/ CENTIMETRO CUADRADO
- 6.- W/M²; WATTS/ METRO CUADRADO
- 7.- KW/M²: KILOWATTS/ METRO CUADRADO
- 8.- J/M²: JOULES / METRO CUADRADO
- 9.- Wh/M²: WATTS POR HORA/ METRO CUADRADO
- 10.- KWh/M²: KILOWATTS POR HORA/ METRO CUADRADO
- 11.- μ m : MICRO, FACTOR DE MULTIPLICACION = 10⁻⁶
- 12.- nm : NANO , FACTOR DE MULTIPLICACION = 10⁻⁹
- 13.- P₀: PRESION ESTANDAR
- 14.- H₀: ESPESOR DE ATMOSFERA EN DIRECCION VERTICAL PARA UN PUNTO AL NIVEL DEL MAR
- 15.- g : ACELERACION DE LA GRAVEDAD
- 16.- m : NUMERO DE MASA DE AIRE
- 17.- $\frac{m}{p}$: NUMERO DE MASA DE AIRE PARA ATMOSFERA PLANA
- 18.- $\frac{m}{r}$: NUMERO DE MASA DE AIRE PARA RADIO TERRESTRE FINITO.
- 19.- μ : INDICE DE REFRACCION DEL AIRE
- 20.- G_d: IRRADIANCIA ESPECTRAL DIRECTA
- 21.- G₀: IRRADIANCIA FUERA DE LA ATMOSFERA
- 22.- C₁, C₂, C₃: COEFICIENTES DE ATENUACION PARA m= 1.
- 23.- T: FACTOR DE TRANSMITANCIA
- 24.- ω : CONTENIDO DE VAPOR DE AGUA EN LA ATMOSFERA
- 25.- e.- PRESION PARCIAL DEL VAPOR DE AGUA MEDIDA EN LA SUPERFICIE.
- 26.- mb : MILIBARES
- 27.- hr: HUMEDAD RELATIVA

- 28.-AMI : NUMERO DE MASA DE AIRE IGUAL A UNO
29.-AMO : NUMERO DE MASA DE AIRE IGUAL A CERO
30.-AM2 : NUMERO DE MASA DE AIRE IGUAL A DOS
3I.-e_m : PRESION MAXIMA DE VAPOR DE AGUA

1. INTRODUCCION

Los recursos no renovables son limitados. Esta limitación de los recursos ha pasado desapercibida a lo largo de milenios a causa de la inmensidad de estos recursos frente a las necesidades de la población. Sin embargo esta situación ha dejado de ser válida y por ello muy recientemente como consecuencia del rápido aumento de la población que se ha puesto de manifiesto de forma evidente en la segunda mitad del siglo XX y del elevado consumo de energía per capita como resultado a las formas de vida de la civilización industrial.

Vamos a hablar ahora de la energía. Nuestro modelo de sociedad actual es fuertemente consumidora de energía. Según Sassin, en base a un conocido estudio de International Institute For Applied Systems Analysis, con sede en Austria, la escasez de energía va a imponer ritmos de crecimientos menores de la renta per capita de los que hemos vivido en los últimos años. Para comparación mostramos un gráfico de W. Sassin F.1 y otro de Flower F.2, mostrando este acuerdo básico sobre la imposibilidad de atender a la demanda global de petróleo del mundo con las fuentes hoy existentes. Pese a la situación actual, que es la contraria (la producción es hoy mayor que la demanda lo que esta forzando a reducciones moderadas del precio del barril) no hay que dejarse engañar por falsos espejismos. A la larga el petróleo se irá convirtiendo en un bien escaso y cada vez más caro y ello va a afectar de modo importante a nuestra economía.

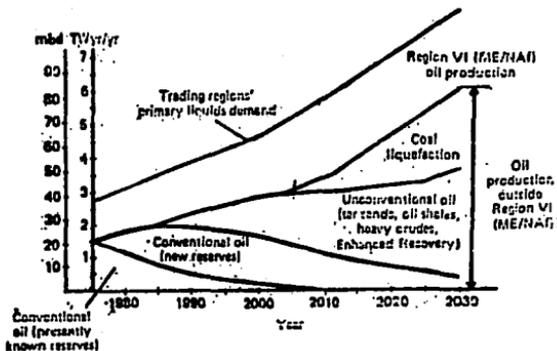


Fig.1. Demanda y suministro de petróleo en el mundo (excluyendo países comunistas). La región VI en el dibujo se refiere a Oriente Medio y Norte de África. REF. (1)

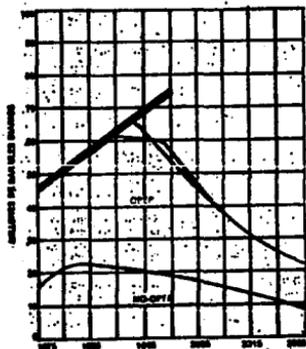


Fig.2. Demanda y suministro de petróleo en el mundo según Fowler. La línea de puntos se refiere a la producción técnicamente posible que se equilibra con la demanda (raya gruesa). Las líneas llenas se refieren a producciones más realistas. REF. (2)

El carbón es mucho más abundante que el petróleo pero, con todo, puede observarse que usando solo combustibles fósiles podemos contar quizás con un siglo antes de que se nos produzca una crisis total de energía. Solo la aceptación de los reactores reproductores, basados en el ciclo del plutonio, que entraña graves peligros relativos a la proliferación de las armas nucleares permitiría demorar más de dos siglos la aparición de la crisis energética total. Para apoyar este análisis mostraremos también un gráfico de Sassin F.3 y la tabla 1 en que se estima en unos 100 años el plazo antes del agotamiento sustancial de todos los recursos.

En la tabla se apuntan dos posibles soluciones definitivas al problema energético; la fusión nuclear y la energía solar.

Sin embargo el problema de estas fuentes existe desde el punto de vista de los costos como desde el punto de vista de que las tecnologías no están disponibles. Incluimos un análisis prospectivo de Sassin F.4 acerca de la oferta energética en los próximos cincuenta años. En este gráfico vemos el escaso papel reservado a la energía solar. Pese a ello creemos que este tipo de energía tiene un gran papel que jugar en el siglo XXI.

1.1 EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA SOLAR

La radiación solar llega a la superficie terrestre con un flujo que varía ligeramente con la posición de la tierra en su órbita y con la actividad solar en cada momento pero que es próxima a los 1.4 KU/m^2 con un espectro próximo al de un cuerpo

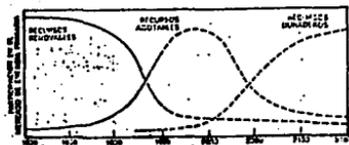


Fig. 3. Porcentaje de participación en el mercado de energía primaria de recursos renovables tradicionales, recursos agotables y recursos duraderos futuros (fusión y renovables incluyendo solar).

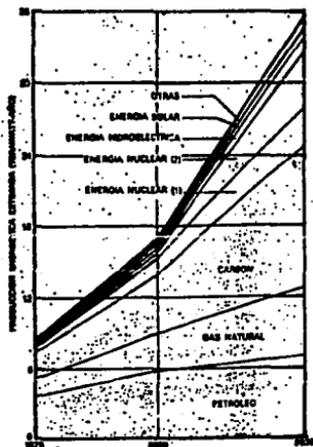


Fig. 4. Producción energética estimada a partir de diversas fuentes. Nuclear 1 se refiere a la que usa tecnología actual Nuclear 2 se refiere a la que usa ciclo de plutonio (reproductores)

negro a algo menos de 6000°K. Cuando atraviesa la atmósfera sufre una cierta absorción que depende de las condiciones atmosféricas, de la altura del observador sobre el nivel del mar y de la oblicuidad de los rayos. Cuando los rayos son normales a la superficie terrestre y el observador está a nivel del mar y la atmósfera es seca, la energía recibida es del orden de 1 KW/m². Esta energía comprende la radiación directa, que procede del sol propiamente dicho y la radiación difusa que procede del cielo en su conjunto, y cuyo origen es la dispersión en la atmósfera de los rayos solares.

Un sencillo cálculo indica que si se pudiera aprovechar al 100% la energía solar sería preciso un área de 19 m² por habitante para satisfacer sus necesidades energéticas. Si solo se aprovecha el suelo con un 10% de rendimiento el área se convierte en 190 m² que deben compararse con los 1000 m² necesarios para alimentarle. Para habitación puede estimarse que se necesitan de unos 5 m² por habitante en edificios pero que esta cantidad se encuentra hasta en 50 m² por habitante en zonas rurales. De estas simples cifras podemos concluir que ; a) la energía solar ocupa mucho menos espacio que el requerido para alimentación. b) en un modo de vida rural las necesidades energéticas pueden ser satisfechas a partir de la energía solar y c) los consumos centralizados de energía característicos del mundo urbano son demasiado densos y el uso de la energía solar no es suficiente.

Vamos a distinguir ahora los distintos usos posibles de la energía solar: a) arquitectura pasiva. b) uso térmico. c) producción de biomasa. d) producción de electricidad.

La arquitectura solar es un concepto fácil de entender, se trata de conseguir el confort ambiental en una vivienda considerándola como un elemento que debe recibir o rechazar, según los casos la energía procedente del sol. En países fríos donde un 30% de la energía total puede consumirse en el sector doméstico, con un fuerte énfasis en calefacción, las viviendas solares pueden ayudar a una reducción importante del consumo energético. En nuestro país su influencia puede ser menor ya que nuestras condiciones ambientales nos ayudan a evitar consumos excesivos en calefacción.

También es conceptualmente simple el uso directo del calor solar. Se trata ahora de paneles o colectores que capturando eficazmente la radiación calientan un fluido. Este fluido puede emplearse para obtener agua caliente de uso doméstico, para obtener aire acondicionado mediante la apropiada máquina térmica y para el calor necesario en procesos industriales y agrícolas.

El más simple de los colectores utilizados es el colector plano consistente básicamente en un tubo pintado de negro colocado en una caja bien aislada térmicamente y recubierta por un vidrio. Este tipo de colectores permite obtener un fluido a unos 60 u 80°C, suficiente para usos domésticos.

Aunque es posible obtener temperaturas superiores, las dificultades aumentan mucho; sin embargo estas temperaturas son

suficientes para usos domésticos y para un gran número de aplicaciones industriales que requieren calor a temperaturas con frecuencia dentro del rango mencionado.

Para dar una idea de tamaños, si bien para el agua caliente doméstica puede bastar un par de metros cuadrados de colector para suministrar agua, por ejemplo, vapor a una planta de pasteurización de leche pueden hacer falta algunos millares de metros cuadrados, quizás decenas de millares, lo que, en principio excluye el autoabastecimiento de calor a partir de energía solar en áreas urbanas.

Pasando ahora al tema de la biomasa, la idea es de aprovechar la capacidad de las plantas de absorber energía solar y convertirla en materia orgánica rica en carbono de la que es posible extraer combustible. El modo más ambicioso de utilización de esta energía es el empleo de granjas solares, con cultivos orientados a la obtención de la energía. Como el rendimiento global de aprovechamiento de energía solar por estas plantas es inferior al 1% se deduce que este tipo de aplicación requiere áreas por habitante similares a las que se necesitaría para alimentación de este mismo habitante, lo que establece una competencia insostenible entre áreas para cultivos alimenticios y áreas para cultivos energéticos.

También merece mención el interés por aprovechar los residuos orgánicos existentes en las basuras para extraer de ellas combustible. Este tipo de investigaciones da lugar a los conocidos digestores que pueden ser de enorme interés también por

su aspecto ecológico y muy adecuados, por otra parte, para su utilización en el mundo rural.

Los productos orgánicos así obtenidos constituyen ya un combustible apto para ser quemado, pero de ellos puede obtenerse también combustibles líquidos o gaseosos a través de procedimientos químicos o biológicos, haciendo más fácil y limpio su empleo en una sociedad que, por otra parte, tiene necesidad de este combustible.

1.2 ELECTRICIDAD SOLAR

La electricidad ocupa un papel básico en la energía, para comprenderla hay que comprender que la energía, con gran frecuencia, ha de ser transformada. En este sentido, la electricidad es la clase de energía que puede transformarse mejor. su transformación en calor, a casi cualquier temperatura es elemental a través del efecto joule.

Hay tres medios fundamentales de producir energía eléctrica a partir de la energía solar; a) por conversión térmosolar, b) a partir de la energía eólica y c) por conversión fotovoltaica.

El modo de obtención de electricidad termosolar es acoblar a colectores lineales máquinas térmicas de baja entalpia semejantes a las empleadas en los estanques solares aunque adaptadas a saltos térmicos algo superiores y consecuentemente capaces de rendimientos más elevados. Siendo elemental la comprensión de este método no insistimos más en él, solo indicaremos que en la plataforma solar de Almería en España se ha instalado una central de aproximadamente medio megawatio eléctrico basado en este

procedimiento específico.

Con relación a la energía eólica, su inclusión en el tema de la electricidad solar es discutible. Mientras sociedades científicas como el International Solar Energy Society o el departamento de energía estadounidense la incluye, la agencia Internacional de energía la excluye. La razón científica radica en que la causa de los movimientos de aire en la atmósfera radica en la energía solar que calienta de manera diferente a distintas partes del planeta.

Los molinos de viento y los populares molinetes para bombeo de agua constituyen un precedente venerable de la utilización de la energía eólica. Sin embargo para la conversión de la electricidad el dispositivo preferido es, para generadores de energía moderada (de 5 KW) una hélice de tres palas. Este dispositivo extrae del viento casi toda la potencia posible (del orden del 40% de la energía cinética del viento que atraviesa el círculo de la hélice) y gira a una velocidad mucho más rápida que, por ejemplo el molinete clásico, de manera que la velocidad de la hélice se adapta bastante bien a la de un generador eléctrico convencional. Además se orientan bien al viento y son bastante fiables.

1.3 CONVERSION FOTOVOLTAICA

La base y fundamento de la electricidad fotovoltaica es la célula solar, elemento en el que apartir de una serie de transformaciones internas se ha hecho posible la conversión directa de los fotones de la luz en energía eléctrica sin emplear

ningún tipo de órgano móvil. De cada célula solar se obtiene un voltaje de unos 0.5 volts en corriente continua y una corriente de unos 240 ampers por metro cuadrado de superficie de células, cuando estas se iluminan con luz de 1 KW/m². La forma de un disco de 10 cm. de diámetro es capaz de dar 0.5 volts y dos ampers.

El modo más común de presentar las células solares, es lo que se llaman módulos o paneles planos, en los que un cierto número de células se colocan sobre una placa, se interconectan en serie o en paralelo, se embeben en un material encapsulante y luego se protegen con un vidrio. El panel más común es un panel de 33 watts que da unos 16 volts y dos ampers. El abaratamiento de este tipo de paneles y la sustitución del material de base actual <silice> por otro de menos costo son una de las vías para reducir costos.

1.4 EL PAPEL DE LA ENERGIA SOLAR

Una vez que hemos discutido las diversas formas de energía solar vamos a plantear algunos aspectos de su posible implantación y su futura ayuda a la solución de la crisis de la energía.

Ante todo hemos de decir que la energía hoy día es muy barata, pese a las subidas recientes del petróleo, y que la situación futura es incierta ya que en una época como la que nos espera de encarecimiento progresivo de la energía, tendremos que invertir en investigación primero y luego en infraestructura capaz de evolucionar hacia el uso de energías alternas más caras que las energías hoy en uso. No será posible esperar a que las

2.- R A D I A C I O N S O L A R

2.1.- INTRODUCCION; MODOS DE TRATAMIENTO DE LA RADIACION SOLAR.

El sol es una potentísima fuente de energía, con un flujo radiante de $3.8 \cdot 10^{26}$ W equivalente a una densidad de 62.5 Mw por cada metro cuadrado de superficie solar. Sin embargo, de esta emisión solar la tierra, en su superficie, apenas llega a captar 1 Kw/m^2 , debido a la distancia a la que se encuentra del sol.

Para el diseño de sistemas de energía solar, se hace imprescindible una caracterización de la radiación disponible bajo diversas condiciones atmosféricas.

En efecto, para la caracterización de la radiación solar se hace preciso disponer de modelos previamente elaborados a partir de estudios teóricos y comparados con resultados experimentales obtenidos en lugares donde se hayan efectuado medidas simultáneas de radiación solar y del mayor número posible de parámetros atmosféricos. La aplicación de estos modelos ha de hacerse con frecuencia, a lugares donde se dispone de un escaso número de esos datos atmosféricos, pero, a partir de ellos, hacer no solo una estimación de rendimientos instantáneos del sistema sino una previsión de rendimientos futuros y resultados globales durante intervalos de tiempo, así como desviaciones posibles o probables respecto del comportamiento medio estimado.

Actualmente existen modelos para casi cualquier tipo (en calidad y cantidad) de colecciones de datos atmosféricos que permiten estimaciones de la radiación solar adaptándose a la información de que se disponga. Estos modelos van desde los que

sólo precisan de datos muy generales como localización aproximada de la superficie terrestre, tipo de clima y entorno hasta los que descienden a detalles de composición cuantitativa instantánea de la atmósfera en los elementos no fijos (vapor de agua, polvo en suspensión, gases polucionantes, tipo, tamaño y distribución de las nubes, etc.). En materia de aprovechamiento de la energía solar ha de buscarse una situación de compromiso entre la complejidad del modelo y su utilidad práctica para cada problema particular.

Otra característica de la radiación solar es su propia complejidad interna. Siendo la radiación una manifestación electromagnética de la energía, la solar presenta una amplia distribución espectral (es decir una gran variedad de componentes elementales de distintas longitudes de onda) bastante parecida antes de ser afectada por la atmósfera, a la emisión de un cuerpo negro a una temperatura de 5760°K.

Los sistemas de conversión directa de la energía solar (si por directa entendemos la posibilidad de utilización inmediata de la energía convertida) pueden ser de dos tipos esenciales; térmicos o fotovoltaicos. Los térmicos son muy poco sensibles al detalle de la distribución espectral por lo que los modelos de radiación solar aplicables a este tipo de sistemas serán adecuados aunque sólo especifiquen sus características totales (integradas para todo el espectro). Por el contrario la conversión fotovoltaica sí es sensible a la distribución espectral hasta el punto de que cada material fotovoltaico se caracteriza por una banda típica de radiaciones que pueden ser

parcialmente convertidas, con mayor o menor rendimiento. Por ello en aplicaciones fotovoltaicas, es esencial la utilización de modelos de radiación solar que describan también su composición espectral y diferencien los efectos atmosféricos sobre cada componente.

Dentro de lo posible se procurarán seguir las recomendaciones de la referencia (15) en cuanto al uso de símbolos, unidades y criterios de definición de magnitudes, coordenadas, ángulos, etc. Las magnitudes de radiación solar de uso habitual son las siguientes:

IRRADIANCIA (G): cantidad de energía que incide o atraviesa la unidad de superficie en la unidad de tiempo. Se expresa en W/m^2 (en ocasiones en mw/cm^2).

RADIANCIA O LUMINANCIA (L): irradiancia por unidad de ángulo sólido debida a una fuente extensa. Se expresa en W/m^2 .

IRRADIACION (H): cantidad total de energía recibida por unidad de superficie durante el tiempo considerado (horaria, diaria, mensual, etc.). Se expresa en J/m^2 (en ocasiones son más cómodas las unidades de Wh/m^2 o KWh/m^2).

Cuando estas magnitudes se refieren a componentes espectrales (subíndice λ) su definición se entiende por unidad de intervalo de longitud de onda alrededor de la caracterizada por el valor del subíndice.

2.2. LA RADIACION SOLAR EXTRAATMOSFERICA

Al nivel terrestre tanto la irradiancia solar total como su distribución espectral varían de manera complicada y a veces aleatoria. Las causas son evidentes: Al atravesar la atmósfera los rayos solares son a la vez parcialmente absorbidos y dispersados. El espesor efectivo de atmósfera que los rayos solares deben de atravesar varía en función del movimiento aparente del sol sobre la bóveda celeste.

Puesto que el espesor de la atmósfera terrestre puede considerarse despreciable frente a la distancia sol-tierra las características de la radiación en ausencia de atmósfera corresponden a las que pueden efectivamente medirse (mediante satélites, etc.) en el espacio exterior inmediatamente próximo a la tierra.

Por ello los datos de referencia de la radiación solar suelen establecerse para las condiciones de distancia media sol-tierra. Estos datos son la llamada constante solar y su distribución espectral.

2.2.1 La constante solar

Se entiende por constante solar la irradiancia sobre una superficie orientada normalmente a la dirección de los rayos solares y situada fuera de la atmósfera terrestre a la distancia astronómica unidad ($1.495 \cdot 10^{11}$ m, distancia media sol-tierra).

