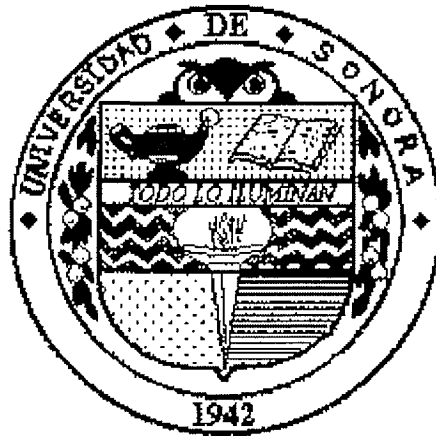


J.691

**UNIVERSIDAD DE SONORA
DIVISIÓN DE CIENCIAS EXACTAS Y NATURALES
DEPARTAMENTO DE FÍSICA**



"EL SABER DE MIS HIJOS HARA MI GRANDEZA"

**EFFECTO DEL POLVO SOBRE LA EFICIENCIA
ELÉCTRICA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE
SILICIO**

575

**TESIS QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
LICENCIADO EN FÍSICA
PRESENTA:**

JESUS IGNACIO ACEDO CARRILLO

Universidad de Sonora

Repositorio Institucional UNISON



**"El saber de mis hijos
hará mi grandeza"**



Excepto si se señala otra cosa, la licencia del ítem se describe como openAccess

INDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.	1
1.1 Introducción.	1
1.2 Antecedentes.	3
1.3 Objetivos.	4
1.4 Metodología.	4
CAPÍTULO 2. CELDAS SOLARES FOTOVOLTAICAS DE SILICIO.	5
2.1 Celdas solares.	5
2.2 Unión PN.	9
2.3 Funcionamiento eléctrico.	11
2.4 Factor adicional a la curva.	13
2.5 Parámetros y curvas características.	13
CAPÍTULO 3. FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE LOS MÓDULOS.	17
3.1 Influencia de la temperatura.	17
3.2 Efecto del polvo.	21
CAPÍTULO 4. ARREGLO EXPERIMENTAL.	29
4.1 Descripción del sistema.	29
4.1.1 Adquisidor de datos.	31
4.1.2 Circuitos auxiliares.	32
4.1.3 Diagrama de flujo del programa de control del adquisidor de datos.	35
4.1.4 Sistema de seguimiento solar.	38
4.1.5 Equipos de medición de polvo.	41
4.2 Procedimiento Experimental.	43
CAPÍTULO 5. RESULTADOS EXPERIMENTALES.	44
5.1 Caracterización del polvo.	44
5.1.1 Densidad del polvo.	44
5.1.2 Estudio del tamaño de partícula.	45
5.1.3 Morfología.	47
5.1.4 Constitución del polvo.	49
5.1.5 Cantidad de polvo.	49
5.1.6 Área de sombreado.	49
5.2 Potencia Máxima.	52
5.2.1 Curva de potencia máxima.	52
5.2.2 Correlación matemática propuesta.	55
5.2.3 Porcentajes de variación de la potencia con la limpieza.	60
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES.	61
APÉNDICES:	
Apéndice 1:	
Código del programa de control del adquisidor de datos.	64
Apéndice 2:	
Fotos del sistema.	74
REFERENCIAS.	76

CAPÍTULO 1

1.1 INTRODUCCIÓN.

Dos de los principales problemas que debe enfrentar el mundo actual son el inminente agotamiento de las fuentes de energía no renovable, y el creciente aumento de contaminantes generados por el uso de dichas fuentes. El trabajo científico y tecnológico encaminado a sustituir el petróleo por fuentes renovables ha puesto sus esfuerzos en áreas alternas, como la energía atómica, fuerzas naturales (viento, mareas) y energía solar.

Las ventajas que tiene la energía solar con respecto a otras fuentes de energía son numerosas. El sol es una fuente prácticamente inagotable de luz y calor, y la capacidad para aprovecharla depende en gran manera de salvar obstáculos económicos, políticos y sociales. El campo de acción de la tecnología solar es bastante amplio y su desarrollo aun esta en sus inicios, por lo que resta todavía un largo camino para alcanzar el máximo aprovechamiento. Es posible obtener electricidad a partir de luz solar y las propiedades de algunos compuestos, para cubrir las necesidades en una amplia gama de aplicaciones, lo mismo para operar equipo portátil hasta lo suficiente para satisfacer los requerimientos de un hogar o de un pequeño asentamiento humano. Asimismo es posible desarrollar equipo para concentrar la energía solar y producir vapor, el cual hará funcionar generadores eléctricos. En la actualidad se ha desarrollado una gran cantidad de equipos de las mas variada tecnología, con el fin de aliviar la creciente necesidad de agua en algunas regiones. Los destiladores y los detoxificadores son algunos ejemplos de los esfuerzos que se hacen para cubrir dichos requerimientos.

México, y en especial Sonora, se encuentran en una región privilegiada en cuanto a cantidad de radiación solar recibida, por lo que convierte a ésta en un recurso natural de gran potencial y de importancia energética para la región. Por tanto los módulos fotovoltaicos han tomado un papel muy importante en esta región debido a que son dispositivos que no contaminan y pueden producir energía eléctrica. Sin embargo las principales aplicaciones ambientales que afectan la eficiencia de módulos fotovoltaicos son la temperatura y el polvo. En cuanto al efecto de la temperatura, se tiene por ejemplo que en regiones caracterizadas por altos valores de radiación solar y altas temperaturas ambientales, como las del noroeste mexicano, los módulos fotovoltaicos frecuentemente trabajan a temperaturas de operación que están por arriba de la temperatura estándar utilizada por los fabricantes de módulos comerciales para la determinación de sus características eléctricas. Esto trae como consecuencia que la potencia de salida de los módulos y, por consecuencia su eficiencia, se vea fuertemente afectada, por lo que es necesario usar correlaciones de diseño más seguras en el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

Otro factor de importancia que puede afectar la eficiencia de los módulos es la presencia de polvo que se deposita en forma natural sobre la cubierta de los mismos y que tiene el efecto de dificultar la llegada de los rayos solares a las fotoceldas. Recientemente se han realizado algunos trabajos para investigar el efecto del polvo sobre la transmitancia de luz a través de colectores fotovoltaicos. Garg, 1974[5] a estudiado algunos efectos de suciedad (el polvo) en Roorkee, India, también se puede mencionar a Wakim, 1981[9] encontró una reducción del 17% en la potencia en paneles fotovoltaicos en Kuwait debido a la acumulación de polvo arenoso sobre paneles después de seis días.

Así mismo Salim, 1988[10] construyo un sistema de prueba en Abril de 1987 en Riyadh, Arabia Saudita, para evaluar el efecto de acumulación de polvo sobre un arreglo fotovoltaico.

Los primeros intentos para correlacionar la cantidad de polvo acumulado sobre los paneles para la degradación en la eficiencia fue hecha por El-Shoboskshy, 1985[13]. El objetivo de la búsqueda fue para investigar el efecto de polvo arenoso sobre el funcionamiento de un sistema de un concentrador de celdas fotovoltaicas en Riyadh, Arabia Saudita, comparada con un módulo idéntico limpio. Como se puede observar el efecto del polvo puede presentar una reducción en la transmitancia sobre los módulos. Por lo tanto resulta de gran importancia el estudio y análisis del polvo sobre módulos fotovoltaicos montados al intemperie en la región de Hermosillo Sonora, en donde las condiciones climáticas resultan ser muy favorables.