El valor admitido por la NASA para los criterios de diseño de vehículos espaciales y como estándar por la ASTM (American Society of Testing and Materials) es de 1353 W/m^2 , con un error

estimado de $\pm 1.5\%$ (3). Es el resultado de medidas efectuadas a una altura de 11.6 Km. sobre la superficie terrestre, y corregida por los efectos atmosféricos de las capas superiores. Medidas más recientes efectuadas desde satélites, (4) así como la aplicación de nuevos métodos correctivos y medias ponderadas a los resultados anteriores dan un valor algo superior, de 1370 W/m². Así pues, consideramos en lo sucesivo como valor de la constante constante solar el estándar NASA/ASTM.

$$G_{sc} = 1353.0 \text{ Wm}^{-2} = 135.30 \text{ mWcm}^{-2} \quad (1)$$

2.2.2 *Distribución espectral*

La distribución espectral de la constante solar (3), también según el estándar NASA/ASTM, se representa gráficamente en la fig.1 y tabulada en la tabla 1. De estos datos destaca la existencia de un máximo para longitudes de onda en torno a los 460 nm y que en el intervalo 0-1.1 μm (que corresponde a las radiaciones que pueden ser convertidas por el silicio) la irradiancia integrada representa aproximadamente el 75% del total. En la fig. 2 se muestra el mismo espectro, comparado con el de radiación de un cuerpo negro a la temperatura de 5762°K, normalizada para la misma irradiancia integrada, y con otros que muestran los mismos efectos de la absorción atmosférica.

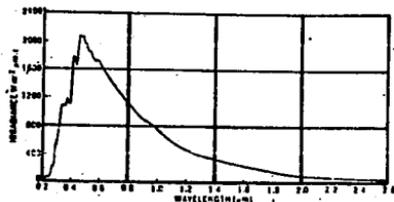


Fig. 1. Irradiancia espectral extraatmosférica
(de la referencia 3)

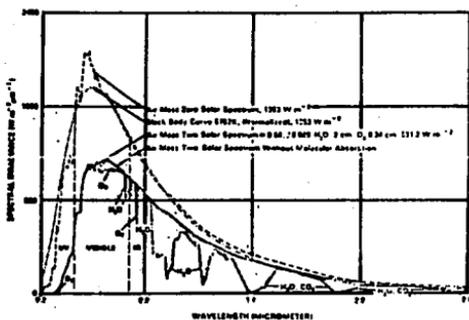


Fig. 2. Comparación entre curvas de irradiancia espectral en las condiciones indicadas.
(de la referencia 5)

2.3. ATENUACION Y DISPERSION ATMOSFERICA

La radiación incidente sobre un receptor extraatmosférico proviene casi exclusivamente de la emitida en línea recta por el sol (radiación directa) ya que al estar el espacio exterior desprovisto de materia dispersa (al menos en cantidad apreciable), la atmósfera celeste aparece negra (sin radiación).

La situación es distinta a nivel de la superficie terrestre. Los componentes atmosféricos (habituales u ocasionales, en proporción fija o variable) en parte absorben (ozono, oxígeno, anhídrido carbónico, vapor de agua, etc.) y en parte dispersan (moléculas, gotas de agua microscópicas, polvo en suspensión, etc.) la radiación. El resultado de estos efectos es la descomposición de la radiación solar incidente sobre un receptor horizontal en dos componentes principales:

Componente directa: constituida por los haces de rayos transmitidos y más o menos atenuados que se reciben en línea recta por el sol.

Componente difusa: procedente de todo el hemisferio cenital excluido el disco solar y debida a la luminosidad del cielo producida por todos los rayos no directos dispersados por la atmósfera en la dirección del receptor.

El balance energético se completa con dos componentes adicionales, pérdidas para el receptor, como son la parte absorbida por la atmósfera y la componente devuelta por retrodispersión al espacio exterior (albedo de la tierra).

Las componentes directas y difusa de la radiación solar, pero especialmente la primera dependen, aparte de las condiciones

atmosféricas, de la posición relativa del sol respecto del receptor en cuanto posiciones diferentes significan, espesores distintos de atmósfera que los rayos solares deben atravesar para llegar al receptor.

Teniendo presente estas ideas previas a continuación se detallan los efectos atmosféricos más importantes y el modo de proceder para determinar los niveles de radiación solar y su distribución espectral al nivel del suelo.

2.3.1. *Definición de la posición del sol*

En astronomía se usan diferentes tipos de coordenadas para definir la posición de los astros sobre la esfera celeste y sus movimientos aparentes en relación con la tierra (topocéntricas, geocéntricas-horizontales, ecuatoriales, eclípticas, galácticas, heliocéntricas-ecuatoriales y adicionalmente coordenadas geográficas para definir un punto sobre la superficie terrestre). La elección de unos u otros suele hacerse en función de la comodidad para la resolución de cada problema específico. Para las definiciones y usos de estos tipos de coordenadas se remite al lector a cualquier texto especializado en astronomía.

En lo que respecta a la utilización de la energía solar el sistema más apropiado suele ser el de coordenadas horizontales. Existiendo acuerdo unánime entre los diversos autores sobre el convenio de signos y márgenes a utilizar en especial, para el azimut adoptaremos, por habitual, el siguiente (ver fig. 3).

Altura α : Ángulo de elevación del sol sobre el horizonte. Positivo (0 a 90°) del horizonte hacia el cenit. Negativo (no es válido para aprovechamiento solar) hacia el nadir.

Distancia cenital θ_z : complementario al anterior ($90^\circ - \theta$), positivo (0° a 180°) desde el cenit hacia el nadir (distancias cenitales mayores de 90° corresponden a posiciones del sol por debajo del plano del horizonte).

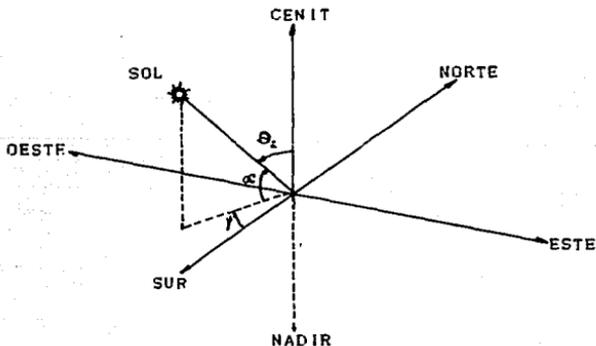


Fig.3. Ilustración de los ángulos de azimut γ , altura θ y distancia cenital θ_z

Azimut γ : ángulo que forma la proyección del sol sobre el plano del horizonte con la dirección sur. Positivo (0° a 180°) hacia el oeste, negativo (0° a -180°) hacia el este.

Aunque estas definiciones no cumplen con la ley de la mano derecha de los triedros, corresponden más adecuadamente al sentido observado del movimiento aparente del sol. Otras definiciones de ángulos relacionados con este movimiento se verán más adelante. De momento, el ángulo fundamental es la distancia

cenital.

2.3.2. Número de masa de aire

Para caracterizar de algún modo el efecto que tiene sobre la radiación el hecho de tener que atravesar la atmósfera terrestre (aparte de los efectos específicos derivados de su composición) desde distintas distancias cenitales, se utiliza el parámetro m o número de masa de aire. El valor unitario de este parámetro corresponde a la posición cenital del sol para un punto al nivel del mar y condiciones de presión atmosférica estándar (760 mm de hg). Otros valores corresponden al número de veces que esta atmósfera estándar debe ser atravesada por los rayos solares en función de la posición relativa del sol.

Para expresar la relación entre el número m y la distancia cenital se utilizan distintos modelos según la precisión requerida. común a casi todos ellos es la aproximación, de considerar la atmósfera reducida a su equivalente homogéneo (de densidad de aire constante). El espesor H_0 de esta atmósfera en dirección vertical para un punto al nivel del mar (condiciones de presión estándar p_0 : 760 mm de hg, densidad del aire ρ_0 : 1.293 Kg/m³ aceleración de la gravedad g_0 : 9.806 m/seg² es:

$$H_0 = p_0 / \rho_0 g_0 = 7990 \text{ m} \approx 8 \text{ Km} \quad (2)$$

El modelo más sencillo considera una atmósfera plana (ver figura 4a) dando como resultado.

$$m = \frac{H}{H_0} = \frac{1}{\cos \phi} \quad (3)$$

Sin embargo este modelo pierde validez cuando ϕ_z se aproxima a 90° (sol en el horizonte) porque hace tender el número m hacia el infinito lo que significaría una transmisión nula de la radiación solar. Para obviar esta dificultad debe considerarse la finitud del radio terrestre (ver figura 4b).

Tras algunas operaciones geométricas se obtiene.

$$m = \sqrt{\left[\left(\frac{R}{H} \right) \cos \phi_z \right]^2 + 1 + 2 \left(\frac{R}{H} \right) - \left(\frac{R}{H} \right) \cos \phi_z} \quad (4)$$

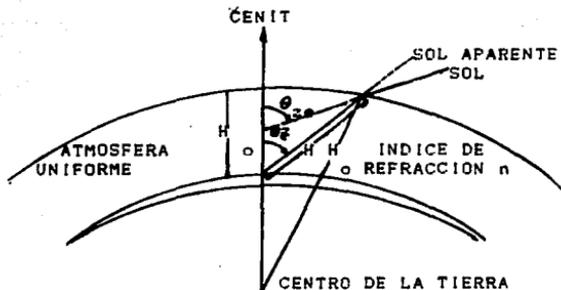
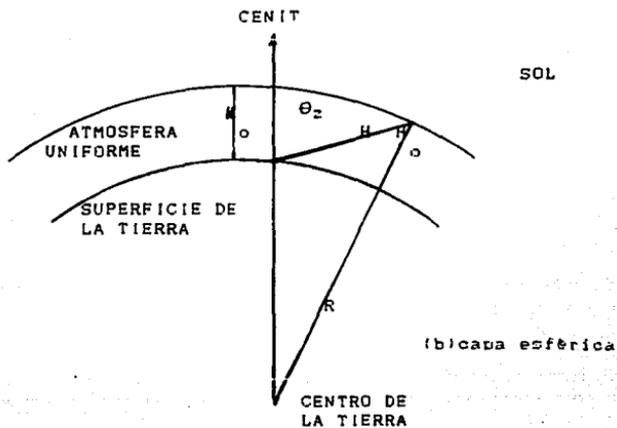
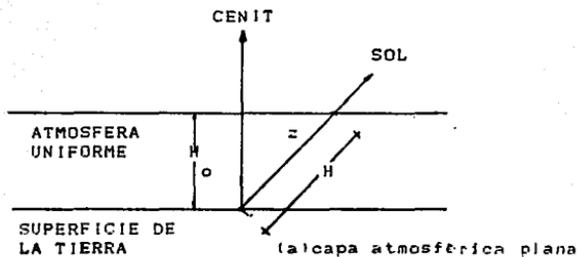
siendo R el radio terrestre (valor medio 6366.2 Km correspondiente a una longitud de meridiano de $4 \cdot 10^4$ Km).

Aún a veces se añade una última corrección, de escasa importancia a efectos prácticos, por la refracción que sufren los rayos solares al entrar a la atmósfera, dando lugar a una ligera diferencia entre la distancia cenital observada ϕ_z y la efectiva ϕ_{ze} (ver fig. 4c). En la aproximación de atmósfera homogénea puede obtenerse esta diferencia sin excesiva dificultad siendo:

$$\phi_{ze} - \phi_z = \arcsen \left(\frac{nR}{R+H} \sin \phi_z \right) - \arcsen \left(\frac{R}{R+H} \sin \phi_z \right) \quad (5)$$

donde n es el índice de refracción (supuesto homogéneo) del aire.

A título indicativo, en la tabla 2 se muestran valores de los números de masa de aire correspondientes a diversas distancias cenitales así como los valores efectivos de distancia cenital para un índice de refracción equivalente a $n = 1.000463$



(C)capa esférica con efectos de refracción por índice homogéneo

Tabla 2: Número de masa de aire (m y m_r) y distancia cenital efectiva (θ_e) para los tres modelos de atmósfera en función de la distancia cenital aparente θ .

θ_e (°)	0	30	60	70	80	85	88	87	86	85	80
$m_p = 1/\cos \theta_e$	1	1,155	2,000	2,974	5,769	11,474	14,336	19,107	26,654	37,299	∞
m_r	1	1,155	1,988	2,910	5,647	10,861	12,816	16,033	20,647	28,388	39,897
θ_{80} (°)	0	30,016	60,048	70,072	80,148	85,288	86,316	87,393	88,465	89,540	90,629

Si la corrección por refracción atmosférica no es muy importante puede generalmente olvidarse, no ocurre lo mismo con el efecto de la altitud sobre el nivel del mar. Al aumentar la altura, la presión atmosférica decrece y la parte proporcional de atmósfera lo hace igualmente, por lo que la distancia cenital nula el número m será inferior a la unidad correspondiente a la atmósfera estándar. Conociendo la presión atmosférica media del lugar p_0 , alternativamente, su altitud h sobre el nivel del mar el número m puede obtenerse mediante una de las dos relaciones siguientes:

$$m = m_r \left(\frac{p}{p_0} \right) = m_r \exp(-h/h_0) \quad (6)$$

donde se ha tenido en cuenta la forma de variación efectiva de la presión con la altitud (solo lineal para altitudes pequeñas).

2.3.3. Componente directa y difusa de la radiación solar

2.3.3.1. Componente directa

La atenuación por la atmósfera de los rayos directos del sol es debida a los efectos de absorción (por ozono O_3 , oxígeno O_2 , anhídrido carbónico, metano CH_4 , vapor de agua H_2O , partículas en suspensión, etc.) y dispersión (moléculas de los componentes fijos de la atmósfera, gotas microscópicas de agua, partículas de polvo, etc.). Véase como ilustración la fig. 5.

Por otra parte, la atenuación sea por absorción ó por dispersión no se efectúa por igual para todas las radiaciones que componen el espectro solar, dependiendo generalmente de la longitud de onda (ver figs. 6a, b, c, d). Esta particularidad que puede no tener excesiva importancia en los sistemas de conversión térmica de la energía solar es sin embargo fundamental para los sistemas fotovoltaicos puesto que las células responden muy desigualmente a las diversas radiaciones.

Sin entrar en los aspectos puramente teóricos se indica a continuación someramente los diversos mecanismos de atenuación y en particular su traducción práctica.

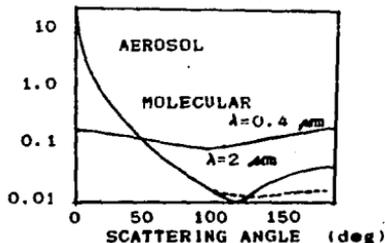


Fig.5. Distribución angular de la dispersión. $F(\phi)$ es tal que $\int F(\phi)d\Omega = 1$. (de la referencia 7)

Según Thekaekara (3), (5), (6) la irradiancia espectral directa G es:

$$G_{b\lambda} = G_{o\lambda} \exp - C_{\lambda} m^* T \quad (7)$$

donde G es la irradiancia fuera de la atmósfera para la longitud de onda λ , m el número de masa de aire, C_{λ} se expresa mediante:

$$C_{\lambda} = C_{1\lambda} + C_{2\lambda} + C_{3\lambda} \quad (8)$$

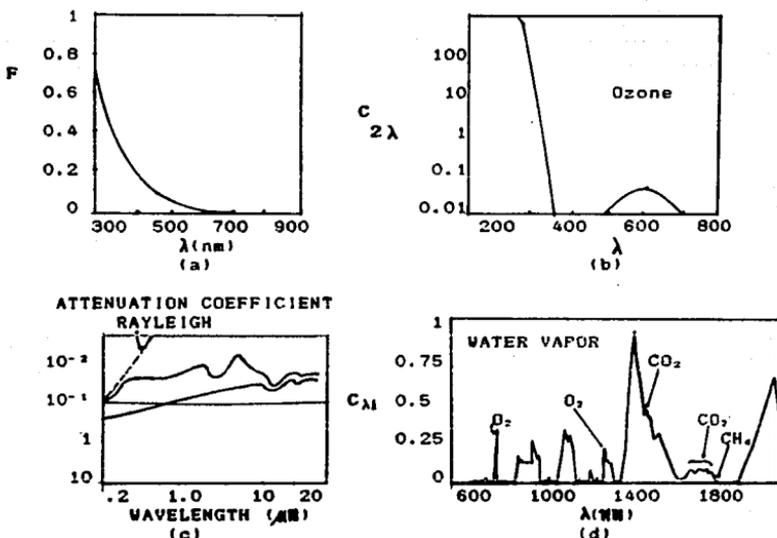


Fig. 6. Atenuación debida a los distintos componentes atmosféricos. a) Relación dispersión molecular/transmisión (Rayleigh). b) Coeficiente de atenuación por absorción por el ozono ($C_{2\lambda}$). c) Coeficiente de atenuación por absorción y extinción total debido a partículas en suspensión (λ^{-sc} expresado en potencias de 10). d) Coeficiente de absorción (C_{λ}) para diversos constituyentes atmosféricos exceptuando el ozono (explícitamente se indican los picos de absorción no correspondientes al vapor de agua). (De la referencia 7).

siendo C_1, C_2 y C_3 los coeficientes de atenuación (para $m=1$) molecular (de Rayleigh), de ozono y de turbiedad (aerosoles) respectivamente y T_{λ_i} es el factor de transmitancia que corresponde a diversas bandas de absorción molecular (O_2 y CO_2 principalmente) que tienen lugar para longitudes de onda a partir de $0.7 \mu m$ (infrarrojo). T_{λ_i} puede tomar una de las siguientes formas ($i=4$ ó 5 ó 6):

$$T_{\lambda_4} = \exp -C_4 W m \quad (9a)$$

$$T_{\lambda_5} = \exp -C_5 W m \quad (9b)$$

$$T_{\lambda_6} = 1 - C_6 m \quad (9c)$$

siendo W el contenido de vapor de agua en la atmósfera (medido en mm de agua precipitable) y C_4, C_5, C_6 variables empíricas (funciones de la longitud de onda) Obtenidas a partir de una gran cantidad de resultados experimentales. En las tablas 3 y 4 pueden verse valores de los coeficientes $C_1 - C_6$ en función de la longitud de onda para las condiciones atmosféricas que se especifican.

Tabla 3: Coeficientes de atenuación C_1, C_2, C_3 (para $\alpha=0.66$, $\beta=0.17$ debidos a dispersión de Rayleigh, absorción por ozono y turbulencia atmosférica. (De la referencia 6)

λ (μm)	c_1	c_2	c_3	τ_1 ($\alpha = 0.66, \beta = 0.17$)
0.270	1.928	70.956	0.4034	
0.780	1.645	35.816	0.3758	
0.800	1.222	3.413	0.3703	
0.920	0.927	0.301	0.3646	
0.940	0.717	0.022	0.3665	
0.960	0.564	0.001	0.3336	
0.980	0.450	0.000	0.3220	
0.400	0.364	0.000	0.3112	
0.450	0.233	0.001	0.2800	
0.500	0.145	0.012	0.2650	
0.550	0.096	0.031	0.2522	
0.600	0.069	0.045	0.2382	
0.650	0.050	0.021	0.2249	
0.700	0.037	0.006	0.2151	
0.800	0.021	0.003	0.1970	
0.900	0.013	0.000	0.1827	
1.020	0.007	0.000	0.1671	
1.000	0.003	0.000	0.1636	
1.670	0.001	0.000	0.1212	
2.170	0.000	0.000	0.1020	
3.500	0.000	0.000	0.0744	
4.000	0.000	0.000	0.0641	

Tabla 4: Coeficientes de absorción molecular C_1 (i:4,5 ó 6 según se indica). (De la referencia 6).

λ	i	c_1	λ	i	c_1	λ	i	c_1	λ	i	c_1
0.6903	4	0.0345	1.0940	4	0.0760	1.7200	5	0.00457	3.2140	4	0.41000
0.7000	4	0.0000	1.0980	5	0.00427	1.7820	5	0.00093	3.2450	4	0.36600
0.7100	4	0.0000	1.1010	6	0.07150	1.8620	4	0.70000	3.2600	4	0.37600
0.7200	4	0.0000	1.1200	4	0.30000	1.9550	4	0.30500	3.2850	6	0.24000
0.7277	4	0.0250	1.1310	4	0.27000	2.0000	6	0.20500	3.3170	6	0.20500
0.7300	4	0.0000	1.1370	4	0.20300	2.0140	6	0.22100	3.3400	4	0.31700
0.7400	4	0.0000	1.1430	4	0.21300	2.0570	6	0.23300	3.4030	4	0.22600
0.7500	4	0.0000	1.1470	4	0.23000	2.1240	5	0.00052	3.4500	4	0.16000
0.7621	6	0.2472	1.1700	5	0.00799	2.1560	5	0.00917	3.5070	6	0.10000
0.7700	4	0.0000	1.1900	5	0.00056	2.2010	6	0.11900	3.5300	6	0.14000
0.8000	4	0.0000	1.1930	6	0.00010	2.2660	4	0.10000	3.5750	5	0.00000
0.8099	4	0.0232	1.2220	5	0.00065	2.3200	6	0.15200	3.6200	4	0.03330
0.8170	4	0.0000	1.2360	5	0.00136	2.3800	6	0.15000	3.6700	4	0.00000
0.8300	4	0.0000	1.2640	6	0.10000	2.3500	6	0.16000	3.6900	4	0.00000
0.8463	4	0.1460	1.2760	6	0.11000	2.3600	4	0.11000	3.7150	6	0.07200
0.8600	4	0.1200	1.2800	5	0.00010	2.4150	4	0.13000	3.7650	4	0.00000
0.8700	4	0.1000	1.3140	5	0.00124	2.4530	4	0.14000	3.8100	4	0.00000
0.8770	4	0.1400	1.3330	4	0.13300	2.4940	4	0.21400	3.8800	6	0.19000
0.8800	4	0.1200	1.3630	4	0.00000	2.5370	4	0.33300	3.9200	4	0.10000
0.9100	4	0.1200	1.4320	4	0.02600	2.9000	4	0.50000	3.9400	6	0.16000
0.9100	4	0.2300	1.4570	4	0.07000	2.9400	4	0.35000	4.0400	6	0.24000
0.9100	4	0.2000	1.4730	4	0.10000	2.9540	4	0.30000			
0.9400	4	0.2000	1.5420	5	0.00300	2.9730	4	0.28000			
0.9500	4	0.2100	1.5720	6	0.07700	3.0250	4	0.39000			
0.9500	4	0.1900	1.5990	6	0.00300	3.0450	4	0.39000			
0.9630	4	0.1900	1.6000	6	0.00000	3.0500	4	0.30000			
0.9700	4	0.0500	1.6200	4	0.05700	3.0970	4	0.46000			
0.9800	4	0.0500	1.6400	4	0.06070	3.1330	4	0.20100			
1.0100	5	0.0000	1.6500	4	0.06070	3.1500	4	0.10000			
1.027	5	0.0051	1.6700	5	0.00000	3.2040	4	0.50000			

2.3.3.1a. *Absorción por ozono*

El ozono se encuentra en la atmósfera principalmente en una amplia capa comprendida entre los 10 y 35 Km de altura.