1.2 ANTECEDENTES.

Trabajando en colaboración el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) de México y el Sandia National Laboratories (S.N.L) de Estados Unidos se inicio en 1994 un programa para apoyar actividades productivas con el impulso del uso de fuentes alternas de energia en el sector rural de México.

Bajo este programa se instaló principalmente equipo de bombeo para uso de abrevadero, suministro de agua para los pobladores y sistema de riego para pequeños huertos. En Sonora se utilizo únicamente tecnología solar fotovoltaica.

La Universidad de Sonora recibió un sistema de bombeo completo de estas dos instituciones con el fin de evaluar el desempeño de los sistemas para

las condiciones de Sonora, caracterizadas estas últimas por climas con alta radiación y altas temperaturas.

La eficiencia eléctrica de las celdas solares está ligada a la temperatura de operación de las mismas, a más altas temperaturas menor eficiencia. Los fabricantes por norma internacional reportan su eficiencia a 25°C, y con esos datos se hacen los cálculos de diseño.

1.3 OBJETIVO.

Evaluar el efecto que sobre la eficiencia eléctrica tiene el polvo que se deposita en forma natural sobre la superficie de módulos fotovoltaicos comerciales.

1.4 METODOLOGIA.

Se tiene un arreglo de módulos fotovoltaicos comerciales de tres tipos: amorfo, monocristalino y policristalino. Los cuales se encuentran operando bajo condiciones ambientales naturales colocados en la azotea del edificio Manuel Puebla de la Universidad de Sonora. Se diseñó un sistema para medir la potencia eléctrica máxima generada por cada módulo, este sistema se mantuvo en observación durante un periodo de aproximadamente un mes, finalmente se comparan los valores de potencia obtenidos bajo condiciones de suciedad y de limpieza.

Posteriormente se recolecta el polvo depositado sobre la superficie de los módulos, se mide su masa, su densidad y se determinó los principales constituyentes del mismo.

CAPÍTULO 2

CELDAS SOLARES FOTOVOLTAICAS DE SILICIO

2.1 Celdas Solares.

La celda solar fotovoltaica es un dispositivo que transforma la energía luminosa del sol en energía eléctrica. Dicha conversión se lleva a cabo de una manera limpia (es decir no se produce ningún tipo de contaminación debido al proceso de transformación). Estos dispositivos se fabrican usando materiales semiconductores como el Silicio (Si), Arseniuro de Galio (GaAs), Fosforo de indio (InP) entre otros.

La unión de dos semiconductores, uno del tipo P y otro del tipo N, son los que convierten la energía directamente irradiada por el sol en energía eléctrica.

Aunque la celda solar fue accidentalmente descubierta en el siglo XIX y versiones poco eficientes de celdas fotovoltaicas de selenio y óxido de cobre fueron investigadas y aun usadas comercialmente a principios del siglo XX, fue sólo después del desarrollo de la teoría moderna de estado sólido y el *modelo de bandas* de semiconductores que el trabajo interno de las celdas fotovoltaicas fue entendido.

La tecnología del estado sólido ha reemplazado por completo a los tubos al vacío exceptuando sólo pocas aplicaciones altamente especializadas.

Esto ha sido posible gracias a la peculiaridad característica de los semiconductores los cuales constan de algunos elementos y compuestos que no son aisladores eléctricos pero que tampoco exhiben la alta conductividad de los conductores.

Los electrones externos de un átomo, conocidos como electrones de valencia, están menos ligados al átomo que los electrones mas cercanos al núcleo. En un conductor realmente son casi libres, y en el estado sólido muchos se desprenden de los átomos y pueden moverse libremente a través del sólido; por esto son llamados electrones libres. Cuando se emplea una batería u otro medio para aplicar una diferencia de potencial a través del sólido, los electrones libres son atraídos hacia el potencial positivo y se establece un flujo de corriente.

Los aisladores como la ebonita y el vidrio se comportan en forma opuesta; sus electrones de valencia se encuentran fuertemente ligados a sus átomos y no se mueven con libertad por el sólido. Se puede decir que los semiconductores están comprendidos entre los conductores y los aisladores. Los electrones de valencia no se encuentran libres por completo para moverse ni tan fuertemente ligados como en el caso de los aisladores.

En el semiconductor los electrones de valencia se encuentran en realidad compartidos por los átomos. Este proceso se conoce como enlace covalente. El enlace covalente permite que los electrones se muevan de átomo en átomo sin que se encuentren libres por completo. Otra forma de visualizar entre conductores, aisladores y semiconductores es la teoría de bandas de energía. Ya que los electrones pueden ocupar un número discreto de niveles de energía, solo pueden tener las energías que caen dentro de bandas permitidas. La banda de energía en la que los electrones de valencia normalmente se mueven se llama banda de valencia. Los electrones que pueden moverse libremente y que conducen corriente se encuentra en la banda de conducción.

Como puede apreciarse de la siguiente figura 2.1, en los conductores las bandas de valencia y de conducción se traslapa en tanto que en los aisladores se encuentran muy separadas y en los semiconductores la separación es pequeña. El traslapamiento facilita que en los conductores los electrones se muevan en la banda de conducción. En los aisladores la gran separación hace casi imposible que los electrones se muevan, y en los semiconductores la separación pequeña hace que ellos se muevan con relativa facilidad.

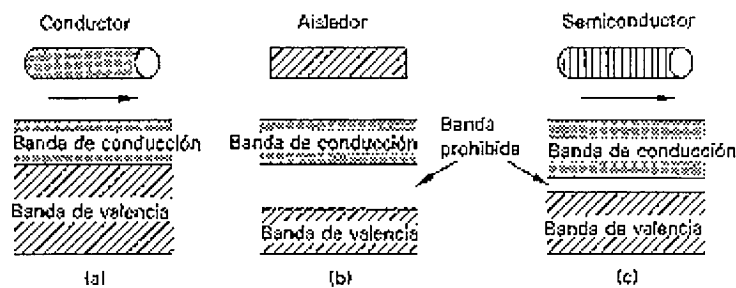


Figura 2.1 Teoría de bandas de conducción.

Debido a su disponibilidad, el silicio es el semiconductor mas comúnmente empleado, aun que también se utiliza el germanio. En su estado natural el silicio es un cristal; esto quiere decir que en un trozo de silicio los átomos están localizados en puntos específicos en una red ordenada.

En la siguiente figura 2.2 se muestra un diagrama de la red de silicio. Cada átomo esta rodeado por cuatro electrones de valencia. En un cristal perfecto cada uno de esos electrones es compartido con un átomo vecino.

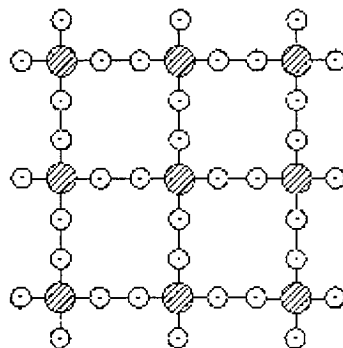


Figura 2.2 Estructura atómica y distribución de los electrones en el silicio puro.

El cristal debería ser un dieléctrico o aislador eléctrico debido a que no hay electrones disponibles para que se establezca un flujo de corriente; empero, cualquier imperfección ocasionará que circule alguna corriente por el silicio.