La absorción por el ozono se efectúa fundamentalmente en dos bandas (ver fig. 6b donde se muestra el coeficiente $C_{2\lambda}$) una muy significativa en la ultravioleta, entre 180 y 340 nm (banda de Hartley) que prácticamente lo elimina por completo, y otra mucho más débil (banda de Cappius) entre 440 y 770 nm. No existiendo una expresión analítica, los valores $C_{2\lambda}$ correspondientes a 3.4 mm de ozono para distintas longitudes de onda pueden consultarse en la tabla 3. Para espesores distintos la proporcionalidad es aplicable, y para longitudes de onda intermedias la interpolación exponencial es suficientemente aproximada.

2.3.3.1b. *Atenuación por aerosoles*

Presenta componentes de absorción y de dispersión, siendo la primera un 20% del total. Depende del tipo, forma y densidad de las partículas en suspensión en el aire. Para las muy pequeñas rige una ley en λ^{-4} del tipo de Rayleigh, y cuanto mayor es el tamaño, menor es la dependencia de la dispersión con la longitud de onda. Siendo en general muy diversas las características de las partículas, la dispersión media suele caracterizarse mediante la expresión.

$$C = \frac{(\beta/\lambda^{\alpha})}{3\lambda} \quad (10)$$

siendo β y α parámetros empíricos (parámetros de Angstrom) relacionados con la turbiedad de la atmósfera.

2.3.3.1c *Absorción por el vapor de agua y otros constituyentes atmosféricos moleculares*

La absorción por vapor de agua, oxígeno, anhídrido carbónico, etc. es bastante irregular produciéndose selectivamente en diversas bandas, como se aprecia en la fig. 6d. Para su caracterización práctica lo más cómodo resulta utilizar la tabla 4 que expresa cuáles de los coeficientes C_4, C_5, C_6 es aplicable para cada longitud de onda en conexión con los factores de transparencia T_4, T_5, T_6 . Desde el punto de vista fotovoltaico el interés se centra casi exclusivamente en las bandas de absorción del vapor de agua (excepto un estrecho pico en las proximidades de 760 nm) puesto que los demás constituyentes tienen sus bandas de absorción en longitudes de onda largas en las que los materiales fotovoltaicos usuales no serían, de todos modos, efectivos.

Los coeficientes de transmisión T_4 y T_5 se relacionan de distinta forma con el contenido W de vapor de agua en la atmósfera (expresión 9a y 9b). Al utilizar la tabla 4, W debe expresarse en mm equivalentes de agua precipitable, y puede ser obtenido mediante la fórmula de Hann (empírica) que relaciona W con la presión parcial e del vapor de agua medida en la superficie :

$$W(\text{mm}) = 1.7 e \quad (\text{mb}) \quad (11)$$

A su vez la presión parcial de vapor e se relaciona con la presión máxima de vapor de agua e_s por la humedad relativa h :

$$h = \frac{e}{e_s} \quad (12)$$

siendo e_m función de la temperatura ambiente, algunos de cuyos valores se dan en la tabla 5.

Tabla 5. Presiones máximas del vapor de agua en función de la temperatura

t(°C)	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
e_m (mb)	6.1	8.7	12.3	17.1	23.3	31.7	42.3	56.0	73.4	95.4	123.1

Para latitudes intermedias, el valor medio anual de W suele ser del orden de 20 mm.

2.3.3.1d. *Resultados*

En la fig. 7 se representa gráficamente el factor de transmitancia debido a cada uno de los mecanismos mencionados hasta aquí en función de la longitud de onda para condiciones atmosféricas típicas y AM1.

En la fig. 2 mostrada anteriormente pueden verse los efectos de la atenuación comparando el espectro AM0 con el espectro AM2. Por último en la fig. 8 se puede observar el efecto de la variación del número de masa de aire para las condiciones atmosféricas fijas.

La especificación de prestaciones de células se refiere habitualmente a unas condiciones estándar de temperatura (28°) y distribución espectral (AM1). Es claro, que para un mismo número m las condiciones reales de la atmósfera pueden dar lugar a distribuciones espectrales e irradiancia total diversas. Y puesto que uno de los parámetros más característicos de una célula solar es su eficiencia que relaciona la energía convertida con la incidencia total, la referencia a una condición estándar AM1 debe indicar también la irradiancia total. Habitualmente se considera

el valor de 1000 W/m^2 (100 mW/cm^2). En la tabla 6 se dan datos de un espectro que cumple estas condiciones. Han sido obtenidos a partir de un espectro estándar de NASA para AM1.5 ($m=1.5$ está más cerca que $m=1$ del valor medio anual correspondiente a las posiciones del sol a mediodía) queda una irradiancia total de 83.18 mW/cm^2 , multiplicándolo por el factor apropiado para obtener 100 mW/cm^2 y expresándolo en intervalos regulares de 50 nm de longitud de onda (más apropiado, a efectos de análisis de células solares, que el original que, como el AMO de la tabla 1, no presenta esta irregularidad). En la citada tabla se da también

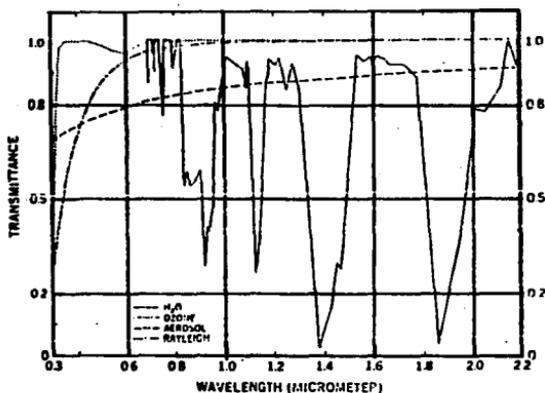


Fig.7. Transmittancia en función de la longitud de onda para el vapor de agua ($\mu=20 \text{ mm}$), ozono (3.4 mm), aerosoles ($\tau=0.66$, $\tau=0.17$) y dispersión de Rayleigh en condiciones de masa de aire unidad ($m=1$). (De la referencia 5)

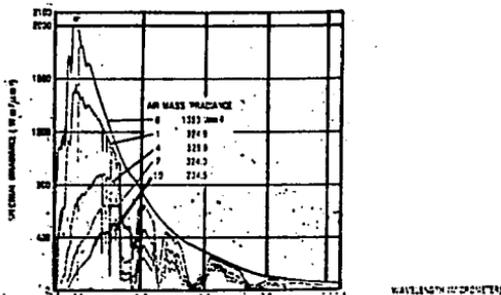


Fig. 8. Irradiancia espectral para diferentes masas de aire y atmosfera estándar (H_2O : 20 mm; O_3 : 3.4 mm; $\tau = 1.3$; $\tau = 0.04$). (De la referencia 5).

Tabla 6: Espectro solar AM1.5 extrapolado a 100 mW/cm². (*)

λ (nm)	E (W/m ²)	λ (nm)	E (W/m ²)	λ (nm)	E (W/m ²)	λ (nm)	E (W/m ²)
250	0.442	1.0002	1.0002	0.2923	0.2920	0.4700	0.4700
400	0.100	0.0017	0.0002	0.7912	1.0000	1.0000	1.0000
500	0.790	0.0190	0.0077	1.4520	0.0001	0.0000	0.0000
600	0.400	0.0251	0.0100	1.8000	0.0000	0.0000	0.0000
700	0.255	0.0007	0.0000	0.1700	0.0007	0.0000	0.0000
800	0.007	0.0100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0007	0.0000
900	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1000	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1100	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1200	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1300	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1400	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1500	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1600	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1700	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1800	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
1900	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2000	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2100	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2200	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2300	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2400	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2500	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

- (*) λ : Longitud de onda
- E: Energía correspondiente a
- G_{λ} : Irradiancia correspondiente a bandas de 50nm centradas en λ
- G: Irradiancia integrada a todas las bandas de longitud de onda menor de $\lambda + 25$
- N: Densidad de flujo de fotones
- qN: Densidad de flujo de fotones expresada en términos de densidad de corriente máxima posible.

la densidad de flujo de fotones N_λ correspondiente a cada intervalo, dato que, también a efectos de análisis de células solares, es más representativo que el de irradiancia. El producto qN_λ (q : carga del electrón) indica la máxima densidad de corriente eléctrica a que podría dar lugar la conversión fotovoltaica para la correspondiente fracción del espectro (si todos los fotones fueran eficazmente absorbidos, es decir para eficiencia espectral unidad). Para intervalos pequeños de longitud de onda la relación entre G_λ y N_λ es :

$$N_\lambda (\text{cm}^{-2}\text{seg}^{-1}) = (G_\lambda / h) \bar{\lambda} = 5.034 \cdot 10^{14} G_\lambda (\text{mW/cm}^2) \cdot \bar{\lambda} (\mu\text{m}) \quad (14)$$

$$q N_\lambda (\text{mA/cm}^2) = 0.8065 G_\lambda (\text{mW/cm}^2) \cdot \bar{\lambda} (\mu\text{m}) \quad (15)$$

siendo h la constante de Planck, c la velocidad de la luz y $\bar{\lambda}$ la longitud de onda media del intervalo. Para intervalos de 50nm se ha comprobado que su representación por la longitud de onda media a efectos de cálculo anterior no da errores apreciables para el número total de fotones incluso en los casos de existencia de un pico de absorción dentro del intervalo.

2.3.3.2. *Componente difusa*

El análisis de la radiación difusa y su distribución espectral constituye un problema tremendamente complicado desde el punto de vista teórico. Debe tenerse en cuenta que el cielo es una fuente extensa sin luz propia que únicamente reenvía la radiación previamente dispersada una o más veces, y que, por tanto, la radiación recibida por un colector procede de todas las direcciones, habiendo atravesado cada una de las distintas capas

de aire. También debe entrar en consideración la anisotropía de algunos de los mecanismos de dispersión, las interacciones reflexivas entre la atmósfera y la superficie de la tierra (contribución del albedo de la propia componente difusa), etc.. Es un hecho, comprobable a simple vista, que el brillo del cielo (y por tanto la irradiancia que proviene de cada sector) no es uniforme. Algunos resultados experimentales (8) muestran efectivamente un máximo de radiación difusa en la región circunsolar, pero su disminución no es regular hacia el horizonte. En éste, por efecto del albedo, el cielo aparece más brillante que en zonas del cielo más elevadas y el mínimo de radiación parece estar en la región del azimut opuesto al del sol y elevación intermedia. Las componentes espectrales parecen seguir una tónica similar aunque no es obvio que los mapas de irradiancia espectral celeste para idénticas condiciones ambientales hayan de ser simplemente proporcionales.

La componente difusa deberá estar constituida por aquellas radiaciones que no hayan sido absorbidas, ni transmitidas en los rayos directos, ni dispersadas hacia atrás: es decir por tan sólo una parte de las radiaciones dispersadas. Para su estimación habrían de tenerse en cuenta no sólo la distribución angular de la dispersión sino también el camino medio de atmósfera recorrido por las radiaciones dispersadas en distintos puntos del cielo hasta llegar al observador. Boer solamente tiene en cuenta el primer aspecto y en cuanto al segundo implícitamente asume homogeneidad en la transmisión hasta el observador.

Los dos mecanismos de dispersión considerados son el de Mie

(aerosoles) y el de Rayleigh (molecular). El primero es fundamentalmente anisótropo: un 20% de la componente de Mie es en realidad absorbida y no dispersada, un 10% se dispersa hacia atrás (contribución al albedo de la tierra). Del restante 70% a su vez el 90% es dispersado en direcciones próximas al flujo directo y el otro 10% es supuesto distribuido homogéneo en la semiesfera dirigida hacia la tierra. En cuanto a la componente de Rayleigh por ser prácticamente homogénea se supone contribuyendo con un 50% a la irradiancia celeste y con el otro 50% al albedo exterior. Las componentes totales de Mie ($G_{d\Delta H T}$) y de Rayleigh: ($G_{d\Delta R T}$) pueden expresarse en función de la componente directa G_b

como:

$$(G_{d\Delta H T}) = G_b \left(\exp \frac{0.5m}{b\lambda} - 1 \right) \quad (15)$$

$$(G_{d\Delta R T}) = G_b \left(\exp C \frac{m}{b\lambda} - 1 \right) \quad (16)$$

y, según lo anterior, las componentes efectivas serán:

$$G_{d\Delta F} = G_b \left[0.53 \left(\exp \frac{0.5m}{b\lambda} - 1 \right) \right] \quad (17)$$

en direcciones próximas a la del sol, y

$$G_{d\Delta u} = G_b \left[0.5 \left(\exp C \frac{m}{b\lambda} - 1 \right) + 0.07 \left(\exp \frac{0.5m}{b\lambda} - 1 \right) \right] \quad (18)$$

como componente aproximadamente homogénea. La efectividad en la recepción de cada una de ellas dependerá en la orientación del receptor.

A pesar de su sencillez este modelo predice aspectos tan inmediatos de comprobar como la coloración azul del cielo y su blanqueamiento en direcciones próximas al sol.

2.3.3.3 *Efectos de las nubes*

Hasta aquí se han considerado implícitamente consideraciones de día claro. Los efectos de las nubes sobre la radiación solar y, especialmente sobre su composición espectral son bastante impredecibles por la cantidad de factores que intervienen: tipo, altura y espesor de las nubes, fracción de cielo cubierto, interposición o no en el camino de la radiación directa.

A nuestro juicio las condiciones de cielo cubierto pueden ser más sencillamente modeladas (a efectos de cálculo de rendimientos globales de sistemas solares) mediante tratamientos de tipo estadístico que mediante integración de situaciones instantáneas que, por su propia naturaleza, son bastante aleatorias.

2.3.3.4. *El albedo de la superficie terrestre*

La reflectancia de los materiales de la superficie terrestre, en especial en las proximidades del receptor. Suponen una contribución a la irradiancia total, en el caso de colocación no horizontal de éste, que en ocasiones puede ser importante.

El albedo es difícil de tratar, sobre todo en cuanto a su distribución espectral, por la diversidad de elementos que pueden constituir la zona adyacente al receptor (vegetación, tierra, arena, nieve, edificios etc.) y por la desigual reflectancia de éstos no sólo para distintas posiciones del sol sino para distintas radiaciones.

En la tabla 7 se recogen los coeficientes de albedo de suelos homogéneos constituidos por algunos materiales.

Tabla 7: Reflectancia hemisférica de algunos materiales.

Pintura negra lisa	0.06-0.08
Tierra labrada húmeda a seca	0.08-0.20
Agua	0.05-0.20
Pavimento de asfalto-hormigón	0.13-0.25
Arboles	0.15-0.25
Adobe, madera	0.25-0.30
Roca	0.10-0.45
Pared de piedra gris-blanca	0.18-0.40
Pared de ladrillo rojo-amarillo claro	0.20-0.40
Césped segado	0.28-0.35
Pintura gris	0.35
Nubes	0.10-0.80
Pinturas claras verde-crema	0.65-0.80
Nieve fresca	0.65-0.80
Pintura blanca	0.80-0.88

2.3.4. *Insolación de superficies horizontales e inclinadas*

Típicamente un receptor solar puede encontrarse en una de las posiciones siguiente:

- a) Horizontal (fijo) sobre la superficie terrestre o ligeramente por encima de ella.
- b) Con superficie receptora inclinada según una orientación fija de los ángulos de azimut y distancia cenital de su dirección normal.
- c) Con orientación variable, siguiendo al sol en su movimiento, según uno o dos ejes.

La regla que permite el cálculo de la irradiancia sobre cualquier superficie se basa en la ley del coseno (la irradiancia con origen en una dirección determinada es proporcional al coseno del ángulo formado por la normal a la superficie receptora y la citada dirección). Así mismo la radiación emitida por una fuente no direccional en una dirección determinada es proporcional al coseno del ángulo formado por la normal a la superficie emisora y

la citada dirección.

2.3.4.1. Superficie horizontal

Para la componente directa G y, aproximadamente para la difusa de la misma dirección que la directa G el ángulo afectado por la ley del coseno es la distancia cenital del sol θ . Por otra parte, la componente difusa homogénea se reparte en una radiancia de:

$$L = G \frac{1}{2\pi} \quad (19)$$

puesto que todo el hemisferio por encima del horizonte representa 2π estereorradianes. Integrada la radiancia a su vez a este mismo hemisferio (que es el que "ve" la superficie horizontal) resulta lógicamente la irradiancia $G_{\lambda H}$. (implícitamente se está suponiendo que la "fuente difusa" es una superficie semiesférica centrada en el observador, lo que no es estrictamente correcto aún en la hipótesis de fuente homogénea situada en alguna capa atmosférica intermedia). No existiendo componente de albedo para la superficie horizontal resulta finalmente para la irradiancia global $G_{\lambda H}$:

$$G_{\lambda H} = G_{\lambda H} + G_{\lambda H} = G \cos \theta + (G \cos \theta + G_{\lambda H}) \quad (20)$$

2.3.4.2. Superficie inclinada fija

Si la orientación del colector se define mediante un ángulo de elevación sobre el horizonte ϵ (igual a la distancia cenital de su normal) y su azimut γ (origen hacia el sur, positivo hacia el oeste, negativo hacia el este) el ángulo de incidencia i de

la componente directa sobre la superficie es tal que (ver figura

9):

$$\cos i = \cos \theta \cos (\gamma - \gamma_c) \cos \epsilon_c + \cos \theta \cos \epsilon_c \quad (21)$$

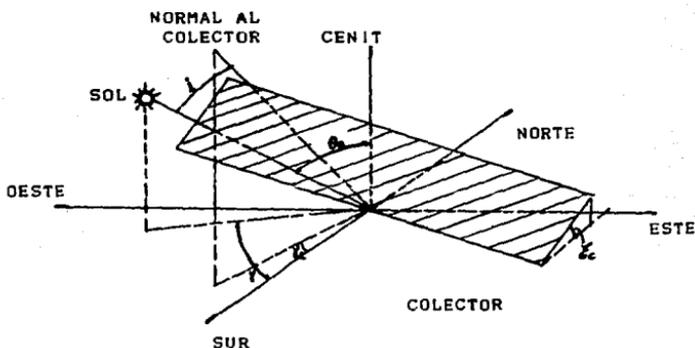


Fig.9. Ilustración de los ángulos que definen la orientación de un colector

que según la ley del coseno será el factor que afectará a la componente directa y, aproximadamente, a la difusa directa. Si el $\cos i$ resultante es negativo el colector no recibirá estas componentes por la cara que, por convenio, hemos considerado "frontal" (la utilizada para definir la distancia cenital de su normal) y el factor $\cos i$ habrá de considerarse nulo. Sin embargo si el colector fuera activo por sus dos caras el caso $\cos i$ negativo (siempre que $\cos \theta > 0$, es decir con el sol por encima del horizonte) significaría que la radiación se recibe por la cara "posterior". En tal caso el factor a considerar sería el valor absoluto de $\cos i$, indicando su signo + incidencia por la cara frontal y el - por la posterior.

Con el colector inclinado la cara frontal sólo "ve" una fracción $(1 + \cos \xi_c)/2 = \cos^2(\xi_c/2)$ del cielo. La fracción complementaria de ésta respecto de la unidad $(1 - \cos \xi_c)/2$ corresponde a direcciones de recepción de radiación por debajo de la horizontal (albedo). Para la cara posterior estos factores invierten su significado.

La irradiancia espectral global para la superficie inclinada (cara frontal) será por tanto:

$$G = G_{\lambda I} + G_{\lambda b I} + G_{\lambda d I} + G_{\lambda r I} = G_{\lambda b} \cos i + (G_{\lambda F} \cos i + G_{\lambda u} \frac{1 + \cos \xi_c}{2}) + \rho G_{\lambda H} \frac{1 - \cos \xi_c}{2} \quad (22)$$

2.3.4.3. Superficie horientada hacia el sol

Corresponde al caso particular del anterior en que $\cos i = 1$ ($\xi_c = \xi$; $\xi_c = \theta$) y la irradiancia total es:

$$G = G_{\lambda o} + G_{\lambda b} + G_{\lambda d} + G_{\lambda u} \frac{1 + \cos \theta}{2} + \rho G_{\lambda H} \frac{1 - \cos \theta}{2} \quad (23)$$

Hay que hacer notar que las componentes difusa y de albedo antes determinadas se entienden recibidas siempre que el colector presente una aceptación hemisférica. En el caso de que el colector sea un concentrador con ángulos de aceptación limitados, las componentes recibidas se verán reducidas a las procedentes de las regiones del cielo o de la superficie realmente "vistas" por el concentrador.

2.3.5. Irradiancia total

Las componentes espectrales de las irradiancias, directa, difusa o global al ser integradas para todo el espectro solar

proporcionan las correspondientes componentes de irradiancia total que sólo dan información sobre el flujo energético recibido por la superficie.

Para aplicaciones fotovoltaicas aunque la información no sea completa dada la fuerte dependencia espectral de la conversión, en muchos casos se admite como válida conociendo previamente que sólo una fracción de este flujo energético es convertido en electricidad y que esta fracción suele ser bastante independiente de los detalles del reparto espectral siempre que el aspecto relativo del espectro no cambie de forma drástica.

Lógicamente la irradiancia total directa depende también de las condiciones atmosféricas (contenido de ozono y, principalmente, vapor de agua, parámetros de turbiedad y número de masa de aire). En la tabla 8 y en la Fig. 10 se muestran los resultados obtenidos por Thekaekara para un cierto número de condiciones. En la literatura se ha descrito también una gran variedad de expresiones empíricas para la estimación de la irradiancia total directa en diversas condiciones atmosféricas típicas. Estas expresiones suelen contar de dos o tres términos (para dar cuenta de la diferente atenuación producida por los diferentes constituyentes atmosféricos) dependientes de un corto número de parámetros (siempre el número de masa de aire y, en ocasiones, el contenido en vapor de agua de la atmósfera). Una de estas expresiones es (17)

$$G_{b,0,n} = G_o \exp \left[-0.1457 \left(\frac{p_m}{1013} \right) - 0.1617 (W_m)^{0.25} \right] \quad (24)$$

donde $G_{b,0,n}$ es la irradiancia extraterrestre (índice 0) para

incidencia normal (índice n) directamente relacionado como se verá más adelante con la constante solar G , p es la presión atmosférica local (en milibares), m el número de masa de aire para el nivel del mar y W el contenido de vapor de agua en cm.

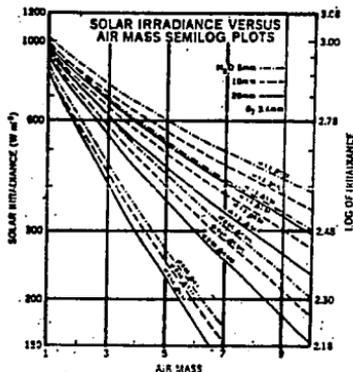


Fig. 10. Irradiancia total directa en función del número de masa de aire para varias composiciones atmosféricas. (De la referencia 5)

Tabla 8: Irradiancia solar directa integrada, en diversas condiciones atmosféricas. (De la referencia 5)

Atmospheric Parameters				Solar Irradiance (w m ⁻²)				
				For Air Mass				
				1	1.5	2	3	5
H ₂ O _{cm}	O _{2cm}	β	α	For Solar Zenith Angles				
				0	48.3°	60°	70.8°	78.5°
2.0	0.30	0.05	1.3	961	876	805	693	534
2.0	0.30	0.17	0.66	804	673	568	414	232
2.0	0.34	0.02	1.3	968	870	798	684	533
2.0	0.34	0.17	0.66	800	669	563	400	229
2.0	0.38	0.02	1.3	949	861	786	672	508
2.0	0.38	0.17	0.66	796	661	556	402	232
2.0	0.34	0.02	1.3	1024	943	875	767	612
2.0	0.34	0.17	0.66	839	727	623	464	273
2.0	0.34	0.02	1.3	992	909	840	729	571
2.0	0.34	0.17	0.66	832	709	606	459	258
2.0	0.34	0.02	1.3	898	807	732	615	454
2.0	0.34	0.17	0.66	729	615	513	363	190

2.4. *Movimiento aparente del sol*

Hasta aquí se ha considerado la radiación solar instantánea (irradiancia) en función de la posición del sol, definida mediante sus coordenadas de acimut y distancia zenital. Para pasar a magnitudes integradas durante un cierto periodo de tiempo como la irradiancia horaria, diaria o anual es preciso tener en cuenta el movimiento aparente del sol sobre la bóveda celeste.

Diariamente, por efecto de la rotación de la tierra alrededor de su eje, el sol parece recorrer una órbita aproximadamente plana según un círculo, con velocidad angular constante. De día en día el plano de la órbita parece cambiar ligeramente (aunque la amplitud de la variación anual es bastante apreciable) así como los instantes y posiciones en que el sol aparece y desaparece al cruzar el plano del horizonte. Ello es debido al movimiento orbital de la tierra alrededor del sol ya que el plano de la órbita (eclíptica) no coincide con la perpendicular al eje de rotación terrestre (ecuador)

El movimiento orbital de la tierra no se efectúa según una ley de velocidad angular constante sino de velocidad areolar constante (área del sector orbital recorrida por el radio vector sol-tierra). Este efecto, junto con el de inclinación del ecuador respecto de la eclíptica, da lugar a diferencias entre la hora solar local media (basada en un concepto uniforme del tiempo y obtenible mediante relojes estándar) y la hora solar verdadera (basada en el tiempo no uniforme transcurrido entre dos pasos sucesivos del sol por el meridiano del lugar). Esta diferencia se

expresa matemáticamente por la llamada ecuación del tiempo.

Como efecto de segundo orden (poco significativo para aplicaciones energéticas) cabe mencionar la duración no entera (365.2422 días medios) del año trópico (tiempo entre dos pasos sucesivos del sol por el equinoccio de primavera) que obliga a la consideración de años bisiestos con un día más oficial cada cuatro años y a otras correcciones menores cada cien años (no se consideran bisiestos los años de fin de siglo, terminados en dos ceros, excepto si el número formado por las dos primeras cifras es múltiplo de cuatro). Aún de menor importancia son los fenómenos de precesión y nutación debidos a efectos del sol, la luna y los planetas sobre la órbita terrestre que hacen que el perihelio (posición de mínima distancia sol-tierra) se acerque en un día cada 57 años al equinoccio de primavera (actualmente el perihelio tiene lugar entre los días 2 y 3 de enero y el afelio o punto de máxima distancia entre los 4 y 5 de julio).

A continuación se indican las ecuaciones (con aproximación suficiente a efectos prácticos) a emplear para la determinación de las variables de posición solar en cada instante. Los detalles de su obtención pueden verse en cualquier tratado de astronomía.

2.4.1 Relación entre tiempo solar verdadero, tiempo solar medio, tiempo oficial y ecuación de tiempo

El tiempo solar verdadero TSV u hora solar h_s se relaciona directamente con la posición instantánea del sol en el plano de su órbita aparente diaria. Como referencia ($h_s = 0$) se considera el momento del paso del sol por el meridiano superior (mediodía) y por convenio son positivas las horas posteriores al mediodía y

negativas las anteriores. Cuando intervienen en expresiones que se relacionan con otros ángulos que definen la posición del sol suele expresarse en grados ($15^\circ = 1 \text{ h}$) pasando a denominarse ángulo horario solar

El tiempo solar medio TSM se refiere de manera análoga y con convenios semejantes para un ente ficticio denominado sol medio cuya órbita aparente alrededor de la tierra fuera circular en el ecuador y recorrida con velocidad angular constante en el mismo tiempo que el sol verdadero, coincidiendo con éste a su paso por el perigeo y el apogeo (conceptos sinónimos a perihelio y afelio excepto en la referencia al punto de observación: la tierra y el sol). El concepto de sol medio es utilizado para la definición de la hora universal cuando el meridiano es el de Greenwich. El tiempo T_0 generalmente no coincide con ninguno de los dos anteriores, ya que guarda relación con el tiempo medio de algún meridiano próximo, definido según criterios internacionales de usos horarios, y respecto de éste puede presentar variaciones de una o dos horas en virtud de criterios o costumbres nacionales. A estas diferencias hay que añadir las 12 horas que se derivan de la diferencia de convenios para el origen.

La diferencia entre TSV y TSM se expresa mediante la ecuación de tiempo ET que aproximadamente es:

$$ET \text{ (verdadero-medio)} = TSV - TSM = -0.1236 \text{ sen } D + 0.0043 \text{ cos } D - 0.1538 \text{ sen } 2 D - 0.0608 \text{ cos } 2 D \quad (25)$$

donde ET se expresa en horas y D en grados. D en función del día del año N (con N=1 el primero de enero):

$$D = \frac{360}{1 \quad 365.25} (N-1) \quad (26)$$

Por otro lado TSM se relaciona con la hora oficial T0 mediante: $TSM = T0 - 12 - (LL-LH)/15 - A0$ (27)

donde LL y LH son las longitudes local y del meridiano origen del uso horario correspondiente expresadas en grados (positivas hacia el oeste, negativas hacia el este del meridiano de Greenwich) y A0 es el adelanto oficial sobre el uso horario negativo si fuera retraso; T0 es $12 - LH/15 + A0$ cuando es mediodía oficial en el meridiano de Greenwich).

Así pues:

$$h_s = TSV = ET + TSM = ET + T0 - 12 - (LL-LH)/15 - A0 \quad (28)$$

2.4.2. Declinación solar

Es el ángulo formado por el radio vector sol-tierra y el plano del ecuador. Por convenio se considera positivo cuando el citado radio vector incide en la superficie terrestre al norte del ecuador. Varía aproximadamente entre $+23.45^\circ$ ($23^\circ 27'$) en el solsticio de verano y -23.45° en el invierno. La declinación solar viene dada, con la aproximación de órbita circular, por:

$$\text{sen } \delta = \text{sen } 23.45^\circ \text{ sen } D \quad (29)$$

siendo

$$D = D_0 = \frac{360(N-81)}{365.25} \quad (30)$$

δ , con mejor precisión

$$D \text{ (grados)} = D_0 + 0.4087 \text{ sen } D_0 + 1.8724 \text{ cos } D_0 - 0.0182 \text{ sen } 2D_0 + 0.0083 \text{ cos } 2D_0 \quad (30a)$$

2.4.3. Localización del sol en el cielo

Los ángulos de azimut θ y distancia cenital Θ , o altura α del sol referidos a un punto de latitud ϕ (positiva hacia el norte) se relaciona con las expresiones:

$$\cos \Theta = \cos \delta \cos \phi + \sin \delta \sin \phi \quad (31)$$

$$\sin \theta = \frac{\cos \delta \sin \phi}{\sin \Theta} \quad (32)$$

De la primera se deduce Θ o α sin más que aplicar la función arc cos ó arc sen respectivamente al segundo miembro. Un valor de Θ menor de 90° significa que el sol está por encima del horizonte, estando definidas las posiciones nocturnas por $\Theta > 90^\circ$.

Para el cálculo del azimut θ no basta sin embargo aplicar la función arc sen al segundo miembro de la segunda expresión ya que no se distinguiría entre posiciones de azimut simétricas respecto de la línea este-oeste. El paso del sol por el primer vertical tiene lugar dos veces al día durante todo el año para latitudes mayores de $23^\circ 27'$ y sólo en determinadas épocas del año para puntos más próximos al ecuador. Cuando ocurre, tiene lugar para ángulos del sol dados por.

$$\omega = \pm \arccos(\operatorname{tg} \delta / \operatorname{tg} \phi) \quad (33)$$

correspondiendo ambos, bien al periodo nocturno ó al diurno.

Con ellos el azimut θ se determina según la secuencia siguiente, una vez obtenido Θ :

$$\omega < 0 ; \cos \omega < \frac{\operatorname{tg} \delta}{\operatorname{tg} \phi} \quad \theta = -180 \arccos \left(\frac{\cos \delta \sin \omega}{\sin \Theta} \right) \quad (34)$$

$$\omega < 0 ; \cos \omega > \frac{\operatorname{tg} \delta}{\operatorname{tg} \phi} \quad \gamma = \operatorname{arc} \operatorname{sen} \left(\frac{\cos \delta \operatorname{sen} \omega}{\operatorname{sen} \theta} \right) \quad (34a)$$

$$\omega > 0 ; \cos \omega > \frac{\operatorname{tg} \delta}{\operatorname{tg} \phi} \quad \gamma = \operatorname{arc} \operatorname{sen} \left(\frac{\cos \delta \operatorname{sen} \omega}{\operatorname{sen} \theta} \right) \quad (34b)$$

$$\omega > 0 ; \cos \omega < \frac{\operatorname{tg} \delta}{\operatorname{tg} \phi} \quad \delta' = 180 - \operatorname{arc} \operatorname{sen} \left(\frac{\cos \delta \operatorname{sen} \omega}{\operatorname{sen} \theta} \right) \quad (34c)$$

En la Fig. 11 pueden verse algunos diagramas para la determinación gráfica de los ángulos de azimut y altura para latitudes de 35°, 40°, 45° N. En ella los ángulos de azimut están contados a partir del norte de 0° a 360° (deberán restarse 180° a la lectura para adaptarse al convenio aquí utilizado).

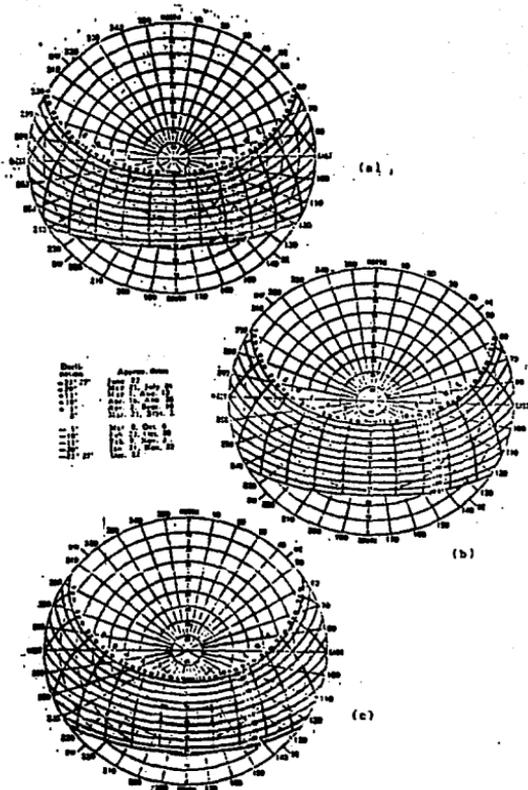


Fig.11. Diagrama para la determinación gráfica de los ángulos de azimut (0-360° a partir del norte) y altura solar en función de la fecha y hora solar local, para las latitudes a) 35°N, b) 40°N, c) 45°N. REF.(9)

2.4.4. HORAS DE SALIDA Y PUESTAS DEL SOL

Corresponden a los momentos en que $\theta = 90^\circ$ para los cuales el coseno del ángulo horario del sol toma el valor : $-\text{tg } \delta \text{ tg } \phi$.

Así para la salida (ω_{ss}) ó la puesta (ω_{ps}) del sol se tiene:

$$\omega_{ss} = - \arccos (- \text{tg } \delta \text{ tg } \phi) \quad (35)$$

$$\omega_{ps} = \arccos (- \text{tg } \delta \text{ tg } \phi) \quad (35a)$$

para expresarlos en horas (h_{ss} o h_{ps}) basta dividir por 15 los resultados en grados.

Los valores ω_{ss} y ω_{ps} son simétricos en la aproximación, generalmente válida, $\delta = \text{cte.}$ para cada día.

Hay que hacer notar sin embargo que estas horas de salida y puesta del sol son las teóricas que corresponden al centro del sol sin corregir por la refracción atmosférica siendo las diferencias entre valores reales y aproximados de ω_{ss} y ω_{ps} de unos $50'$.

Para superficies inclinadas cabe hablar de salida y puesta del sol relativas a dichas superficies (suponiendo que sólo son activas por una cara). Anteriormente (expresión 21) se dio el ángulo de incidencia de la radiación directa sobre una superficie en función de las posiciones relativas del sol y el colector. Los rayos solares dejan de incidir sobre la superficie cuando $\cos i < 0$ (ángulo i mayor de 90°). Así los ángulos horarios del sol para las salidas ó puestas teóricas relativas a la superficie serán tales que se verifique.

$$\cos (i - \phi) = - \cot \theta \cot \epsilon \quad (36)$$

aunque las horas y ángulos horarios efectivos serán los que

corresponden al horizonte, si éstos son posteriores (para la salida) o anteriores (para la puesta) a los tránsitos. Las expresiones para el cálculo directo de estos valores en casos generales son bastante complicadas. Su deducción en la referencia (10). Un caso frecuente es de superficies de azimut nulo (inclinadas hacia el ecuador). En este caso todo ocurre como si se tratara de una superficie horizontal: excepto en la sustitución de la latitud ϕ y la distancia cenital θ_z por unos valores efectivos $\phi_{ef} = \phi - \xi$, $\theta_{zef} = \theta_z - \xi$. El ángulo horario para la puesta del sol relativa a la superficie es en este caso:

$$\omega'_{ps} = \min(\omega_{ps}, \arccos[-\operatorname{tg}(\phi - \xi) \operatorname{tg} \delta]) \quad (37)$$

2.4.5. *variación de la distancia sol-tierra*

Las distancias máximas (afelio) y mínimas (perihelio) de la tierra al sol son respectivamente de unos $1.52 \cdot 10^8$ Km y $1.47 \cdot 10^8$ Km, con un valor medio $R_0 = 1.495 \cdot 10^8$ Km. Puesto que el perihelio ocurre actualmente en torno al día dos de enero, la distancia sol-tierra R en un día N del año se puede expresar como:

$$R = R_0 \left(1 - 0.0167 \cos \frac{360(N-2)}{365.25} \right) \quad (38)$$

La irradiancia sobre una superficie normal a la dirección de los rayos solares varía inversamente con el cuadrado de la distancia, y la constante solar representa el valor de la irradiancia a la distancia media sol-tierra. Prácticamente, dada la pequeña excentricidad de la órbita terrestre, la constante solar es a su vez el valor medio de la irradiancia a lo largo del año.

Así, la irradiancia extraatmosférica para incidencia normal

en día del año N puede expresarse como:

$$G_{o,n} = G_{sc} \left(\frac{R}{1+R} \right)^2 = G_{sc} (1 + 0.0334 \cos \frac{360(N-2)}{365.25}) \quad (39)$$

habiéndose depreciado términos de segundo orden en el último miembro.

3. LA CELULA SOLAR

3.1. *Introducción*

La conversión de la energía de las radiaciones ópticas en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido con el nombre de "EFECTO FOTOVOLTAICO". La célula solar es sin duda, en la actualidad, el dispositivo fotovoltaico más importante diseñado para la conversión de la energía solar en energía eléctrica.

El efecto fotovoltaico en células electrolíticas fue descubierto por Becquerel en 1839 y la fotoconductividad en selenio por Willoughby Smith en 1873. En 1883 Fritts descubrió la primera célula fotovoltaica de selenio. Un paso intermedio importante en este desarrollo histórico está ligado con el desarrollo del rectificador de cobre/óxido de cobre hacia 1920 y su aplicación como dispositivo fotovoltaico. Pero hasta 1954 no se tuvo una célula solar de "alta" eficiencia, desarrollada por Chapin, Fuller y Pearson.

3.2. *Estructura y principios de funcionamiento*

Prácticamente todas las células solares actuales, disponibles a nivel comercial, están constituidas por una unión p-n formada en una oblea de silicio por difusión; la unión es muy superficial con valores típicos de anchura de la capa difundida de 0.2-0.5 μ . El contacto eléctrico sobre la cara iluminada, que será la cara difundida, ha de hacerse de tal forma que deje al descubierto la mayor parte de la superficie para que penetre la luz en el semiconductor cumpliendo a la vez la exigencia de proporcionar una baja resistencia en serie. La solución viable que suele

adoptarse son contactos en forma de peine como los que se muestran en la Fig.1 . El contacto resistivo sobre la cara posterior, no iluminada, cubre toda el área. Habitualmente se cubre la cara iluminada con una capa de material antirreflexivo para aumentar el porcentaje de energía absorbida por la célula.