Para modificar la conductividad en el semiconductor se acostumbra agregar impurezas que incorporan portadores de carga. Dos tipos de impurezas más comunes son: las que agregan electrones extras (tipo N) como ejemplo fósforo, arsénico, antimonio, etc, y las que incorporan deficiencia de electrones (tipo P) ejemplo aluminio, boro, galio, indio, etc.

Cuando el átomo de impureza tiene mas de cuatro electrones de valencia necesarios para aparearse con el átomo de silicio vecino, uno de los electrones extra no apareado no presenta enlace covalente y puede moverse libremente. Por lo que la impureza dona electrones extra con carga negativa al cristal. Esto explica los nombres de donadores y tipo N (por negativo). En la siguiente figura 2.3 puede verse una impureza tipo N.

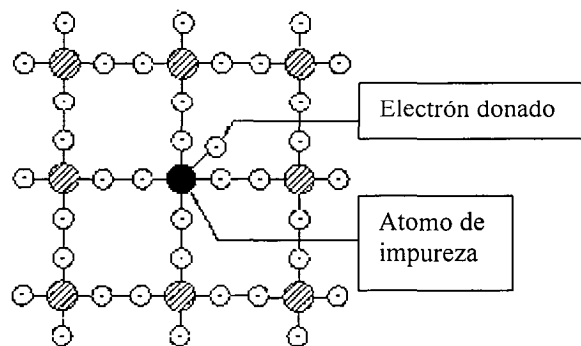


Figura 2.3 En un semiconductor tipo N un átomo de impureza se une a la estructura del silicio y dona un electrón extra.

El material tipo P también se produce comercialmente por el proceso de contaminación. En este caso el contaminante tiene un electrón de valencia menos que el silicio. Así pues, los contaminantes tipo P tienen tres electrones de valencia. Contaminantes comunes tipo P son el aluminio, boro, galio e indio. Cualquiera de esos contaminantes resulta ser un semiconductor como se muestra en la siguiente figura 2.4

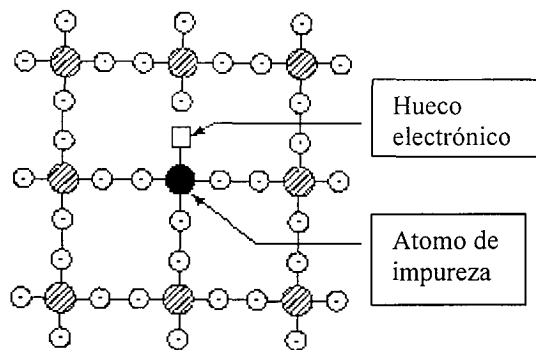


Figura 2.4 En un semiconductor tipo P la ausencia de un electrón de valencia produce un hueco electrónico.

2.2 Unión PN.

En la región del cristal (o vidrio) donde se juntan los tipos n y p hay una discontinuidad en la concentración electrónica. Aunque ambos tipos son eléctricamente neutros, el tipo n tiene una mayor concentración de electrones que el p . En un intento por igualar las concentraciones electrónicas, los electrones fluyen del tipo n al p , donde este flujo es conocido como corriente de difusión. Sin embargo, esto produce una carga eléctrica positiva en el tipo n y una negativa en el tipo p , y el campo eléctrico así creado impulsa a los electrones a retornar al tipo n . Al final se alcanza un estado en el que las dos fuerzas se equilibran y la concentración electrónica varía uniformemente a través de la unión como se muestra en la figura 2.5.

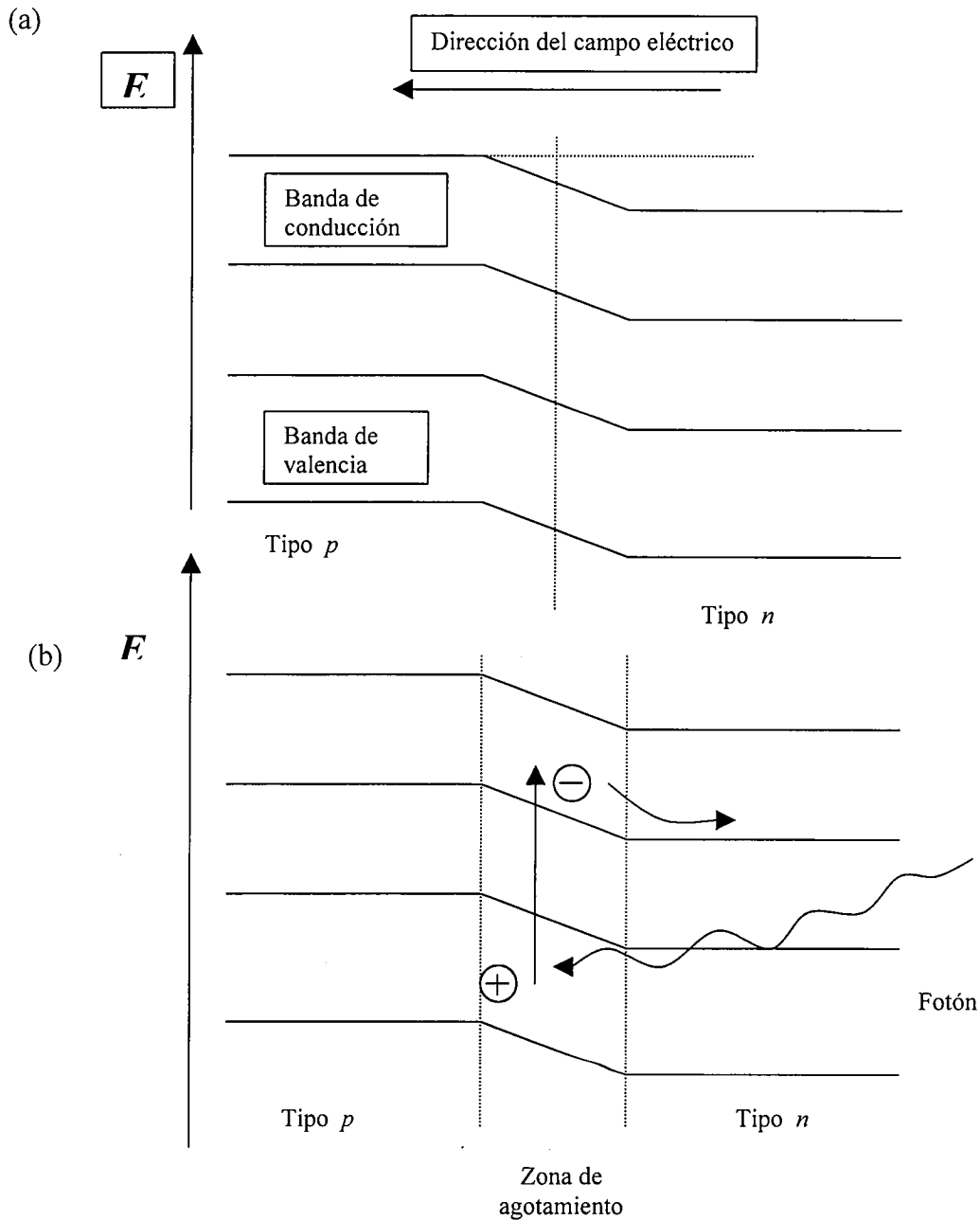


Figura 2.5 (a) Flexión de los niveles de energía a través de una unión p - n y (b) efecto de luz sobre una unión p - n .