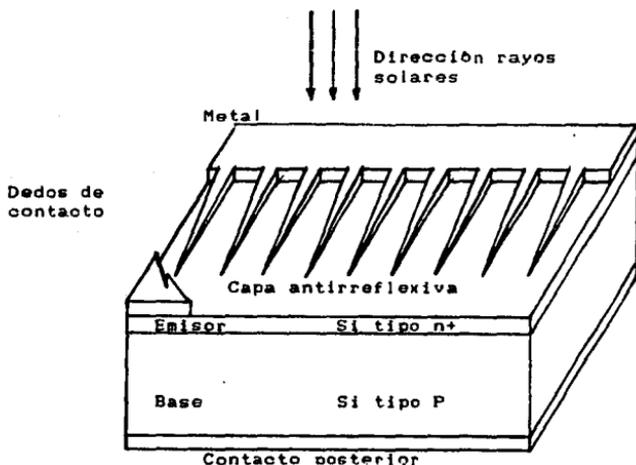


Fig.1. Célula solar

Cuando una célula solar es iluminada, mientras se aplica una diferencia de potencial (V) entre sus terminales, suministra una densidad de corriente (J). Existe un rango de funcionamiento en el cual la corriente sale al circuito exterior por la terminal positiva y vuelve a la célula por la negativa.

En las condiciones de funcionamiento señaladas, la célula

solar está sometida a dos tipos de excitaciones externas; la iluminación y el voltaje aplicado.

La corriente generada vendrá dada, entonces, por la suma algebraica de las dos siguientes:

J_L : corriente fotogenerada ó fotocorriente, producida por la iluminación en ausencia de excitación por voltaje externo (coincide, generalmente, con $V=0$, condición de cortocircuito).

J_D : Corriente de oscuridad ó corriente de diodo, producida por la polarización con un voltaje externo en ausencia de iluminación.

En la región de funcionamiento como generador estas dos componentes se oponen de forma que, tomando como positivas las corrientes de generación, se puede escribir (ver Fig. 2).

$$J = J_L - J_D \quad (V) \quad (1)$$

ecuación fundamental de una célula solar, válida en todos sus rangos de funcionamiento si admitimos el convenio habitual de signos para las corrientes y tensiones de un diodo (polarización directa, J_L positiva; polarización inversa, J_D negativa).

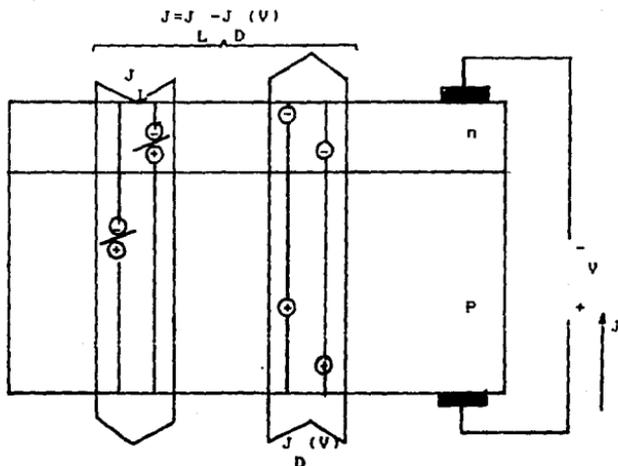


Fig.2. Componentes de corriente en una célula solar debidas a la iluminación y a la polarización

3.2.1 Generación de la fotocorriente

Consideremos la célula iluminada y en corto circuito, como se indica esquemáticamente en la Fig.3 . Una parte de la radiación incidente se reflejará en la superficie debido al cambio de índice de refracción y el resto penetrará en el volumen del semiconductor, donde los fotones de energía superior al ancho de la banda prohibida del semiconductor, E_g , podrán ser absorbidos por electrones de la banda de valencia (BV), que pasarán a la banda de conducción (BC), generándose así un par electrón-hueco . Los fotones no absorbidos saldrán nuevamente al exterior por la cara no iluminada y, al igual que los reflejados,

no son útiles para la fotogeneración .

Los electrones y huecos generados en la zona de carga del espacio (zce), ó zona de transición, son separados y arrastrados por el campo eléctrico de esta zona, como se muestra esquemáticamente en la Fig. 3, para ser inyectados en las zonas n y p respectivamente. Se trata de una inyección de mayoritarios que se redistribuirán en dichas zonas y avanzarán hacia los contactos por arrastre fundamentalmente. El campo eléctrico ha actuado, por tanto, de separador de los electrones y huecos generados, impidiendo su recombinación y originando la componente de la fotocorriente que denominaremos J_{LT} .

Los huecos y electrones generados en la zona neutra de tipo n (zona difundida y emisor de la célula, en este caso) se difundirán hacia la zce y hacia el contacto. Los electrones, repelidos por el campo de la zce, no pueden atravesar dicha zona, pero si pueden circular, como mayoritarios, hacia el contacto. Por el contrario, los huecos que llegan al borde de la zce son colectados y arrastrados por el campo e inyectados en el campo p , en la zona que son mayoritarios y en la que se redistribuirán y avanzarán por arrastre. El campo de la zona bipolar actúa de nuevo como separador de ambos tipos de portadores, originándose otra componente de fotocorriente que denominaremos J_{LE} . Una explicación totalmente similar puede darse, naturalmente, para los huecos y electrones generados en la zona neutra de tipo p (sustrato y base de la célula, en este caso) que dan lugar a la componente de fotocorriente J_{LB} .

La suma de las tres componentes de la fotocorriente

constituye la corriente de fotogeneración, J :

$$J_L = J_{LE} + J_{LT} + J_{LB}$$

que circulará por el circuito externo en el sentido de p a n , como se muestra en la Fig. 3.

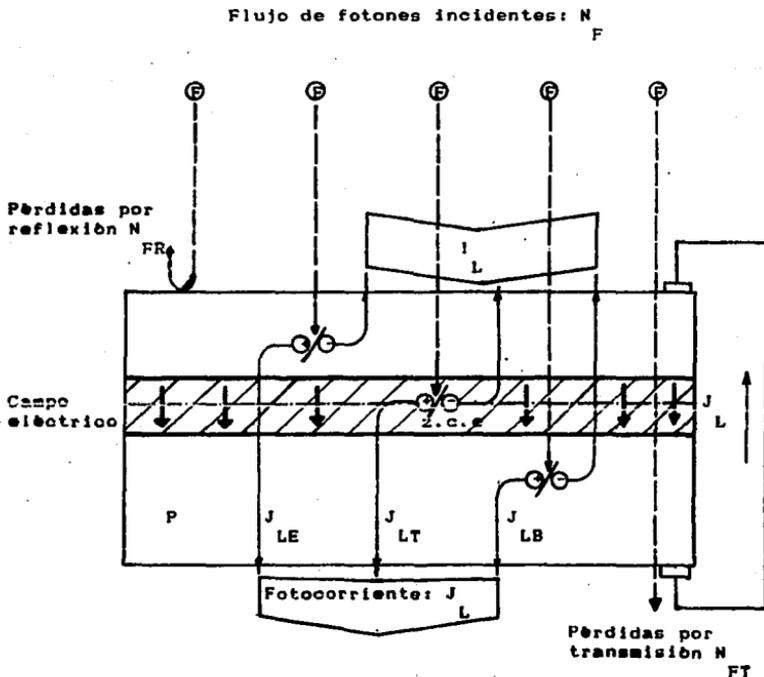


Fig.3. Ilustración de la generación de la fotocorriente en una célula solar

3.3. EFECTOS DE LA RESISTENCIA SERIE PARALELO

La resistencia serie y las fugas de corriente proporcionales a la tensión que suelen caracterizarse por una resistencia paralelo. ambos efectos tienen un carácter distribuido en el dispositivo y una naturaleza física a veces compleja e incluso cuestionable. No obstante desde un punto de vista práctico y funcional la representación de ambos efectos por resistencias concentradas, como se indica en el circuito equivalente de la Fig.4, es una solución muy aceptable.

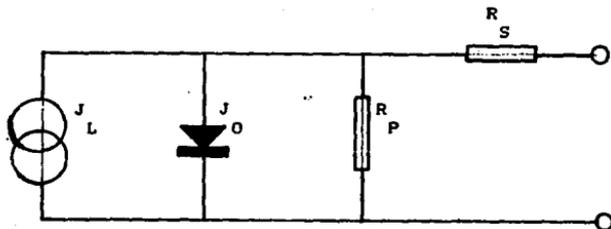


Fig. 4 Circuito equivalente de una célula solar que incluye los efectos de resistencia serie paralelo

La resistencia paralelo tiene su mayor influencia en la región de las bajas tensiones (próxima al cero). Su origen puede deberse a fugas por la superficie de los bordes de la célula, a picos de difusión a lo largo de dislocaciones o fronteras de grano (cuando existan), a pequeños cortocircuitos metálicos a través de microdefectos.

La resistencia serie se debe fundamentalmente a la resistencia de los contactos, a la ofrecida por la delgada capa de

emisor, que es recorrida lateralmente por la corriente, y a la de los dedos metálicos que constituyen la malla o rejilla de metalización. En la Fig. 5 se representa esquemáticamente la circulación de la corriente por el dispositivo y las componentes de la resistencia serie total.

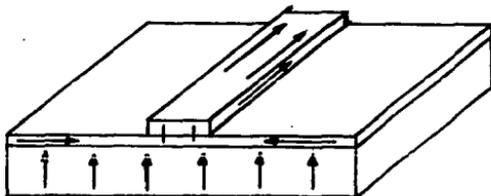


Fig.5 . Ilustración de las corrientes laterales en el emisor de una célula que pueden dar lugar a efectos de resistencia serie notables.

3.4. CELULAS EMPLEADAS EN LOS PANELES PLANOS

Células de silicio cristalino.

Casi la totalidad de las células solares empleadas en los paneles planos actuales son células de silicio monocristalino.

Según los fabricantes, el sustrato puede ser tipo p ó tipo n con lo que pueden encontrarse paneles con células $p + n$ y paneles con células $n + p$. No puede afirmarse realmente que unos sean mejores que otros por razón de la polaridad de las células.

Las células monocristalinas son normalmente redondas. Esta forma proviene del método de crecimiento del monocristal a partir del silicio ultrapuro fundido, que se conoce como método Czochralski, (abreviadamente "Método CZ") y que proporciona barras cilíndricas que al ser cortadas proporcionan la oblea.

Hay fabricantes que a fin de ofrecer paneles más compactos cortan en forma de cuadrados las obleas circulares de silicio monocristalino a fin de realizar células cuadradas.

En algunos paneles se utilizan células solares realizadas sobre medias obleas o incluso cuartos con el fin de conseguir unas determinadas características de tensión y corriente Fig. 6.

Las células empleadas suelen ser grandes, de 100 mm de diámetro (4") y su espesor oscila entre las 300 y 400 micras. Hay paneles con células redondas de 125 mm. Otros cortan en cuadrados las células de 125 mm para obtener un empaquetamiento de gran densidad.

Las células solares de los paneles planos poseen una capa o un tratamiento antirreflexivo. Pueden distinguirse, normalmente, dos tipos de células según el color de la superficie: células azules y células negras.

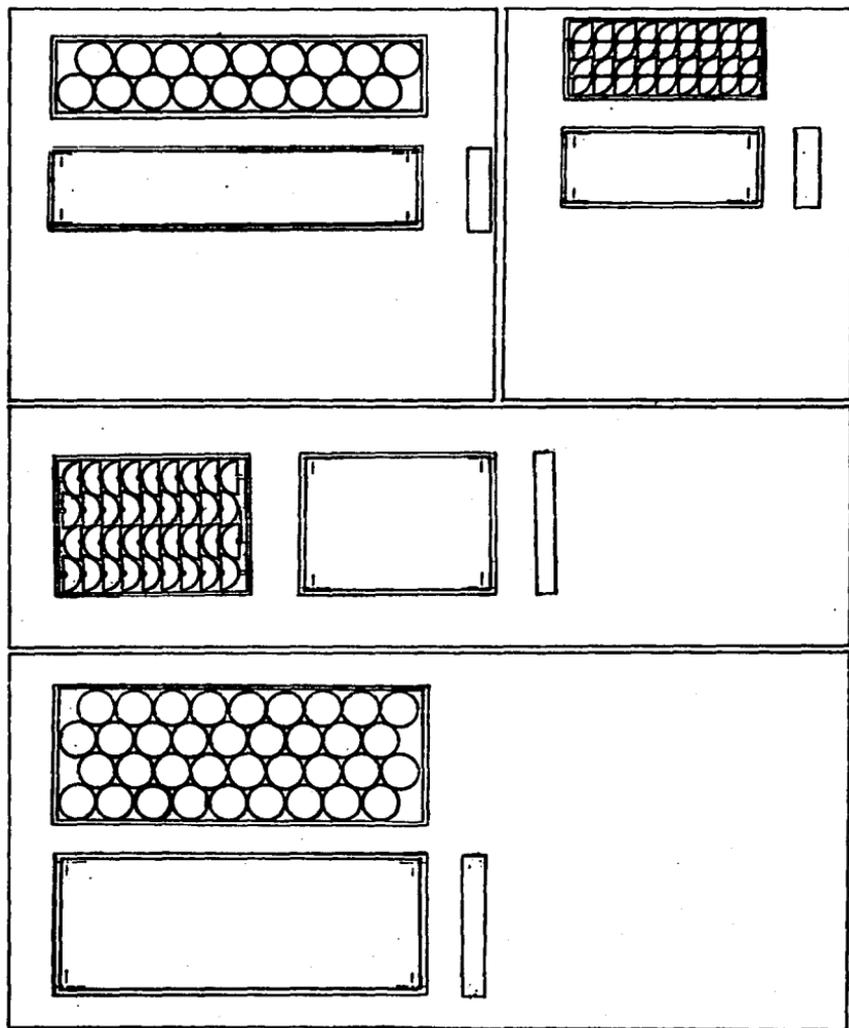


Fig. 6. Características de distintos tipos de panel plano.

4. SISTEMAS PARA GENERAR CON ENERGIA SOLAR

4.1. *Función del panel o generador fotovoltaico en el marco de un sistema fotovoltaico :*

" Entendemos por *sistema* fotovoltaico, el conjunto de elementos capaces de convertir la energía radiante solar, en energía *utilizable* por el usuario, mediante el empleo de células solares fotovoltaicas ".

Un *sistema* comprende un elemento conversor, que recibe generalmente el nombre de "*panel fotovoltaico*", más otros aparatos relativamente convencionales que transforman o almacenan la energía eléctrica, para que pueda ser utilizada fácilmente por el usuario.

Siendo la célula solar el elemento más caro de los paneles el esfuerzo investigador se dirige a reducir fuertemente el costo de las células solares o a reducir sensiblemente el número de células solares necesarias para una potencia dada mediante el uso de concentradores. La existencia de estas dos líneas de desarrollo bien diferenciadas, determinan que existan dos familias de generadores fotovoltaicos: los de *panel plano* y los de *concentración*.

4.2. CONCEPTO DE GENERADOR FOTOVOLTAICO DE PANEL PLANO

Se llama generador fotovoltaico de panel plano a un conjunto de células solares conectadas entre sí y colocadas entre dos placas planas de varios materiales, uno de los cuales tiene

que ser forzosamente transparente.

Las placas superior e inferior entre las que se sitúan las células solares actúan como barrera encapsulante para protegerlas de los agentes atmosféricos .

Todas las células de un panel suelen ser del mismo tamaño. Un panel presenta dos bornas de salida, positiva y negativa, aisladas ambas del marco metálico que le confiere rigidez mecánica y puntos de sujeción.

Tras el desarrollo de las células bifaciales capaces de recibir luz por ambas caras, se ha desarrollado y evaluado el llamado " panel plano colector de albedo " en el cual las células bifaciales están necesariamente encerradas entre dos placas transparentes. Estos paneles planos son capaces de coleccionar 1.5 veces más energía que los convencionales equipados con células monofaciales, en cualquier hora del día con la única condición de pintar de blanco el suelo en el que se instala el panel. Debe tenerse en cuenta que la exigencia de dos placas transparentes se cumple ya en muchos paneles monofaciales que utilizan dos placas de vidrio. Fig. 1.

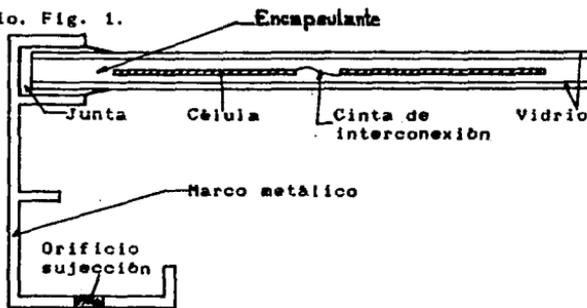


Fig.1. Corte de un panel fotovoltaico típico

Las células negras poseen una superficie texturada consistente en infinidad de diminutas pirámides de base cuadrada, contiguas, de modo que se produce más de una incidencia por rayo. Para que el texturado sea eficaz la célula debe ir perfectamente embebida en un material transparente dentro del módulo.

En la actualidad se encuentran en el mercado también paneles fotovoltaicos planos, equipados con células de silicio "semicristalino". El término "semicristalino" se ha acuñado para indicar que se trata de "material policristalino de grano grande, mayor o igual a 1 mm". Los materiales semicristalinos existentes son el SEMIX de Solarex y el SILSO de Wacker Chemitronic (Heliosil); cuyo material base de partida es también el silicio ultrapuro. Las células policristalinas presentan una eficiencia inferior que las monocristalinas a insolación nominal. Para iluminaciones inferiores la eficiencia se reduce aún más. Las células policristalinas son cuadradas lo que permite realizar paneles sumamente compactos sin pérdidas de material.

Para aclarar este panorama algo complicado en el que se mezclan distintos grados de desarrollo se ha elaborado la tabla 4.1.

Es decir, que con gran probabilidad la industria de los módulos fotovoltaicos planos va a seguir basada masivamente en el silicio monocristalino C2 durante toda esta década, pudiéndose entrever la posibilidad de entrada en el mercado del HEM monocristalino a partir de 1985. En cualquier caso no parece que el silicio semicristalino aún estando en el mercado vaya a provocar ningún cambio importante.

TABLA 4.1

TECNOLOGIAS DE PANELES PLANO QUE UTILIZAN CELULA DE SILICIO CRISTALINO

Tecnología de células	Compañía que la utiliza	Máxima eficiencia en Lab. de 1 célula	Eficiencia en gran línea de producción 10 KWpico	Fecha de posible presencia en el mercado en gran vol.	Observaciones
- Silicio monocristalino CZ convencional	Tedna	16	12,5	desde 1973	- Única tecnología afianzada por la experiencia de - 25 años de empleo
- Silicio monocristalino CZ convencional/Bifacial	Isotón	24*	17*	Enero 1983	- Óptima utilización de la tecnología convencional. Candidato efectivo para sustituir el CZ convencional
- HEM Monocristalino	Varías	15-16		1984	
- Silicio semicristalino SILSO	AEG-Telefun Kon/Wuiker	11-12	9-10	1979	- Eficiencia muy baja en operación normal. La reducción de coste no es efectiva
- Silicio semicristalino SEMIX	Solarex	11-12%		1981	
- WEB	Westinghouse	15%			- Solo se han hecho paneles experimentales
- EFG	Tyco Mobil	9,5%	<9	1981	- Eficiencias "bajas" y "dudas acerca de su posible mejora.

71

* Esta eficiencia se mide respecto a la energía incidente sólo en la cara anterior del panel.

4.3. INTERCONEXION Y EMPAQUETAMIENTO

El método más común de interconexión consiste en utilizar una cinta metálica, comunmente estañada, que une la cara posterior de la célula con el colector de corriente de la cara anterior de la célula siguiente de una conexión serie. El método de soldadura más ampliamente utilizado calienta siempre la cinta y la playa de soldadura para conseguir la fusión del estaño (o sus aleaciones) y su solidificación en décimas de segundo.

La fiabilidad exigida a los paneles fotovoltaicos requiere la utilización de dos cintas de interconexión y cuatro puntos de soldadura por célula.

Las interconexiones eléctricas más corrientes en un panel son la conexión serie y la conexión serie-paralelo. Las conexiones serie vienen forzadas por la necesidad de alcanzar ciertos valores de tensión que son comunmente empleados en las estaciones aisladas: 6, 12, 24, 36, 48 voltios, que a su vez provienen de las tensiones propias de las baterías de plomo normalmente utilizadas.

Una vez realizada la conexión serie capaz de alcanzar el, voltaje deseado, se conectarán en paralelo el número de series necesario para tener la corriente deseada. En casos en los que se precise una potencia pequeña se usarán células hechas con medias obleas o cuartos de oblea conectadas en serie en número suficiente para conseguir la tensión precisa.

Para las células de silicio actuales el número de células en serie para conseguir las tensiones más típicas son:

6 volts	18 células en serie
12 volts	36 células en serie
24 volts	72 células en serie
36 volts	108 células en serie
48 volts	144 células en serie

Estas agrupaciones serie aseguran que aún para temperaturas de trabajo elevadas (60-70°C) el panel será capaz de cargar una batería de plomo de la tensión nominal indicada.

El factor de empaquetamiento de un módulo fotovoltaico puede definirse como el cociente.

$$F.E = \frac{\text{Area neta de células solares}}{\text{Area total del módulo}}$$

que es siempre lógicamente un número menor que uno.

En principio parece deseable conseguir factores de empaquetamiento grandes para ahorrar vidrio, encapsulante, espacio, etc. y en este sentido se habla de las ventajas de las células cuadradas. Sin embargo con las células redondas de la tecnología CZ no es por lo general rentable cortar las células para hacerlas cuadradas.

Por otra parte algunos fabricantes consideran que el mantenimiento de un factor bajo proporciona una temperatura de trabajo inferior al disminuir la relación "área de absorción/área de disipación de calor". Por último para los fabricantes que aprovechan el albedo sobre la cara posterior de las células un empaquetamiento bajo es eficaz.

Unido al concepto de factor de empaquetamiento se halla el de "eficiencia de módulo" como cociente entre la energía eléctrica máxima y la energía luminosa total sobre el módulo. Este es un concepto acuñado por los fabricantes de módulos que utilizan células cuadradas (Si policristalino, silicio en cinta, CdS/Cu₂S y aSi) y cuya eficiencia de dispositivo es baja. Bajo este concepto consiguen igualar o aproximarse a las eficiencias de los módulos con células monocristalinas.

El factor de empaquetamiento para células redondas es de 2/3 aproximadamente. Para células cuadradas puede ser de hasta el 92%.

Recientes trabajos del Jet Propulsion Laboratory (JPL) de Pasadena (CA.) han demostrado que la cinta de cobre es de una fiabilidad muy aceptable, si bien el conjunto "Cobre: Invar: Cobre" de espesor 1:1:1 es excepcionalmente bueno frente a la fatiga térmica y el estiramiento mecánico.

4.4. PERDIDAS DE INTERCONEXION DE CELULAS NO IDENTICAS.

Un panel plano está constituido por un conjunto de células solares interconectadas en serie o en serie-paralelo. La característica eléctrica más importante del panel, la máxima potencia de salida no es, en general, igual a la suma de las potencias máximas de cada célula por separado. Para que se cumpliera la igualdad sería preciso que todas las células que componen el panel fuesen exactamente "iguales".

Es decir, Toda agrupación real de células solares comporta unas pérdidas de interconexión que serán tanto mayores cuanto

mayor sea la dispersión de las curvas V-I de las células componentes.

En una agrupación serie el parámetro más afectado es la corriente de corto circuito puesto que la I_{sc} del grupo será la i_{sc} de la peor célula.

En una agrupación paralelo es la tensión de circuito abierto el parámetro más afectado, aunque aquí las pérdidas son pequeñas.

La eficiencia de conexión de un conjunto de células puede definirse como:

$$\eta_{conex} = \frac{P_{max}}{\sum_{i=1}^N (P_{max i})}$$

siendo

P_{max} : potencia eléctrica máxima del módulo.

$(P_{max i})$:Potencia eléctrica máxima de la célula i

Esta definición es extensible a la interconexión de módulos para formar un sistema.

Luque, Lorenzo y Ruiz (14) han desarrollado un modelo estadístico que permite, dado el valor medio y la variancia (en una distribución normal o gaussiana) de los parámetros I_{sc} , V_{oc} y R_s (o F.F.) de un conjunto de células, calcular los valores esperables de esos parámetros para el conjunto, pudiéndose, en consecuencia determinar la eficiencia de conversión esperable de un sistema, si las células (o los módulos en su caso) se toman al azar.

Lo más normal es, sin embargo, que el fabricante realice una

selección de las células durante la etapa de comprobación y construya grupos de células con características similares a fin de conectarlas lo más adecuadamente posible a la hora de fabricar los paneles.

La medida de la corriente a la tensión teórica del punto de máxima potencia. Este criterio asegura de forma sencilla que la corriente del módulo y la potencia no serán inferiores a un valor dado, aunque luego, una vez conectados, puede ser mayor.

4.5. FUNCIONAMIENTO DE LAS CELULAS SOLARES DE UN PANEL.

Cuando se conectan por ejemplo varias células en serie, el comportamiento del conjunto se obtiene del análisis del conjunto de circuitos equivalentes de cada célula conectados en serie, según muestra la Fig. 2 . Aunque el circuito resultante no es muy complicado se descubre pronto el comportamiento de alguna u algunas células no es sencillo si existen células distintas, por razón de su respuesta particular o por el nivel de luz que reciben.

Para evitar esto puede colocarse un *DIODO DE PROTECCION*. Los diodos de protección son muy útiles para corregir desigualdades de corriente así como para evitar la disrupción.

El diodo de protección debe estar diseñado para soportar una corriente igual a la corriente nominal de toda la rama serie en la que está conectado. Así por ejemplo si se trata de cuatro diodos de un panel de 36 células en serie conectados cada 9 células, entonces la máxima corriente a soportar será la nominal de una célula.

Si el diodo estuviera protegiendo varios grupos de 9 células serie conectadas en paralelo, entonces la máxima corriente que puede pasar por el diodo es la suma de las corrientes de cada grupo, aunque para ello se requeriría que todas las ramas paralelo quedasen interrumpidas.

Los grandes módulos fotovoltaicos .

Se piensa que para aplicaciones de "gran central" se requerirá o será más adecuado un panel o módulo fotovoltaico grande, de 150 watts pico o más en lugar de los usados para aplicaciones generales de unos 30 o 50 watts.

Se prevé que en el panel grande existan ya ciertas combinaciones serie-paralelo con los diodos de protección incorporados para el determinado tipo de conexión que requerirá la central y que se acordarán previamente entre el fabricante de células solares y el constructor de la central.

En resumen puede decirse que el empleo de diodos para proteger las células solares en la conexión serie es siempre adecuado y solo encuentra la limitación del costo.

4.6. ENCAPSULADO

El encapsulado de los paneles planos constituye uno de los factores más importantes de este tipo de generador fotovoltaico. Por un lado, se considera que en un futuro no muy lejano los costos del panel plano se repartirán a partes iguales entre las células, el montaje y el encapsulado. Resulta por tanto que el tipo de solución que se adopte para agrupar y proteger las células solares afecta a 2/3 del costo total, y por otra parte la

cápsula debe ser capaz de proteger a las células frágiles de los agentes atmosféricos, de los animales e incluso de ciertos actos de vandalismo.

Uno de los más importantes problemas a resolver es el de conseguir una buena estanqueidad respecto, a la humedad del aire. Así como se tiene la casi completa seguridad de que el semiconductor silicio monocristalino será capaz de soportar, sin variar sus propiedades, un periodo de 20 años o más, aún en presencia de vapor de agua, no se tiene la misma opinión respecto a los contactos metal semiconductor que es preciso realizar para constituir una célula solar. De ahí que exista un gran empeño entre los fabricantes en conseguir un buen sellado contra la humedad, que a su vez sea transparente, barato y duradero.

Hoy existen muchos tipos de encapsulado puesto que no hay aún experiencia sobre cual de los métodos empleados va a ser el mejor. Aún el mismo fabricante emplea varios tipos diferentes. A continuación se presentan algunas de las estructuras de módulos utilizadas comercialmente:

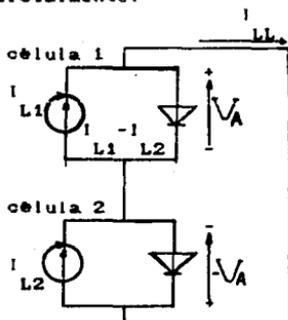


Fig1.2. Células ideales con distinta I en serie

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

Superestrato (placa anterior)	Encapsulante (interior)	Sustrato (placa posterior)
1 Polimetil Metacrilato duro	Polimetil Metacrilato blando (célula)*	Polimetil/meta- crlato duro
2 Silicona	(Célula)	Aluminio
3 Vidrio	Silicona (célula)	Aluminio
4 Vidrio	Silicona (célula)	Vidrio
5 Silicona	(Célula)	Poliéster ó epo- xy reforzado con fibra de vidrio
6 Silicona	(Célula)	Silicona + acero inoxidable
7 Vidrio	(Célula)	Silicona + acero inoxidable
8 Vidrio	PVB-Célula-PVB**	Vidrio
9 Vidrio	PVB-Célula-PVB	Capa antihumedad "Tedlar" + acero inoxidable
10 Vidrio	EVA*** (Célula)	Tedlar (opaco o transparente)
11 Vidrio	EVA (Célula)	Tedlar metalizado
12 Vidrio	EVA (Célula)	Vidrio

* (Célula) significa que la célula esta embebida en el medio

** PVB: Polivinil butiral

*** EVA: Etil-Vinil-acetato

Algunos de estos encapsulados, los números 2 y 5 por ejemplo son de la primera generación terrestre y dieron mal resultado a causa de la permeabilidad del silicon a la humedad y a la escasa protección mecánica al impacto.

Hoy se considera que el vidrio, preferiblemente templado, es el superestrato ideal.

4.7. CAPTACION DE LA RADIACION POR LOS PANELES PLANOS.

Aunque por su configuración los paneles planos parecen que "ven" todo un semiespacio o dicho de otro modo cubren 2 estereoradianes, lo cierto es que el ángulo sólido efectivamente cubierto es algo menor. La causa no es otra que la reflexión de Fresnel que se produce en la interfase de dos medios con índice de refracción distinto. Cuanto menor es la diferencia de índices menor es la reflexión. Sin embargo esta aumenta con el ángulo de incidencia. Así para el vidrio o el silicón, dos de los materiales más corrientes como encapsulantes, cuyo índice es próximo a 1.5, se tiene una reflexión del 4% para incidencia normal y una reflexión del 90% para un ángulo de incidencia de 75°. En consecuencia el ángulo sólido cubierto por un panel plano viene dado aproximadamente por

$$\Omega_{\text{sólido}} \sim 2 (1 - \cos 75^\circ) = 2 (0.74)$$
 estereoradianes
que resulta ser un 26% menor que el ángulo sólido de 2 que se considera a menudo. Fig. 3

Un panel plano es capaz de coleccionar toda la radiación comprendida dentro del citado ángulo sólido, sea esta directa o difusa. La radiación directa procede del disco solar por lo que el ángulo de incidencia de la luz sobre un panel estacionario variará continuamente. La radiación difusa procede del cielo, es decir de la semiesfera que limita el horizonte del lugar. Aunque es costumbre suponer, por simplicidad, que la distribución de la radiación difusa es hemisférica, hay evidencia de que ciertas zonas del cielo son más luminosas que otras a lo largo del día.

Estas zonas más luminosas suelen situarse próximas a la posición del sol en el cielo.

Un método que permite aumentar el ángulo sólido de aceptación de un panel plano es el empleo de un vidrio con superficie texturada a base de pseudo pirámides, cuyo ángulo diedro cara base sea de unos 35° , Fig. 4. El aumento de ángulo sólido es sustancial porque se alcanzan casi totalmente los 2 estereoradianes. Además esta mejora afecta al panel en las últimas horas del día que con las da menor producción.

Resulta obvio que si se orienta un panel plano hacia la posición del sol correspondiente al mediodía del equinoccio del lugar, el panel será capaz de coleccionar la máxima energía (desde el punto de vista astronómico, sin contar con el clima) a lo largo del año puesto que esa es la orientación media de la radiación directa, y posiblemente difusa, a lo largo del año.

Así pues, dada la gran apertura angular del panel plano, la posición estacionaria de los colectores resulta aceptable aunque se pierde una cierta cantidad de radiación directa cerca del orto y el ocaso, ya sea por la limitación del ángulo sólido o por el hecho de que el sol toma posiciones al norte del panel en verano.

Algunos fabricantes suministran los soportes de los paneles planos con la posibilidad de variar estacionalmente la inclinación, a fin de aumentar la energía coleccionada. Con todo, estos ajustes estacionales sólo son posibles en ciertas localizaciones y suponen incrementos en la energía total coleccionada relativamente pequeños (del orden del 2-3% como máximo).

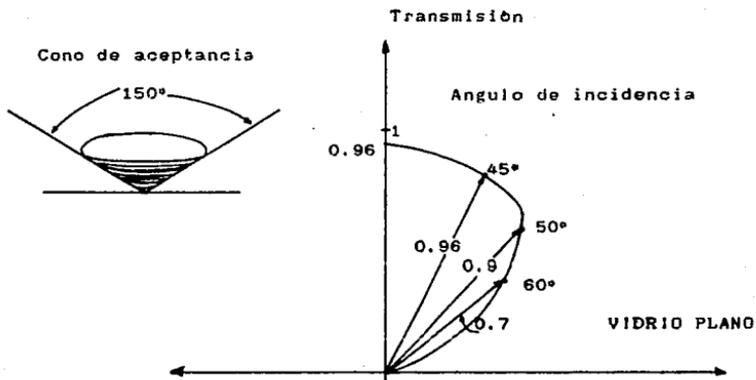


Fig. 3. Diagrama de transmisión de un panel plano en función del ángulo de incidencia de la luz. Superficie de cristal plano

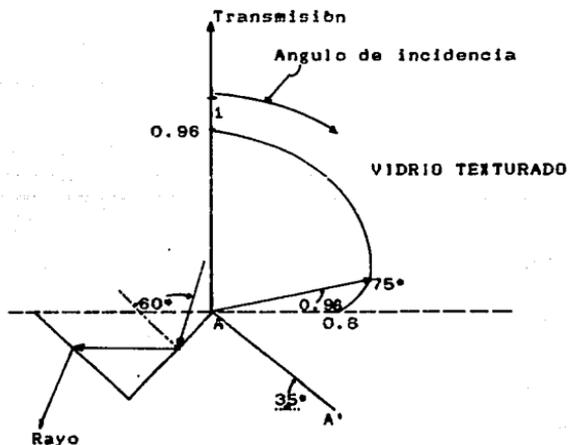


Fig.4. Diagrama de transmisión sobre la cara AA'. Mecanismo de reflexión múltiple sobre placa de vidrio con superficie texturada

Este aumento tan discreto respecto a la variación estacional del ángulo de inclinación sobre el horizonte contrasta fuertemente con la variación que se obtiene siguiendo al sol en azimut de modo que los rayos incidan casi siempre normales sobre el panel. Para ilustrar esta mejora basta decir que para un clima tipo N.M. (nivel del mar) la energía producida por un panel plano con seguimiento en dos ejes con un error de $\pm 5^\circ$ se ha calculado como 1.43 veces la que se obtendría con panel plano estacionario. Este aumento de rendimiento está planteando la oportunidad de usar seguimiento cuando se trate de grandes centrales o de varios Kw pico. No será fácil imponer este planteamiento porque una de las ventajas siempre reconocidas del panel plano es su carácter estacionario, sin partes móviles.

4.7.1. **PANEL PLANO COLECTOR DE ALBEDO**

Una variación notable del panel plano es el panel fotovoltaico colector de albedo (PFCA) que es un panel plano convencional que tiene sustrato y superestrato transparentes y monta células bifaciales activas por ambas caras. Estos paneles son capaces de recoger la luz reflejada por el suelo y los objetos próximos del entorno. Con ambas caras texturadas su ángulo sólido de aceptación es casi de 4 estereoradianes.

Cuando se coloca un diédro blanco debajo y al sur del panel se consigue una mejora del 50% es decir la energía producida es 1.5 veces mayor que sin la captación de luz por detrás.

Con sólo un suelo blanco de cantos la mejora es del 35%, que resulta equivalente a la conseguida con el seguidor solar antes citado pero sin partes móviles.

En muchas de las aplicaciones, los paneles fotovoltaicos deben cargar una batería de acumuladores con el fin de almacenar la energía producida durante las horas de sol y utilizarla durante la noche.

Los sistemas fotovoltaicos se diseñan de tal forma que en todos los casos la tensión del panel sea mayor que la tensión de la batería para casi cualquier iluminación diurna. Así el panel está siempre en condiciones de cargar la batería.

Sin embargo al llegar la noche la tensión V_{oc} del panel se hace menor que la tensión de la batería y esta tiende a descargarse a través de las células solares bajo polarización directa. Para evitar esta descarga se debe colocar un diodo de bloqueo.

Es conveniente que la potencia consumida por este diodo sea pequeña; por ello son recomendables los diodos de barrera Schottky, que tienen una tensión de puesta en conducción menor que los diodos convencionales. Si la tensión del panel o paneles es grande, las pérdidas en el diodo de bloqueo son poco importantes.

Algunos fabricantes suministran el diodo de bloqueo ya montado e integrado en el panel; bajo pedido.

El mejor dispositivo de bloqueo, por su robustez y pocas pérdidas es el contactor electromecánico activado por sensor de polaridad.

4.8 *INSTALACION DE LOS PANELES PLANOS .*

Como ya se ha indicado los paneles planos suelen colocarse inclinados sobre la horizontal del lugar un ángulo igual a la latitud. Pese al carácter estacionario de toda instalación de paneles planos, los fabricantes de soportes han diseñado sistemas adaptables a cualquier latitud, o por lo menos a un amplio rango de ellas, de manera que contienen algunos elementos ajustables. La existencia de estos puede permitir, por lo general, realizar ajustes estacionales a fin de obtener algo más de energía.

La sujeción al terreno se hace mediante hoyos cementados a los que se sujetan las barras soporte que pueden ser de aluminio o de acero galvanizado. La sujeción de los módulos suele hacerse por los bordes, de modo que solo se presione sobre el marco metálico, y existe una tendencia general a compaginar la seguridad en el montaje con la facilidad de cambio de módulos.

Las estructuras llevan siempre algunos elementos de protección contra pájaros.

Algunos fabricantes han adoptado el montaje pedestal del cual se muestra un ejemplo en la Fig. 5

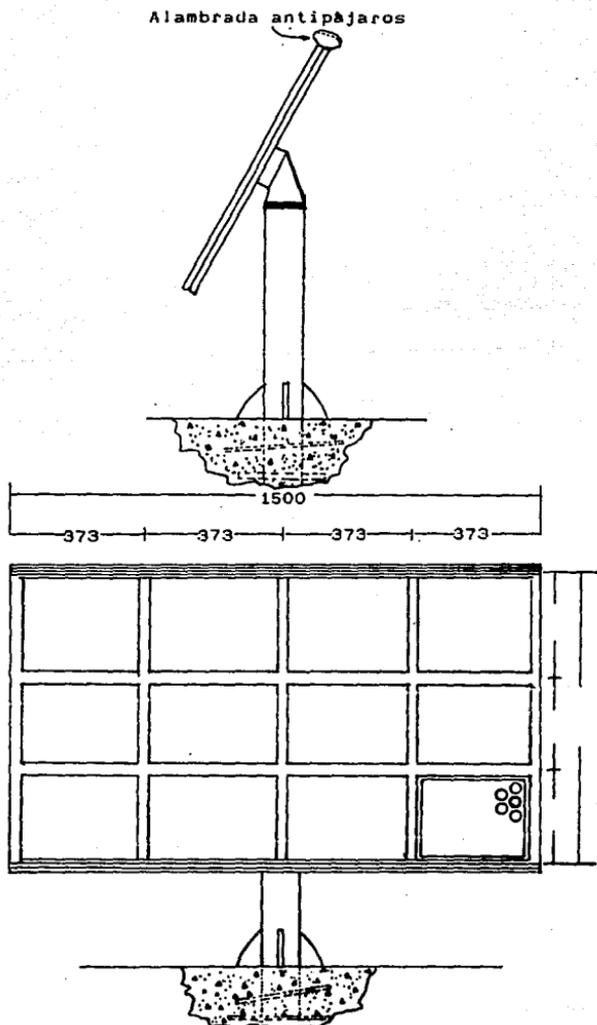


Fig.5. Soporte estructural para panel plano

4.9 COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO .

A.- Celdas solares

La célula solar es la unidad más pequeña de un sistema fotovoltaico, en los últimos años ha habido un gran incremento en la investigación en células principalmente dirigido hacia la reducción de su costo de producción. Varios países han establecido metas, por ejemplo, en los estados unidos se espera que para 1990 el costo sea 0.15-0.40 US\$/Wp, el proyecto sunshine de japon establece una reducción en este costo para la misma fecha de 1/100 del costo en 1974. El silicio amorfo jugará un papel muy importante en alcanzar estas metas.

En la Fig.6 mostramos el proceso de fabricación totalmente automático de las células solares de silicio amorfo, a, b y c es la preparación del sustrato, en d es donde se depositan las tres capas n : y p de la célula y de "e" a "f" es el terminado.

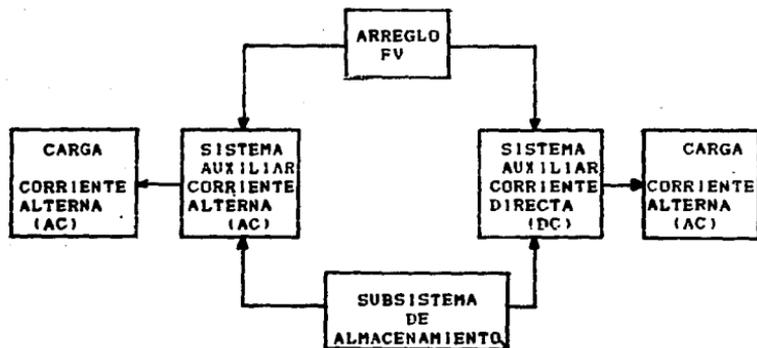


Diagrama de flujo de un sistema fotovoltaico

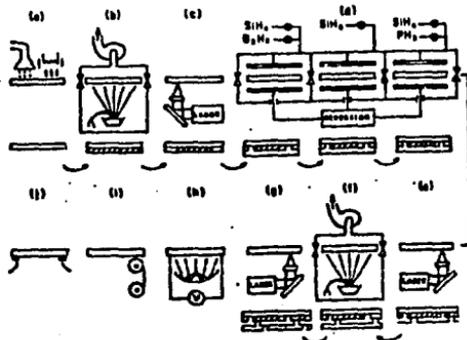


Fig.6. El proceso de producción para la fabricación de módulos fotovoltaicos de silicio amorfo hidrogenado.