Ésta es la situación en la obscuridad; el empleo de la unión p - n como la celda solar depende de su respuesta a la luz. Si la longitud de onda es lo bastante corta para que la energía del fotón sea mayor que la de la banda

prohibida, los electrones serán promovidos a través de la banda prohibida hacia la de conducción, y serán atraídos hacia la región tipo n cargada positivamente.

El hueco en la banda de valencia se desplazará a la región de tipo p , ya que un electrón de este lado sería atraído hacia la región tipo n para llenar cualquier hueco presente. El electrón promovido y el hueco están ahora separados en el espacio, y por tanto el electrón de conducción no puede simplemente emitir luz y regresar a la banda de valencia, aunque sí está libre para viajar a través del circuito externo. La corriente eléctrica así producida puede servir para realizar trabajo; la unión iluminada p - n está actuando como un pila. Estas celdas que utiliza la luz solar como fuente de iluminación han encontrado una amplia gama de aplicaciones, aunque su eficiencia no sea alta. Los semiconductores para estos dispositivos requieren una banda prohibida dentro del intervalo de energías de los fotones de la luz visible (2.4 - 2.5×10^{-19} J) o ligeramente por debajo de él. El silicio tiene una banda prohibida de 1.9×10^{-19} J, de manera que puede aprovechar todas las longitudes de onda de luz visible.

2.3 Funcionamiento eléctrico.

Las celdas modernas son capaces de producir un voltaje de circuito abierto de alrededor de 0.6 V y una densidad de corriente de corto circuito de alrededor de 0.38 mA/cm².

La figura 2.6 muestra un circuito equivalente de una celda solar. En el caso ideal R_s es considerada lo suficientemente pequeña y R_{sh} lo suficientemente grande de tal manera que el efecto de ambas puede ser

despreciado. La fuente de corriente constante representa la corriente generada por la radiación incidente, I_L , y el diodo representa la unión p-n de la celda.

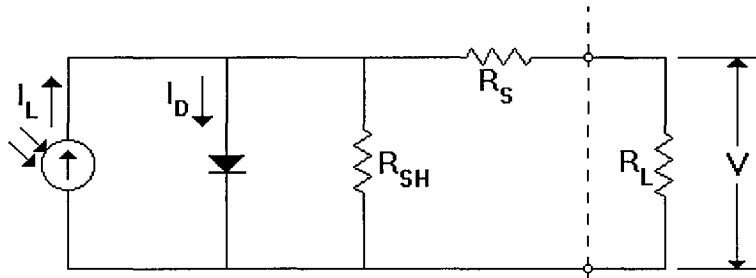


Figura 2.6.- Circuito equivalente de una celda solar.

La corriente de salida para el caso ideal, dada la dirección convencional de la corriente mostrada, es

$$I = I_L - I_D \quad (2.1)$$

La corriente del diodo I es dada por

$$I_D = I_0 \left(e^{(qV/kT)} - 1 \right) \quad (2.2)$$

donde I_0 es la corriente inversa de saturación, q es la carga electrónica, V es el voltaje de salida, k es la constante de Boltzmann y T es la temperatura absoluta. La curva I-V fotovoltaica característica está dada entonces por

$$I = I_L - I_0 \left(e^{(qV/kT)} - 1 \right) \quad (2.3)$$

La eficiencia teórica de la celda ideal es alrededor del 22%. Por varias razones prácticas las celdas alcanzan solamente poco más de la mitad de su eficiencia.

2.4 El Factor Adicional a la Curva.

Los resultados experimentales muestran que la curva característica de I-V observada no se adapta a lo pronosticado por el circuito equivalente ideal aun cuando las resistencias en serie y en paralelo sean consideradas. Para los voltajes menores que el voltaje de circuito abierto, un factor llamado el "factor adicional de la curva" debe ser insertado en el exponencial para la corriente del diodo. La curva característica resultante de I-V está dada por

$$I = I_L - I_0 \left(e^{(q/ AkT)(V + IR_S)} - 1 \right) - (V + IR_S) / R_{Sh} \quad (2.4)$$

Donde A es el factor adicional de la curva y se le conoce como factor de calidad del diodo.

2.5 Parámetros y Curvas Características.

Para hacer uso de celdas fotovoltaicas, debemos tener un entendimiento básico de sus características eléctricas. Cuando es iluminada, la celda solar actúa en forma similar a la de una batería en el sentido de que es capaz de producir un voltaje entre la parte superior y la inferior. Este voltaje puede ser utilizado para producir una corriente, tal como el de una batería, pero la cantidad de corriente está limitada por la cantidad de luz que cae sobre la celda.

Podemos usar un circuito sencillo equivalente, como el de la Figura 1.3, para explicar el funcionamiento eléctrico de celdas solares. Una resistencia de

carga conecta la parte superior y la inferior de una celda solar. La resistencia de la carga puede ser variada desde un corto circuito (resistencia cero) hasta un valor muy alto. Dos medidores un voltímetro y un amperímetro miden el voltaje producido por la celda y la corriente que pasa a través de la carga.

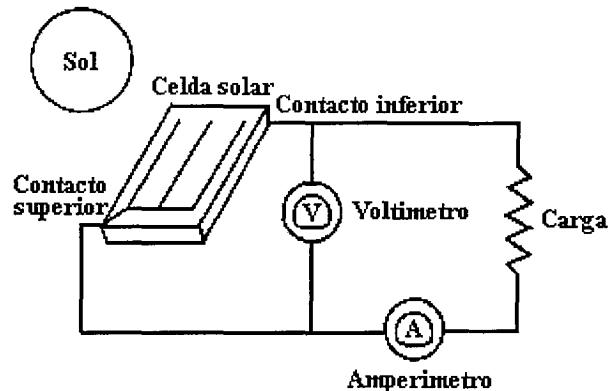


Figura 2.7.- Circuito para probar una celda solar.

Si la luz del sol ilumina la celda cuando la resistencia de la carga es muy alta o la carga es desconectada (esencialmente dando resistencia infinita), el voltímetro leerá un voltaje máximo. Este voltaje es llamado **voltaje de circuito abierto**. Por ejemplo, el voltímetro leerá 0.58 volts en una celda típica de silicio. No existe extracción de corriente de la celda bajo estas condiciones.

Al contrario, si la resistencia de la carga se hace cero, pondremos la celda en corto circuito (cosa que no daña a la celda de ninguna manera) y se extrae la máxima corriente posible de la celda. Esta corriente es llamada **corriente de corto circuito** y es directamente proporcional a la cantidad de luz que cae sobre la celda.

Es posible ajustar la resistencia de carga entre estos dos extremos y medir los voltajes y corrientes correspondientes producidas por la celda bajo

diferentes condiciones de carga. La **curva de corriente voltaje (curva I-V)** en la Figura 2.8 muestra los resultados de un experimento como este. Esta figura muestra la corriente en el eje vertical contra el voltaje en el eje horizontal.

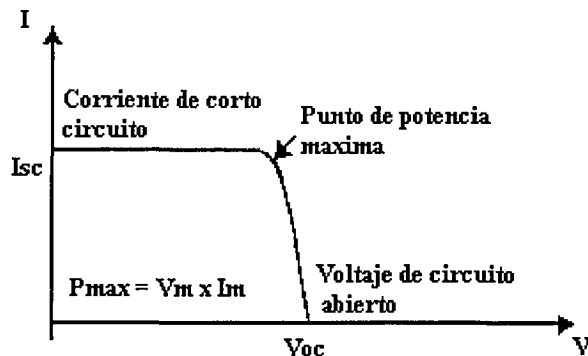


Figura 2.8.- Curva característica de corriente- voltaje (I-V) para una celda fotovoltaica de silicio.

Cuando la resistencia de carga aumenta, causando que el voltaje de salida de la celda crezca, la corriente se mantiene relativamente constante hasta alcanzar el “codo” de la curva. La corriente entonces cae rápidamente con únicamente un pequeño incremento en voltaje, hasta que la condición de circuito abierto es alcanzada. En este punto, el voltaje de circuito abierto es obtenido y no se registra corriente alguna en el dispositivo.

La potencia de salida de cualquier dispositivo eléctrico, incluyendo una celda solar, es el voltaje de salida multiplicado por la corriente de salida bajo las mismas condiciones. El voltaje de circuito abierto es un punto sin potencia; la corriente es cero. Similarmente, la condición de corto circuito no produce potencia porque el voltaje es cero. El punto de potencia máxima es la mejor combinación de voltaje y corriente y es mostrado en la Figura 2.8. Este es el punto en que la resistencia de carga es igual a la resistencia interna de la celda solar.

La Figura 2.9 muestra una serie de curvas I-V para una celda solar bajo diferentes cantidades de luz solar. La corriente máxima cambia proporcionalmente a la cantidad de luz solar, pero el voltaje cae solo escasamente con grandes cambios en la intensidad de la luz. Así, un sistema de celda solar puede ser diseñado para extraer suficiente potencia para cargar una batería pequeña aún en un día nublado.

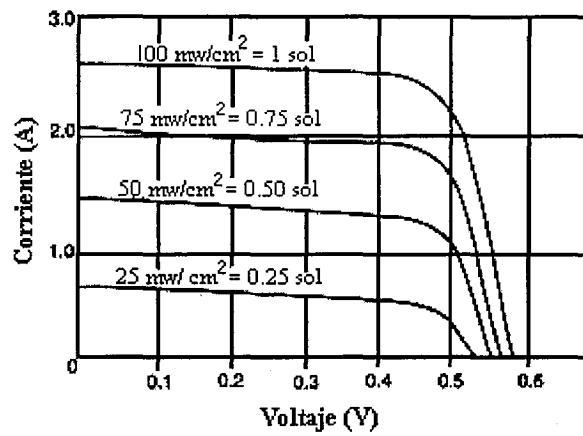


Figura 2.9.- Curvas I- V de una celda fotovoltaica para diferentes niveles de radiación solar.

Un conjunto de celdas solares pueden ser conectadas en serie o en paralelo o una combinación mixta, dando lugar así, a lo que comúnmente se le llama un módulo. Estos módulos tienen diferentes tamaños y características, dependiendo del número de celdas y la forma en que se hayan conectado. Existen módulos diseñados para entregar voltajes (en circuito abierto) mayores a 12 volts, suficientes para cargar baterías (como las de los carros). Los módulos a su vez pueden ser conectados entre sí (en serie o en paralelo, dependiendo del tipo de módulo y el uso que se le vaya a dar) para dar lugar a los arreglos, capaces de producir voltajes y corriente suficiente para alimentar desde una casa hasta ciudades completas.

CAPÍTULO 3

FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE LOS MÓDULOS

Se ha observado que existen dos factores ambientales que afectan negativamente la eficiencia eléctrica de las celdas fotovoltaicas: la temperatura de operación y el polvo que en forma natural se deposita sobre la superficie del módulo.

3.1 Influencia de la Temperatura.

De la energía solar que es absorbida por un módulo fotovoltaico una parte es convertida en energía térmica y otra en energía eléctrica la cual es normalmente entregada a un circuito externo.

La radiación solar, como toda radiación electromagnética, puede ser considerada como un flujo continuo de “unidades de energía” discretas llamados fotones. El producto de la frecuencia de esta radiación ν y su longitud de onda λ es la velocidad de la luz:

$$c = \lambda \nu \quad (3.1)$$

La energía de un fotón es una función de la frecuencia de la radiación y está dada en términos de la constante de Plank h por

$$E = h\nu \quad (3.2)$$

Esto significa que los fotones más energéticos son aquellos de alta frecuencia o corta longitud de onda.

La salida (potencia eléctrica) de las celdas fotovoltaicas está limitada por diversos factores. En primer lugar está el hecho de que existe un mínimo

nivel de energía (y por lo tanto una longitud de onda máxima) de fotones que pueden causar la creación de un par electrón-hueco dentro del semiconductor. En el caso del silicio, la máxima longitud de onda es $1.15 \mu\text{m}$. La radiación a longitudes de onda mayores no produce pares electrón-hueco pero calientan la celda. Cada fotón genera un solo par electrón-hueco, y la energía del fotón que excede la requerida para crear pares electrón-hueco es también convertida en calor. Solamente de esta consideración, la máxima eficiencia teórica de la celda de silicio frente a la radiación solar es de 23%. El calor provoca que la barrera de potencial dentro de la celda disminuya, lo que provoca a su vez una disminución en el voltaje de circuito abierto de la celda y, por lo tanto, también la potencia y la eficiencia disminuyen. Además, el calor produce vibraciones de átomos y electrones dentro del material; estas vibraciones, a su vez, provocan choques con electrones (ya liberados), que disminuyen la conductividad del material.

No es sencillo describir la forma en que la temperatura afecta el rendimiento de las celdas solares porque son muchos los mecanismos en que la temperatura influye en el comportamiento de la celda. Por ejemplo, Las vibraciones y choques que acabamos de mencionar aumentan la resistividad del semiconductor con lo que su eficiencia eléctrica se ve disminuida. Pero por otra parte, con la misma temperatura aumenta la producción de pares electrón-hueco lo implicaría a su vez un aumento en la corriente generada. Estos efectos son obviamente contrarios. Finalmente, los experimentos prueban que la potencia y la eficiencia eléctrica disminuyen linealmente con la temperatura.

La Figura 3.1 muestra el efecto de la temperatura sobre una curva característica I-V de un módulo. A un nivel de radiación fija, el incremento de la temperatura provoca que el voltaje de circuito abierto disminuya y que la corriente de corto circuito se incremente ligeramente.

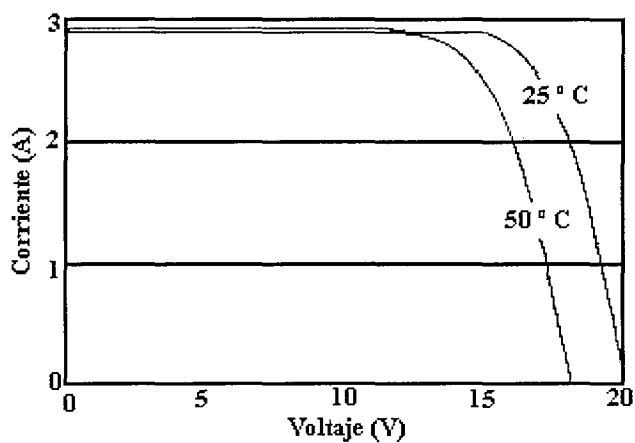


Figura 3.1.- Curvas I-V características para un módulo fotovoltaico a 25 y 50 °C de temperatura

En un estudio realizado en la Universidad de Sonora [12], como parte de este mismo proyecto se obtuvo el siguiente resultado de potencia máxima para un día de cielo despejado incluyendo la temperatura ambiente. Se puede observar en la grafica de la figura 3.2, que la potencia de los módulos depende de la temperatura; cuando la temperatura del módulo aumenta, la potencia disminuye y viceversa.