B.- Módulos

Como cada célula solar sólo genera una pequeña cantidad de energía eléctrica, hay necesidad de conectarlas en serie y paralelo para obtener la cantidad adecuada de energía. Entonces un grupo de células se monta en un elemento de soporte que simultáneamente sirve para proteger a las células de condiciones climáticas adversas formando lo que se llama un módulo FV. Debido a las restricciones impuestas por la producción en serie, en el mercado sólo existen una reducida variedad de módulos cuyas potencias de salida varían entre 10 y 60 watts pico.

Según el diseño de montaje, podemos dividir los módulos FV en tres tipos: En todos ellos las células se encuentran inmersas en un relleno transparente: a) Vidrio/relleno y celdas/vidrio. b) Cubierta anterior transparente/relleno y celdas/soporte estructural opaco y c) Soporte estructural transparente/relleno y celdas/cubierta posterior opaca.

La eficiencia de los módulos en general es siempre menor que

la eficiencia de las células por varias razones: No toda el área del módulo está cubierta por células, pérdidas en la cubierta anterior y relleno y variación en las características de célula a célula. En módulos comerciales la eficiencia del módulo es ~80%-90% la de las células.

Existe otro tipo de módulos no considerados en los párrafos anteriores que se usan con concentradores de luz. Las características más importantes de la tecnología FV con concentración son: a) Usan únicamente radiación solar directa. b) Es una tecnología más reciente y menos madura y por lo tanto es de mayor riesgo para posibles fabricantes. c) Cuando se desea tanto energía eléctrica como térmica, esta tecnología es una muy buena opción.

C.- Arreglos

Como hemos dicho lo que encontramos disponible comercialmente son: módulos FV con características fijadas por el fabricante. Para poder satisfacer los requerimientos eléctricos de una demanda específica, es necesario interconectar módulos en serie y paralelo y así formar un arreglo FV. Cuando se habla de un arreglo FV normalmente se están incluyendo las estructuras de montaje de los módulos, el acondicionamiento del sitio donde se va a instalar, alambrado, pararrayos, tierras y otros.

Para calcular el número de módulos que se requieren para una aplicación dada podemos empezar con la aproximación cero. Si la demanda requiere una potencia de P (watts) a un voltaje V durante un número de horas t por día, entonces la energía requerida es:

$$E = P \times t \quad (\text{wh/día})$$

y la corriente requerida es:

$$I = \frac{E}{r \cdot V} \quad (\Delta h/\text{día})$$

Si en el sitio tenemos una insolación S (t wh/m² día) la corriente de la demanda estará dada por:

$$I = \frac{1.2 \cdot I}{d \cdot S} \quad (\text{A})$$

donde se ha utilizado 1.2 para incluir un factor del 20% de seguridad, ya que otras componentes del sistema como el alumbrado tienen pérdidas. Este factor de seguridad puede variar según la aplicación y en el caso de sistemas auxiliares muy complicados es recomendable utilizar 1.25 en lugar de 1.2 .

Ahora tenemos que utilizar las características nominales de los módulos que se desea emplear. Supongamos que cada módulo tiene un voltaje de operación V y corriente I entonces el número de módulos que es necesario conectar en paralelo será:

$$N = I_d / I_m$$

de igual manera, el número de módulos que es necesario conectar en serie para alcanzar el voltaje V es :

$$n = \frac{V}{V_m}$$

donde V_m es el voltaje de operación.

en otras palabras , necesitamos n hileras de módulos conectados en serie con N módulos en cada hilera conectados en paralelo. Entonces, el número total de módulos requeridos es nxN.

D.- Subsistemas de almacenamiento.

Dado que la conversión directa de energía solar a energía eléctrica sólo es posible realizarla durante el día, si se requiere energía eléctrica en las horas en que no hay sol o su intensidad es muy baja por ser temprano en la mañana, tarde en el día o estar nublado, es necesario almacenar la energía de alguna manera. Existen distintas tecnologías para este almacenamiento: baterías, producción de hidrógeno, mecanismos inerciales e hidro bombeo. De todos ellos son las baterías con las que estamos más familiarizados y de más fácil empleo; sin embargo, el costo de las baterías se ha elevado de tal manera que ahora este costo representa un alto porcentaje del costo total de un sistema FV.

E.- Subsistemas auxiliares.

Los subsistemas auxiliares pueden ser muy variados y dependen de la aplicación. El más sencillo es un diodo que se recomienda colocar a la salida del arreglo FV para evitar la posibilidad de que fluya una corriente en sentido contrario a través de las células solares y las degrade. Algunos módulos ya lo traen integrado.

Otro tipo de sistema auxiliar muy común son los inversores. Un inversor es un dispositivo que convierte voltaje DC en AC, los hay de varias clases: mecánicos y electrónicos. Los electrónicos tienen las siguientes ventajas sobre los mecánicos: poco mantenimiento, en la confiabilidad, larga vida, tamaño pequeño, operación silenciosa, alta eficiencia y bajo costo, entre otras. Las características que se deben tener en cuenta cuando se diseña un inversor son: voltaje de entrada, potencia y voltaje de salida, frecuencia y estabilidad de ella a

la salida, eficiencia, regulación y protección.

Existen dos clases principales de inversores electrónicos según se utilizan *trystores* o transistores. Los primeros trabajan mejor con voltajes de entrada entre 50 y 600 volts y corriente entre 1 y 20 amperes. Los segundos son usados generalmente para voltajes más bajos de entrada entre 1 y 100 volts y corrientes más altas de 1 a 100 amperes.

Existe una pareja de valores I y V donde se obtiene la más alta eficiencia. Es conveniente que los arreglos FV trabajen en estos valores para lo cual se requiere un regulador o bien un inversor regulado de manera que el punto de operación de la curva $I-V$ no dependa de la carga.

También se requiere un regulador cuando se utiliza almacenamiento para por un lado evitar todo exceso de energía eléctrica producida por el arreglo al almacenamiento y por otro que si el arreglo no es capaz de satisfacer la demanda se utiliza la energía almacenada.

BATERIAS

Una batería es un dispositivo en el cual la energía eléctrica es convertida en energía química, almacenándose en esta forma de energía y siendo convertida en energía eléctrica para su uso.

Las baterías están formadas por un conjunto de celdas conectadas en serie para obtener el voltaje deseado, las cuales se llaman celdas recargables.

Una celda con alta eficiencia, es aquella en la cual la energía química almacenada cuando se carga es similar a la entrada eléctrica y la energía eléctrica entregada cuando se descarga, deberá ser similar a la energía química transformada en la celda. Por lo que el proceso electroquímico deberá ser lo más reversible posible.

Una de las baterías que más se han usado hasta la fecha es la de plomo-ácido, la cual es recomendable para emplear en sistemas fotovoltaicos. En estos sistemas, las baterías almacenan energía eléctrica.

La capacidad de una batería, está en función de los amperes-hora que puede entregar continuamente por un tiempo determinado antes de que el voltaje de salida empiece a decaer de cierto valor mínimo. Este valor mínimo depende del tipo de baterías y del fabricante. Para baterías estacionarias, la capacidad está basada usualmente en proporción a ocho horas de descarga y para baterías de vehículos en una proporción a seis horas de descarga.

La siguiente tabla muestra el decremento de la capacidad de las baterías al disminuir el tiempo de descarga y aumentar la

corriente de salida.

TABLA DE CAPACIDADES PARA UNA BATERIA ESTACIONARIA

Tiempo de descarga	Amperes	Amp-Hora	Volt. Minuto
8 horas	40	320	1.75
3 horas	60	240	1.75
1 hora	160	160	1.75
1 minuto	400	6.7	1.75

Las baterías de plomo-ácido tienen grandes capacidades de sobrecarga y en el caso de los vehículos estas son requeridas en el momento de arranque.

La eficiencia de las baterías disminuye también para grandes sobrecargas, esto es, la eficiencia es del 50 al 65%, para descargas moderadas la eficiencia es del 70 al 75%, para descargas lentas la eficiencia es arriba del 80%.

Para evitar una circulación de corriente del banco de baterías, los paneles se conectan a un diodo de bloqueo. Para que el banco de baterías se pueda cargar, se requiere de 2.2 a 3 volts por celda, esto es, para cada acumulador se requerirá un voltaje de 13.2 a 18 volts, el cual será entregado por los paneles fotovoltaicos.

Una curva de carga-voltaje constante es mostrada en la siguiente figura (fig. 7)

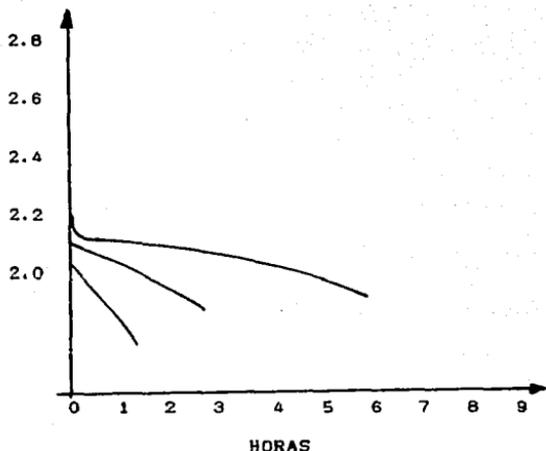


Fig.7. Curva carga-voltaje constante

CONVERTIDORES DE CORRIENTE DIRECTA A CORRIENTE ALTERNA (INVERSORES).

El aumento en el uso de los sistemas de generación fotovoltaica ha traído consigo la necesidad de producir equipos que permitan la utilización óptima de tal generación y aunque en la actualidad el costo de producción de los paneles solares representa la mayor limitante para el mejor aprovechamiento de este recurso, también los equipos mencionados requieren de mayor atención ya que principalmente de ellos depende la calidad del servicio a prestar.

Los paneles fotovoltaicos permiten la conversión de la energía solar en energía eléctrica suministrándola en corriente

directa, por lo que se hace necesaria la utilización de equipos como los ya mencionados para hacer la conversión en corriente alterna, la forma más común de utilización, jugando un papel muy importante, ya que es aquí donde deberán de manejarse conceptos como los de factor de potencia, frecuencia fundamental de la señal alterna y sobre todo la capacidad de manejo de potencia.

En la actualidad los inversores son equipos de estado sólido que utilizan en forma general tiristores de potencia, que permiten el manejo de grandes corrientes y algunos componentes pasivos para filtrar, tanto las señales de entrada como las de salida.

El manejo del factor de potencia se realiza controlando el ángulo de disparo de los tiristores, mientras que el control sobre la frecuencia fundamental se realiza por medio de filtros sintonizados con tal frecuencia, evitando así grandes pérdidas por calentamiento o mal funcionamiento de los equipos, principalmente de cargas motrices.

La mayoría de estos equipos están equipados con transformadores de C.A. para aislar eléctricamente a una parte de la otra.

El problema principal al que se enfrentan estos equipos es el hecho de que dado la característica dinámica de la carga y la generación, debe existir un compromiso entre los conceptos ya mencionados, pudiéndose presentar condiciones de baja carga con gran disponibilidad, o por el contrario, es decir durante la noche, gran carga, con poca disponibilidad manteniéndose en ambas condiciones las características adecuadas de la señal de

corriente alterna.

Aunado a esto, existen las condiciones climatológicas que afectan a todo elemento electrónico y considerando que tales instalaciones se encuentren ubicadas en lugares remotos y con condiciones climatológicas en condiciones extremas, debe considerarse todo lo anterior para la selección de un inversor, en función de los parámetros mencionados.

REGULADORES DE CARGA Y DESCARGA

Las baterías como sistema de almacenamiento de energía juegan un papel importante, pero es necesario instalarle un sistema de control para regular el flujo de energía, tanto cuando se entrega para ser almacenada, como cuando es requerida para ser utilizada ya que una utilización en forma arbitraria no permitiría el buen funcionamiento del sistema en general y disminuiría considerablemente la vida útil de los elementos.

Por otro lado si no se regulan los flujos de energía en las baterías se presentan dos grandes problemas, el primero es una variación de su comportamiento con la temperatura y el segundo una disminución de su vida útil.

La no utilización de reguladores puede provocar que durante la noche las baterías se descarguen pasando por los paneles solares, es por lo que el primer regulador que se utilizó fue un diodo que no permitiera el flujo inverso y durante el día este no restringiera el paso de corriente hacia el banco de baterías, haciéndose necesario tal control por medio de elementos que detectaran los voltajes de las celdas y decidieran sobre la conveniencia o no del flujo de corriente, eso por el lado de la

carga, por el lado de la descarga se presenta una situación parecida, ya que al detectarse bajos voltajes debe interrumpirse la extracción de energía para no dañar a la batería.

TRANSFORMADOR

Se cuenta con transformadores monofásicos cuyas características son:

- Mantener una relación constante del voltaje en la línea, con el fin de poder llevar a cabo suministro eléctrico adecuado.
- Aislar el sistema eléctricamente.
- Cuenta con sistema propio de protección.
- Nos permite hacer la distribución de la energía en 127 volts.

5. APLICACIONES DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA CASA HABITACION.

5.1. EJEMPLO . DISEÑO DE UNA CARGA ELECTRICA

Tomando en cuenta la Normas Técnicas para Instalaciones eléctricas (N.T.I.E.), se hará el cálculo de la carga eléctrica.

Se propone un tipo de casa campesina con instalación eléctrica convencional, de tal manera que pueda disponerse de los beneficios que otorga el servicio eléctrico, tales como radio, televisión, iluminación, etc.

De acuerdo con las N.T.I.E. se considera que para cada lámpara instalada se tendrá una capacidad de 125 watts y por cada contacto el equivalente a 180 watts.

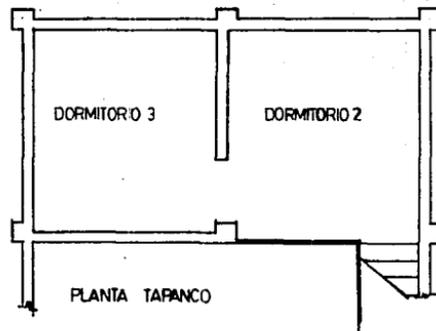
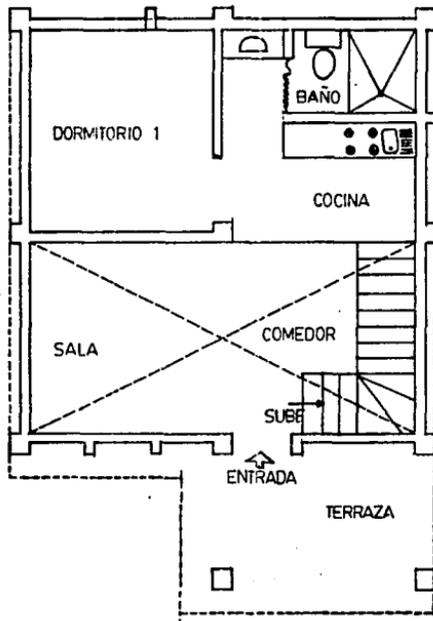
Del esquema de la casa se tiene que:

$$\begin{array}{rcl} 10 \text{ lámparas} & \times & 125 \text{ w} = 1250 \text{ w} \\ 5 \text{ contactos} & \times & 180 \text{ w} = 900 \text{ w} \\ & & \hline & & 2150 \text{ w} \end{array}$$

Por lo que la potencia instalada de la casa es de 2150 watts, utilizando un factor de demanda de 0.6 tenemos que:

$$\text{Pot.} = (\text{F.D.}) (\text{Pot. calculada})$$

Utilizando la instalación al 100% del tiempo estimado



PLANTA TAPANCO

PROYECTO DE CASA CAMPESINA
PRESENTADA POR EL INSTITUTO
DE VIVIENDA MORELENSE

REGIMEN DURANTE EL DIA

Lugar	Carga	Hrs.	Horario- Promedio
Terraza	1 lámpara	3	de 19:00-22:00 Hrs
Comedor	1 lámpara	2	de 6:00-7:00 y de 19:00-22:00 Hrs
Sala	1 lámpara	3	de 19:00-22:00 Hrs
	1 contacto	5	de 6:00-8:00 y de 19:00-22:00 Hrs
Cocina	1 lámpara	2	de 6:00-7:00 y de 19:00-20:00 Hrs
	1 contacto	*	
Baño	1 lámpara	3	de 6:00-7:00 y de 19:00-21:00 Hrs
Lavamanos	1 arbotante	1/2	de 6:00-6:15 y de 19:00-19:15 Hrs
Patio de servicio	1 lámpara	3	de 19:00-22:00 Hrs
Dormitorio 1	1 lámpara	2	de 6:00-7:00 y de 21:00-22:00 Hrs
	1 contacto	1	de 21:00-22:00 Hrs
Dormitorio 2	1 lámpara	2	de 6:00-7:00 y de 21:00-22:00 Hrs
	1 contacto	1	de 21:00-22:00 Hrs
Dormitorio 3	1 lámpara	2	de 6:00-7:00 y de 21:00-22:00 Hrs
	1 contacto	1	de 21:00-22:00 Hrs

CALCULO DE LA CARGA CONSUMIDA EN UN DIA

Lugar	Carga	Hrs.
Terraza	125 w x	3=375
Comedor	125 w x	2=250
Sala	125 w x	3=375
	180 w x	5=900
Cocina	125 w x	2=250
	180 w x	0.5=90
Baño	125 w x	3=375
Lavamanos	125 w x	0.5=62.5
Patio de serv.	125 w x	3=375
Dormitorio 1	125 w x	2=250
	180 w x	1=180
Dormitorio 2	125 w x	2=250
	180 w x	1=180
Dormitorio 3	125 w x	2=250
	180 w x	1=180

T O T A L		=4342.5 w.Hr

CARGA CONSUMIDA EN UN DIA 4.342 Kw/Hr

5.2. ACUMULACION DE ENERGIA ELECTRICA DE ORIGEN FOTOVOLTAICO

La necesidad de crear sistemas nuevos y más capaces de almacenar energía eléctrica se planteó, en primera instancia, cuando la crisis de los suministros de petróleo originó grietas en la estructura, bien establecida de los sistemas de generación. De nuevo vuelve a plantearse esa necesidad, no en forma totalmente independiente de la anterior pero sí con características propias, cuando los sistemas fotovoltaicos demuestran su utilidad y creciente difusión, no sólo a nivel de entidades, sino también entre el gran público.

Aunque sea una generalización y, por tanto, inexacta, se puede decir que en el primero de los casos expuestos, ocurre que la conveniencia de una generación continua enfrentada a una demanda intermitente conduce a la necesidad del almacenamiento de la energía eléctrica. Por el contrario, tratándose de sistemas fotovoltaicos, es una generación intermitente que debe responder a una demanda continua o casi continua, lo que hace relevante el papel de un adecuado sistema de almacenamiento. Bajo un punto de vista económico, a nadie escapa ya el hecho de que la progresiva reducción en el precio de los sistemas de conversión solar (la célula solar, véase Fig. 1), ha hecho que el almacenamiento, en los casos en que se emplea, pase a ser seriamente gravoso y suponga una fracción importante (con frecuencia del orden del 50 %) de la inversión total requerida en la instalación fotovoltaica.

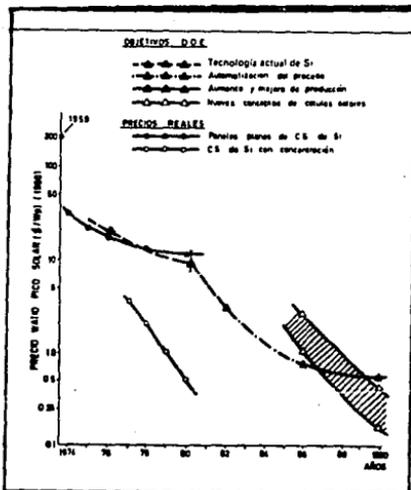


Figura 1. Previsiones del Department of Energy (U.S.A.) respecto al precio del watio pico solar (Wp) y su evolución real en los últimos años. En la evolución real se han considerado los paneles planos de células solares de Si; y los paneles con concentración de la radiación solar.

5.3. BREVE REVISIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

no se intenta en este apartado hacer una revisión exhaustiva ni completa de los sistemas de acumulación actuales. Se intenta destacar sus principales características para poder concluir cuál o cuáles de ellos serán los utilizados con los generadores fotovoltaicos a corto y mediano plazo. El cuadro de la figura 2 resume todas las posibilidades.