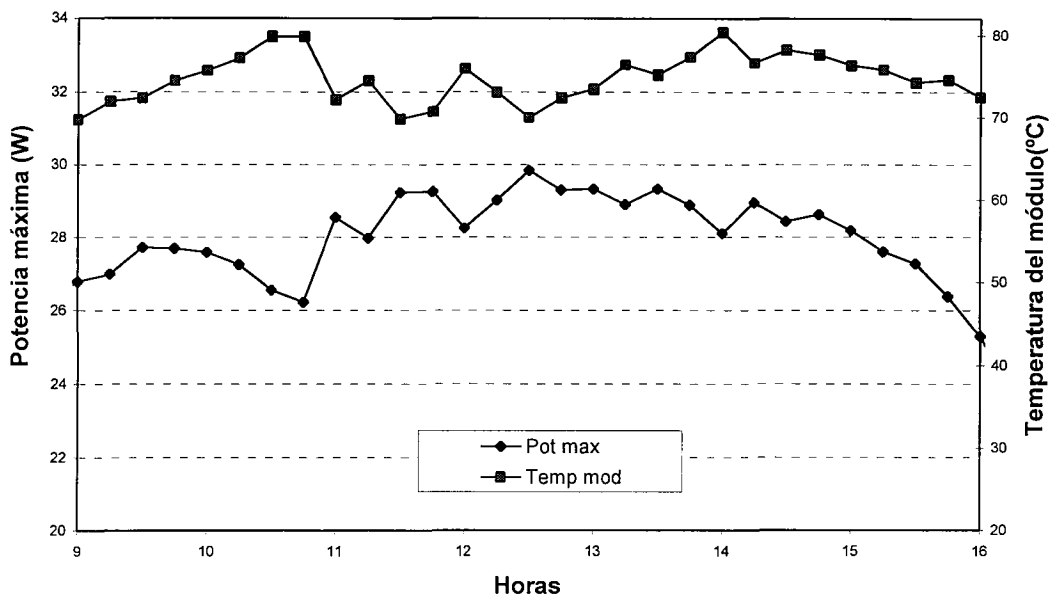


Figura 3.2 Potencia máxima del módulo y temperatura de módulo.

3.2 Efecto de Polvo.

El otro factor de importancia que afecta la eficiencia de celdas fotovoltaicas es la presencia del polvo que se deposita sobre la cubierta de las mismas, impidiendo la llegada directa de los rayos solares a las fotoceldas. Son pocos los trabajos que se han hecho [1] para analizar el efecto que el polvo tiene en el rendimiento eléctrico de las celdas fotovoltaicas. En estos trabajos se reportan reducciones en la potencia eléctrica entregada de hasta un 4.7%. Los primeros intentos para correlacionar la cantidad de polvo acumulado sobre los paneles para la degradación en la eficiencia fue hecha por El-Shoboskshy (1985)[2]. Las características de I-V de módulos limpios y sucios a diferentes niveles de acumulación de polvo han mostrado una reducción en la corriente de corto circuito en los módulos. Wakim 1981[3] encontró una reducción del 17% en la potencia en paneles fotovoltaicos en Kuwait debido a la acumulación de polvo arenoso sobre paneles después de seis días.

Said, 1990[4] ha evaluado los rangos de degradación de la eficiencia para paneles fotovoltaicos debido a la acumulación de polvo arenoso, sobre los mismos en Dhahran, Arabia Saudita. Las mediciones hechas en paneles fotovoltaicos fueron conducidas a un tiempo de medio día solar cuando los valores de corriente y voltaje fueron rangos medidos de circuito abierto a corto circuito. El panel fue orientado hacia el sur con un ángulo de inclinación de 26°. Los resultados para el periodo indican un decrecimiento continuo en la eficiencia con un mínimo de 40% del valor inicial del panel limpio. El decrecimiento en la eficiencia fue casi el 11% por mes, el cual fue el 7% en el segundo año debido a mas lluvia y menos tormentas de polvo en alguna localidad. Un ejemplo que fue usado para medir la concentración de polvo en

la atmósfera, se utilizó una estación meteorológica que fue usada para medir velocidad de viento, dirección de viento, temperatura ambiente y radiación solar. El rango de deposición de polvo fue determinada y el diámetro geométrico promedio de las partículas de polvo fue de $8.5 \mu\text{m}$. La evaluación del funcionamiento de los dos módulos fue estudiado simultáneamente. Las curvas características I-V de módulos limpios y sucios a diferentes niveles de acumulación de polvo mostraron una reducción en la corriente de corto circuito.

Hottel y Woertz, 1942[5], realizaron algunos estudios para evaluar el efecto de la suciedad sobre el funcionamiento de colectores planos. Estos estudios fueron realizados del 9 de mayo al 1 de julio de 1940 usando tres juegos de colectores inclinados con un ángulo de 30° sobre al horizontal en un área industrial en los Estados Unidos de América. La reducción máxima en el funcionamiento del colector fue de 4.7% debido al efecto del polvo, el cual fue encontrado con un promedio de 1%. Liu y Jordan, 1963[6], han usado un factor de corrección (0.99), debido al efecto de suciedad para el diseño de colectores planos en energía solar, mientras Duffie y Beckman, 1991[7] han sugerido un factor de corrección de 0.99 en climas templados y 0.98 en climas secos y polvorientos, el cual está situado en la parte norte del país y representa las condiciones promedio de polvo y lluvias en la India. Sayigh A, 1978[8] ha investigado el efecto de polvo arenoso sobre colectores planos en Arabia Saudita y encontró una reducción de casi el 30% de la energía recolectada alcanzada después de 25 días sin ningún ciclo de limpieza, mientras que la reducción de la potencia en otro estudio realizado de igual forma por Sayigh A, 1979[9] en Arabia Saudita también llegó a ser el 2%, 14%, y 30% después de uno, 13 y 32 días, respectivamente sin ningún ciclo de limpieza sobre un panel fotovoltaicos a 30° de inclinación.

En otra parte del mundo, Nahar y Gupta, 1990[10] realizaron estudios en el desierto de Thar en la India, en cual es uno de los desiertos más polvorientos del mundo, para cuantificar la reducción en la transmitancia de vidrios en colectores solares.

Por ejemplo en un tamaño de área superficial del vidrio de 30cmx30cm, se dejó el módulo fotovoltaico a 0°, 45°, y 90° de inclinación sobre la horizontal. Los ejemplos de transmitancia fueron medidos antes y después de la limpieza. La reducción del promedio anual en la transmitancia de vidrios para un ciclo de limpieza cada 24 horas fue de 4.26%, 2.94%, y 1.365 para 0°, 45°, y 90° de inclinación, respectivamente. La reducción del promedio anual para ciclos de limpieza semanalmente fue 15.06%, 9.88%, y 3.23% para 0°, 45°, y 90° de inclinación respectivamente.

Zarem y Erway, 1963[11] han mostrado algunas mediciones concernientes al efecto de suciedad sobre la transmitancia de vidrios. Estas mediciones fueron hechas sobre colectores usados en el proyecto MIT(Massachussets Institute Technology) en el cual alguno de ellos fueron instalados en una casa solar y orientados con un ángulo de 30° sobre la horizontal mientras que otros fueron colocados para acumular la suciedad en un área industrial. El único lavado fue la lluvia y la nieve. La reducción en la transmitancia fue pequeña y no mayor del 2.72%. Otras mediciones para la transmitancia en varios ángulos de incidencia fueron realizadas para paneles sucios por un periodo de un año y medio. Las pérdidas de la transmitancia fueron de nuevo pequeñas.

A. Y. Al-Hasan[1], propone una correlación para la radiación recibido por el panel fotovoltaico con polvo acumulado sobre su superficie. Este trabajo consiste en analizar matemática y experimentalmente el efecto de la capa de polvo sobre la transmitancia del rayo de luz en una superficie de

vidrio de un panel fotovoltaico. Un coeficiente de transmitancia para el rayo de luz ha sido encontrado con respecto al numero de partículas de polvo por unidad de área de la superficie de vidrio. Se ha mostrado que la longitud de onda incidente tiene un efecto insignificante sobre la transmitancia de luz en la región visible debido a que el tamaño de las partículas de polvo fue mucho mas grande que la longitud de onda incidente. Primeramente se propone una ecuación general para la radiación del rayo directo recibido por una superficie inclinada, la componente del rayo debido a la acumulación de partículas de polvo ($I_{b(s)}$) es:

$$I_{b(s)} = I_b \tau_{b(\theta)} \quad (3.3)$$

donde la $\tau_{b(\theta)}$ es la transmitancia de luz a diferentes ángulos incidentes para ejemplos de vidrios cubiertos con partículas de polvo, la cual es expresada de la siguiente forma:

$$\tau_{b(\theta)} = 1 - Q_e A_{c(\theta)} \quad (3.4)$$

donde Q_e es una función de la eficiencia de excitación de la partícula y $A_{c(\theta)}$ es el área cubierta por partícula a diferentes ángulos de radiación incidente. Cuando las partículas son muy pequeñas comparadas con la longitud de onda incidente, $\alpha < 0.3$, la eficiencia de excitación de la partícula (Q_e) sigue la dispersión de Rayleigh, la cual es expresada por:

$$Q_e = \frac{8\alpha^4}{3} \left[\frac{m^2 - 1}{m^2 + 2} \right]^2 \quad (3.5)$$

donde m es el índice de refracción de la partícula, α es llamado el tamaño del parámetro y es expresado como:

$$\alpha = \frac{\pi D}{\lambda} \quad (3.6)$$

D es el diámetro de la partícula, λ es el tamaño de longitud de onda.

Para el efecto fotovoltaico, deben tomarse en cuenta las longitudes de ondas de luz visible. Por lo tanto las partículas que deben ser consideradas serán mas grandes, comparadas con estas longitudes de onda cuando el diámetro de la partícula es mayor de 3 μm .

En este trabajo, el tamaño de partículas de polvo es mas grande de tres 3 μm , y si son supuestas opacas para la luz incidente, entonces toda la luz incidente la cual intercepta el área de sección transversal de la partícula será bloqueada, donde algunos rayos serán reflejados difusamente y el resto serán absorbidos por la partícula. Las partículas serán supuestas esféricas con un diámetro D (cm), un radio r (cm), y una densidad de $\rho=2.65\text{g/cm}^3$. Esto tiene que ser notado aquí como un modelo matemático el cual será basado sobre suposiciones de partículas esféricas de tamaños iguales, distribuidas uniformemente. Se supone una capa de partículas de polvo para ser formada antes de la formación de una segunda capa de polvo.

En la figura 3.3, se puede observar y analizar geoméricamente el área cubierta por una partícula de polvo, cuando los rayos de luz alcanzan la superficie de vidrio con un ángulo de incidencia θ :

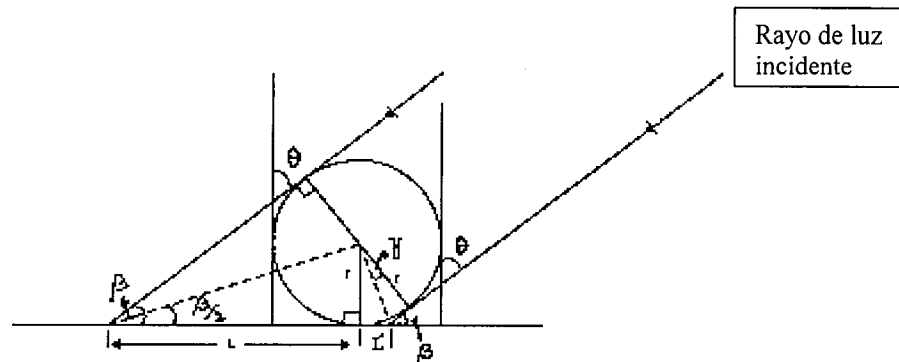


Figura 3.3 (a) Área cubierta por una partícula la cual alcanza un rayo de luz en una superficie de vidrio con un ángulo de incidencia θ .

Después de hacer algunos cálculos matemáticos se obtiene una expresión para el área cubierta por partícula, suponiendo que la masa de la partícula es conocida, entonces:

$$A_{c(\theta)} = \frac{4}{6} \left(\frac{M}{\rho r^2} \right) \left[\frac{1}{\tan\left(\frac{90-\theta}{2}\right)} + \tan\left(\frac{90-\theta}{2}\right) \right] \quad (3.7)$$

Para encontrar la distancia de separación x entre dos partículas de polvo para una masa conocida M , se determina analizando matemáticamente la figura 3.4:

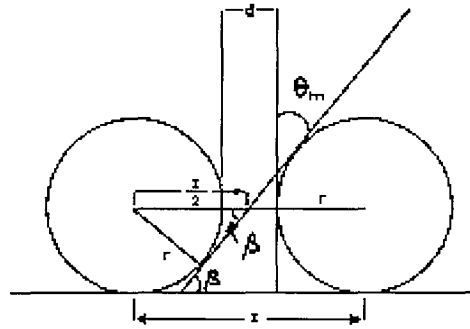


Figura 3.4 Distancia entre dos partículas de polvo a un ángulo de incidencia máximo θ_m .

Por lo tanto la distancia de separación entre estas dos partículas de polvo a un ángulo de incidencia máximo θ_m es :

$$x = \frac{1 - \left[\frac{M}{0.524 \rho D} \right]^{0.5}}{\left[\frac{M}{0.524 \rho D^3} \right]^{0.5}} + 2r \quad (3.8)$$

De la figura 3.5, se puede observar la transmitancia de luz con respecto a ángulos incidentes con diferentes cantidades de partículas de polvo por unidad de área para ambos valores calculados y medidos.