En forma de energía térmica. Con este procedimiento se debe transformar la energía eléctrica en calor (con resistencias eléctricas, etc.) y almacenar la energía térmica en materiales que sufren procesos de calentamiento (agua, lecho de piedras, etc.), de fusión (sales iónicas) o evaporación (líquidos, sales múltiples, etc.)

En forma de energía mecánica (volante de inercia). La energía

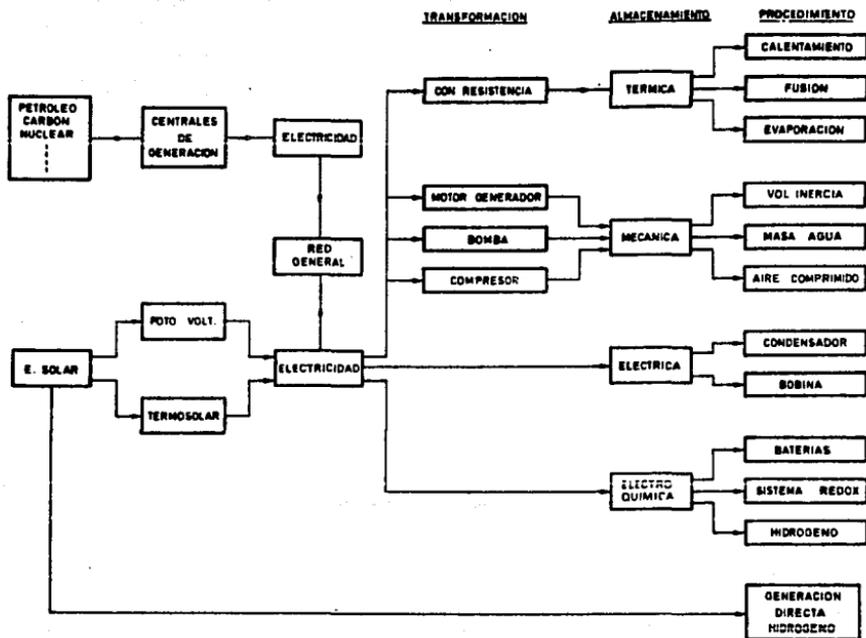


Fig.2. Esquema de las posibilidades existentes para acumular energía eléctrica de origen solar fotovoltaico. Se indican las principales transformaciones y procedimientos de almacenamiento.

eléctrica se puede transformar en mecánica y almacenarse en un disco rotatorio o volante de inercia, que esta acoplado a un motor-generador que funciona como motor durante la carga (horas de sol) y como generador cuando se desea recuperar la energía almacenada.

_En forma de energía hidráulica (bombeo hidroeléctrico). Este procedimiento se basa en bombear agua hasta un depósito superior, en las horas de exceso de energía eléctrica, (por ejemplo en las horas de sol si opera en combinación con una central fotovoltaica), para dejarla caer a un depósito inferior cuando se desea recuperar la energía almacenada.

_En forma eléctrica (almacenamiento capacitivo). La utilización de condensadores para almacenar energía eléctrica resulta adecuada cuando se trata de pequeñas cantidades de energía durante tiempos cortos.

_En forma eléctrica (almacenamiento inductivo). La experiencia en este tipo de almacenamiento se limita, casi exclusivamente, al campo de la electrónica. La posibilidad de llegar a cantidades de energía almacenada apreciables, sólo se puede realizar con altos campos magnéticos, situación que da origen a grandes fuerzas magnéticas actuando sobre el sistema inductivo.

_En forma electroquímica (baterías). Forma más generalizada de almacenamiento de energía y la analizaremos con detalle.

_En forma electroquímica (hidrógeno). Dos posibilidades son viables con este sistema de almacenamiento: conversión directa de energía solar en hidrógeno a través de las células de efecto bequerel (18) y generación de electricidad, con células solares

convencionales, que se utiliza para descomponer el agua y generar hidrógeno.

5.3.1. REVISIÓN DE ACUMULADORES ELÉCTRICOS.

Los tipos de acumuladores eléctricos existentes en la actualidad son variados y la bibliografía sobre ellos muy amplia. En la tabla 1 se han recogido las principales características de los acumuladores en uso hoy día o con perspectivas no excesivamente lejanas de aplicación. Se hace especial hincapié en aquellas prestaciones del acumulador que son más importantes en la aplicación fotovoltaica. Puede verse en la tabla 1, que a efectos de densidad de energía y potencia el acumulador Plomo-ácido es superado por otros. Sin embargo, las propiedades más importantes del acumulador cuando se piensa en su aplicación con sistemas fotovoltaicos, son los ciclos de vida y el costo del kWh. Teniendo en cuenta ambas propiedades, el acumulador Plomo-ácido presenta la mejor situación. Se puede concluir por tanto, que en el presente y en un futuro próximo de varios años, el acumulador Plomo-ácido se usará con la generación fotovoltaica.

Batería	Densidad de energía Wh/kg	Densidad de potencia W/kg	Ciclos de vida	Coste (\$/kWh)	Temperatura de funcionamiento	Ejemplo
Pb-Ácido	80 - 90	160 - 200	1800 - 2000	70 - 100	Ambiente	Solución acuosa de SO_2H_2
Na-S	80 - 250	100 - 250	200 - 1500	80 - 120	300 - 600°C	Cadmio
Ni-Zn	80 - 70	150 - 300	300 - 1000	100 - 150	Ambiente	Solución acuosa de Ni(OH)_2
Ni-Fe	45 - 60	100 - 120	1800 - 2500	140 - 180	Ambiente	Solución acuosa de Ni(OH)_2
Ni-Cd	45 - 60	150 - 300	1500 - 2000	200 - 250	Ambiente	Solución acuosa de Ni(OH)_2
Zn-Cd	130 - 150	100 - 130	200 - 800	40 - 120	30 - 80°C	Solución acuosa de Cl_2/Zn
Zn-Ag	120 - 140	25 - 50	- 250	30 - 40	Ambiente	Solución acuosa de Ni(OH)_2
Ag-Zn	70 - 250	150 - 300	100 - 200	250 - 400	Ambiente	Solución acuosa de Ni(OH)_2
Li-FeS ₂	100 - 220	120 - 220	200 - 1000	35 - 100	350 - 450°C	Sales fundidas
Li-Cr	350 - 450	200 - 450		800 - 700°C		Sales fundidas
Electro orgánica	270 - 320	30 - 80			Ambiente	Electrolito orgánico

Tabla 1. Características de acumuladores eléctricos

5.3.2.- REVISIÓN DEL ACUMULADOR PLOMO-ACIDO

Evolución tecnológica.

En el tiempo transcurrido desde que Planté fabricó la primera batería en 1860 hasta el momento presente " el concepto " del acumulador Plomo-ácido no ha sufrido cambios; sin embargo, la evolución tecnológica no se ha detenido, gracias a la cual este tipo de acumulador sigue siendo el sistema de acumulación más rentable para muchas aplicaciones.

El rendimiento del acumulador tanto en densidad de energía como de potencia, ha ido aumentando progresivamente; así hace 15 años el rendimiento energético era del orden de 35 Wh/Kg y actualmente hay baterías con rendimientos superiores a 60 Wh/Kg, valor todavía lejos del teórico: 180 Wh/KG.

La mejora de rendimientos, debida a cambios en diferentes componentes del acumulador, ha permitido una disminución de costos, mejora de las prestaciones y aumento de su vida útil.

Uno de los factores que han contribuido decisivamente al aumento de la potencia de acumulador es la conexión de elementos. Durante mucho tiempo las baterías tuvieron tantas tapas como vasos y la conexión entre elementos tenía un largo recorrido pues pasaban por encima del tabique de separación de los vasos. La conexión através del tabique supuso una disminución considerable de la resistencia interna (aumento en las características de arranque) y permitió el empleo de tapa única .

Acumulador solar

Una de las clasificaciones más completas de los tipos de acumuladores, es aquella que se basa en el tipo de aplicación y que podría ser la siguiente:

_Acumuladores de arranque en automboviles

_Acumuladores de tracción eléctrica

_Acumuladores estacionarios de régimen de flotación

5.3.3. ACUMULADORES SOLARES

El acumulador diseñado para el almacenamiento de energía solar fotovoltaica, debe reunir las características de los acumuladores de tracción y de los estacionarios. Por una parte deberán tener un buen comportamiento frente a los ciclos de carga-descarga y por otra deben tener una larga duración. Otras características son: Mínimo mantenimiento, buena aceptación de corriente, mínima autodescarga y alta fiabilidad. En algunas circunstancias estos acumuladores deberán tener una construcción adecuada para soportar duras condiciones de transporte (alta resistencia al impacto y las vibraciones) y duras condiciones ambientales (polvo, niebla salina, temperaturas extremas, etc.)

La capacidad del acumulador depende de numerosos factores algunos son de diseño: espesor de las placas, materiales activos, volumen y densidad del electrolito, etc. y otros son externos como son la temperatura, las tensiones de corte y la velocidad de descarga. La vida del acumulador también es influenciada por muchas variables: número y tipo de los ciclos de carga y descarga, intensidad de sobrecarga y tiempo de permanencia del acumulador en baja carga entre otras.

Efecto de la magnitud de la descarga sobre la capacidad

La capacidad que puede suministrar un acumulador está fuertemente influenciada por la magnitud de la descarga. Los mecanismos que controlan la capacidad son diferentes según se realice a altos o bajos rendimientos.

5.4. BREVE ORIENTACION PARA EL CALCULO DE LA POTENCIA SOLAR QUE SE DEBE INSTALAR Y LA CAPACIDAD DE ACUMULACION NECESARIA .

Bajo un punto de vista práctico parece, por tanto, conveniente que se dé una orientación de cómo se calcula la potencia solar que se debe instalar en cada aplicación, llenando así una posible laguna que se pudiera tener.

El primer dato necesario para un cálculo, aunque sea aproximado, es la carga diaria que va a tener el generador fotovoltaico, o en otras palabras, el consumo diario que se da en la aplicación que nos ocupe. Este consumo se expresa en alguna unidad de energía por día (Wh/d), resultante de la potencia que tenga el equipo alimentado y el número de horas que esté funcionando. Como, sin duda, se conoce la tensión a que está alimentado este equipo (por ejemplo 12 V con un sistema fotovoltaico convencional), el consumo es expresable también como carga por día (Ah/d).

En segundo lugar hay que conocer la insolación media anual por día en el lugar pensado para la instalación fotovoltaico. Este parámetro se puede obtener de tablas publicadas, y se expresa como energía recibida por unidad de superficie y por día, en una media anual.

Finalmente, el número total de paneles fotovoltaicos necesarios en una instalación es el producto de los que se deben conectar en serie por los que se deben conectar en paralelo. Estos últimos, a su vez, se calculan como el cociente de la carga media diaria (Ah/d) por la salida media diaria de un panel (Ah/d).

Un sencillo ejemplo ilustrará el método operativo. Sea un repetidor de radio y que opera a 24 volts Su consumo es de 6 A cuando está transmitiendo (20% del tiempo) y de 0.5 A cuando recibe a esta en estado de no emisión (80% del tiempo). Se desea alimentar con paneles fotovoltaicos, cada uno de los cuales proporciona 2 A a 13 V en el punto de trabajo y con insolación máxima. Las características aproximadas de la instalación son las citadas en la tabla 3 tomando los parametros de insolación de la tabla 2.

El esquema aproximado de la instalación sería como el mostrado en la figura 3.

Consumo (Ah/d)	Salida panel (Ah/d)	N° paneles en serie	N° paneles en paralelo	Total paneles
38,4	9,42	2	4	8

Tabla 4.

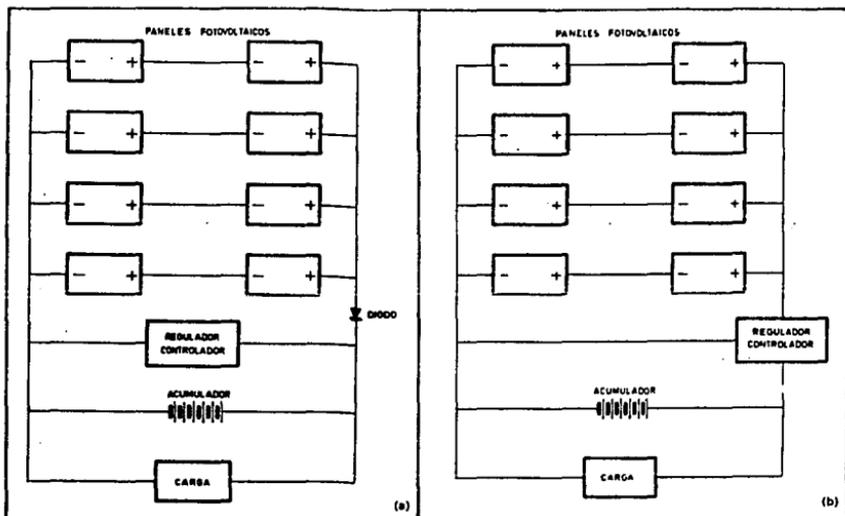


Figura 3 Esquemas convencionales de instalación de los generadores fotovoltaicos. Se han considerado las dos posibilidades existentes: a) regulador en serie; b) en paralelo.

Es conveniente ahora indicar cómo se evalúa la capacidad de las baterías requeridas para su aplicación. Dichas baterías tienen la finalidad de suplir la insuficiencia solar, bien en épocas de nubes o durante la noche. El parámetro más importante es conocer la "autonomía" que debe tener el sistema fotovoltaico, y que es igual al número máximo de días seguidos que puede no haber sol en el lugar. Dicho período está ligado a la latitud del lugar (excepto consideraciones de microclimas), de un modo aproximado como se indica a continuación en la tabla 4.

Las baterías necesarias han de tener una capacidad total igual al producto de los días de autonomía por el consumo diario de la instalación. En el ejemplo que se ha citado anteriormente, esa capacidad sería, aproximadamente y en el peor de los casos,

de 960 Ah. Es conveniente que la selección de las baterías se haga de acuerdo con su capacidad cuando se descargan en 100 horas.

Es conveniente destacar ahora, que en el ejemplo citado, el costo aproximado de los paneles fotovoltaicos necesarios sería aproximadamente de 200 000 ptas. y el de las baterías (suponiéndolas de plomo-ácido), de, prácticamente el mismo orden. En las instalaciones reales se suele correr el riesgo de asegurar una menor autonomía (aproximadamente 10 días), con lo que el costo de la acumulación queda reducido a aproximadamente 100 000 pesetas.

5.5. APLICACION A UNA VIVIENDA RURAL PERMANENTE .

Tomando como modelo ahora a una VIVIENDA RURAL PERMANENTE.

Se desea estimar la acumulación y potencia fotovoltaica necesarias para que la casa sea autónoma constando de los sistemas de consumos siguientes:

_Iluminación	300 W
_Frigorífico	200 W
_Lavadora	2500 W
_TV	100 W
_Plancha	800 W
_Pequeños aparatos	500 W

El consumo diario debido a cada uno de estos equipos se recoge en la figura 4, suponiendo unos "factores de utilización" (número de horas que funcionen a plena potencia del día):

_Frigorífico	28%, 6.67 h/d
_Lavadora	3%, 0.67 h/d
_TV	26%, 6.25 h/d
_Plancha	2%, 0.52 h/d
_Pequeños aparatos	1.4%, 0.33 h/d

En cuanto a la iluminación, "el factor de utilización" se ha estimado teniendo en cuenta la duración real de los días en cada estación y aceptando que durante 6 h de la noche la iluminación no se utiliza. Se ha considerado que durante las horas de iluminación artificial necesaria, el 15% de los puntos de consumo

funcionan en caso de gran consumo y el 30 % en caso de bajo consumo

Teniendo en cuenta los "factores de utilización" establecidos, se han obtenido los consumos (figura 4 y tabla 5).

Es importante hacer una "utilización solar" de los equipos citados, procurando la coincidencia mínima en operación de varios de ellos. En esta vivienda, los consumos susceptibles de ser distribuidos en el tiempo son la lavadora, la plancha y los pequeños aparatos, que se deben usar en horas de máxima insolación, preferentemente. Un régimen de este tipo se traduciría, por ejemplo, en utilizar la lavadora 2 horas al día, tres días alternos a la semana. En aquellos días en los que no hay lavado de ropa, conviene "planchar" o usar los pequeños aparatos. Este régimen de "utilización solar" repercute en un importante ahorro en las inversiones.

A la luz de la tabla 5, se concluye, que una instalación de paneles y acumulación que puede alcanzar un nivel mínimo de carga del 30% de la capacidad total, requiere una inversión de aproximadamente 2.8 millones de pesetas. para conferir autonomía total a la vivienda. La acumulación requiere el 35% de la inversión total.

6. CONCLUSIONES

Finalmente presentados los argumentos que muestran que nos encontramos a las puertas de un cambio muy importante en el modelo de sociedad actual causado por la limitación de los recursos y entre ellos el de la energía.

Concluimos por lo ya mostrado, que la energía solar es una opción que seguramente va a jugar un papel muy importante en este cambio de sociedad, y es cierto que en este momento es imposible evaluar la importancia de una cuantificación a plazo más corto, en el horizonte del año 2000, y considerando que el cambio de sociedad no se haya establecido todavía si es posible establecer algún tipo de cuantificación prospectiva sobre la influencia de la energía solar y la conclusión a que su influencia será modesta pero visible.

Se presentarán los distintos modelos de aprovechamiento de la energía solar que se comentarán brevemente para pasar al análisis de los modos de producción de energía solar. Desprendiéndose de su descripción la existencia de técnicas que promueven un uso centralizado de la energía solar y modos que promueven un uso descentralizado de la misma, siendo los primeros los que pueden tener más influencia en nuestro modelo de sociedad actual y los últimos un medio técnico al servicio del florecimiento de un modelo de sociedad diferente.

Por último se mostrarán los procedimientos propuestos para un desarrollo a corto plazo de la electricidad solar basado en la búsqueda de aplicaciones en los que ya hoy, este tipo de electricidad es rentable frente a la electricidad convencional.

tal es el caso de la vivienda.

finalmente concluimos que la electricidad solar fotovoltaica esta llamada a jugar un papel muy importante en esta estrategia a corto plazo.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- W. Sassin, *Energía, Investigación y Ciencia*, Nov. 1980, p.79, p.90
- 2.- A.R. Flower, *La Producción Mundial de petróleo*, Investigación y Ciencia, Mayo 1978, P.6
- 3.- M.P. Thekaekara, "Solar Radiation Measurement: Techniques and Instrumentation", *Solar Energy* 16, p.309-325 (1976)
- 4.- J.R. Hickey, "Mathew P. Thekaekara, Memorial Paper: a Review of Solar Constant Measurements", *Proc. ISES Congress New Delhi 1978 Vol.1* p. 331-337
- 5.- A.P. Thomas, M.P. Thekaekara. "Experimental and Theoretical Studies on Solar Energy for Energy Conversion", *Proc. Sharing the Sun Joint Conf. ISES. Winnipeg 1976 Vol.1* p.338-355
- 6.- M.P. Thekaekara. "Solar Irradiance, Total and Spectral", en *Solar Energy Engineering*, Cap. 3, Acad. Press. New York 1977
- 7.- K.W. Boer. "The Solar Espectrum at Typical Clear Days", *Solar Energy* 19, p.525-538 (1977)
- 8.- R.C. Temps, K.L. Coulson. "Solar Radiation Incident Upon Slopes of Different Orientations". *Solar Energy* 19, p.179-184 (1977)
- 9.- E.C. Boes. "Fundamentals of Solar Radiation". En *Solar Energy Handbook*. cap.2, J.F. Kreider Edit Mc. Graw-Hill. New York 1981
- 10.- E. Coffari. "The Sun of The Celestial Vault". En *Solar Energy Engineering*. Cap.2, Acad. Press. New York 1977
- 11.- Carlos Sánchez López. *Centrales Solares Fotovoltaicas, Termosolares y Convencionales*, *Mundo Electrónico* No.72 (1978)
- 12.- A. Luque y G. Saia. "Células Solares para Aplicaciones terrestres". *Mundo Electrónico* No.78 (1977)
- 13.- Henry Kelly. "Photovoltaic Power Systems: a Tour Thought The Alternatives". *Sciencia* Vol.189 February 1978
- 14.- A. Luque, A. Cuevas, J. Eguren, J.M. Ruiz and J.M. Gómez. "Records of The E.C. 1977 Photovoltaic Solar Energy Conference, 1977
- 15.- W.A. Beckman et al (14 autores). "Units and Symbols in Solar Energy". *Technical Note. Solar Energy* 21 p. 65-68 (1978)
- 16.- U.N.A.M. Instituto de Investigación de Materiales. *Curso de Actualización en Energía Solar*, Unidad Académica de los Ciclos Profesionales y de Posgrado Colegio de Ciencias y Humanidades
- 17.- Alan L. Fahrenbruch, Richard H. Bube. "Fundamental of Solar Cells, Photovoltaic Solar Energy Conversion, Academic Press, 1983
- 18.- F. Grana y C. Sánchez. *Mundo Electrónico* No.85 (1977)