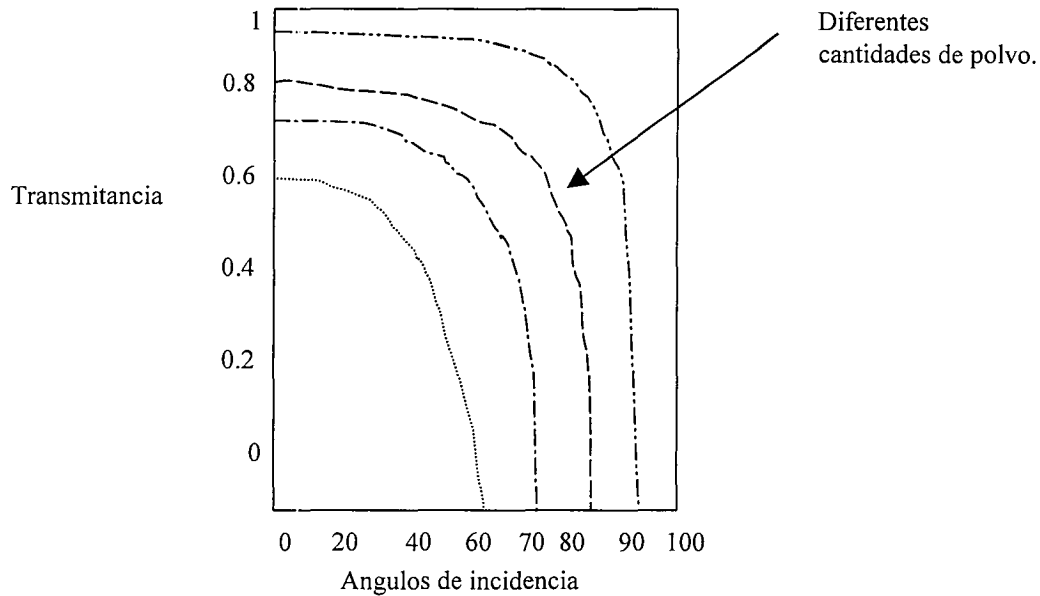


Figura 3.5. Transmitancia medida y calculada con ángulos incidentes para diferentes cantidades de partículas de polvo.

Por lo tanto A. Y. Al-Hasan[1], concluye que de los cálculos obtenidos anteriormente es posible evaluar la radiación solar total recibida por el panel fotovoltaico con las partículas de polvo depositadas sobre su superficie.

A cada módulo se le adhirió por la parte posterior un termopar tipo T para la medición de la temperatura. El otro extremo de cada termopar se conecta a sus respectivos canales A/D del adquisidor de datos.

Para la medición de los voltajes y corrientes de los módulos se diseñaron dos circuitos de control: uno para simular la carga variable y otro para la selección secuencial (conmutación) de los módulos. Estos circuitos se controlan con el adquisidor a través del programa que se elaboró para este propósito. Una vez que se selecciona un módulo, el circuito simulador de carga realiza un “barrido” de corriente desde cero (circuito abierto) hasta el corto circuito. Al llegar al final del barrido, el circuito conmutador cambia al siguiente módulo (policristalino) y se repite el barrido de carga. El ciclo se cierra con el módulo restante (monocristalino).

El programa que realiza el control de los circuitos y la adquisición de datos, tiene un intervalo de ejecución de 15 minutos, es decir, cada 15 minutos realiza una corrida, y cada corrida tiene una duración de aproximadamente 2 segundos.

Una corrida del programa recolecta los siguientes parámetros:

- Temperatura ambiente.
- Radiación solar en el plano de los módulos.
- Temperatura de los módulos.
- Voltaje y corrientes de los módulos.

Además, nos proporciona los datos de la fecha y la hora a la que se llevó a cabo la corrida. En la figura 4.2 se muestra un ejemplo barrido que hace el simulador electrónico de carga resistiva, lo cual permite generar con buena precisión las curvas I-V, lo que a su vez permite calcular la potencia

máxima para cada caso; el cálculo de las potencias y de las potencias máximas se realiza por medio de software.

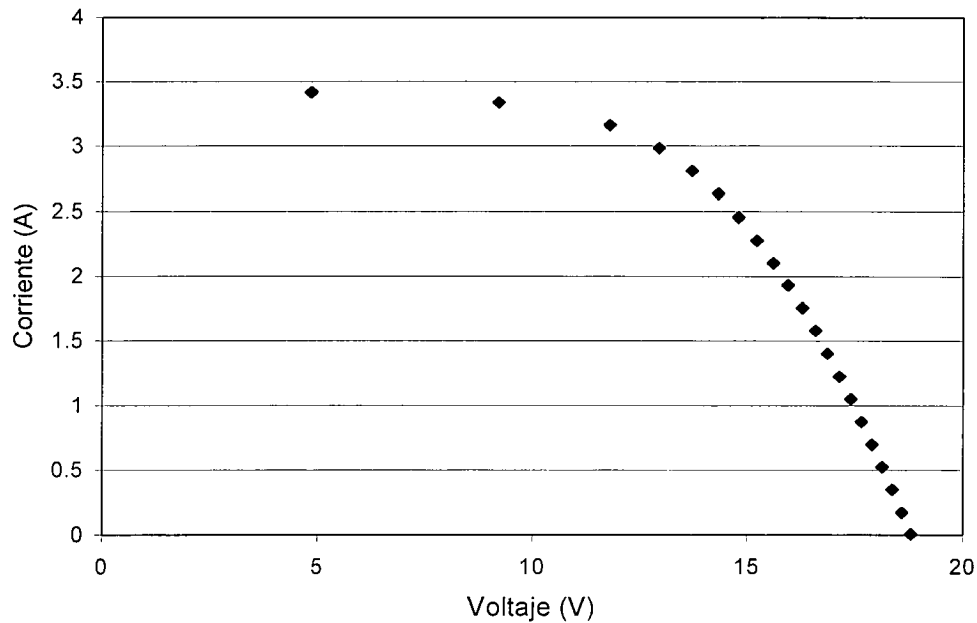


Figura 4.2.- Curva I-V obtenida con el simulador de carga resistiva.

4.1.1 El Adquisidor de Datos.

La organización del sistema que empleamos en la caracterización de los módulos solares contiene como elemento central un adquisidor de datos de la marca Cambell modelo 21x cuyos principales atributos son:

- Ocho canales diferenciales A/D ó hasta 16 canales simples usando un canal diferencial por cada dos canales simples.
- Dos canales de salida analógica continua.
- Seis canales digitales de control.
- Cuatro canales de excitación senoidal.
- Interfase a puerto serial de PC.
- Memoria interna de hasta 40KB.

Este adquisidor cuenta con varias escalas de medición y tiene una precisión de 0.1% del voltaje en el rango de escala completa. Además, está diseñado para operar en forma autónoma y en ambientes hostiles, por lo que su instalación es posible en el mismo lugar donde se generan los datos. Su programación se efectúa en un lenguaje propio (tipo ensamblador) que es muy versátil aunque poco amigable. Dispone de módulos de memoria externa tipo RAM con respaldo de batería que le permiten almacenar gran cantidad de datos. Aunque es posible programar y controlar el adquisidor en forma independiente, lo mejor es emplear una computadora personal para este propósito haciendo uso de la interfase (puerto serie, formato RS232) y de un programa editor disponible para este propósito.

4.1.2 Circuitos Auxiliares.

El circuito conmutador está compuesto de dos partes: un circuito lógico de control, que se muestra en la Figura 4.3, cuya función es seleccionar el módulo de acuerdo al nivel de voltaje presente en uno de los canales D/A del adquisidor (DA1), y un circuito de relevadores y sus manejadores (drivers) en base a transistores que se controlan con las señales x , y , z que se muestra en la Figura 4.4.

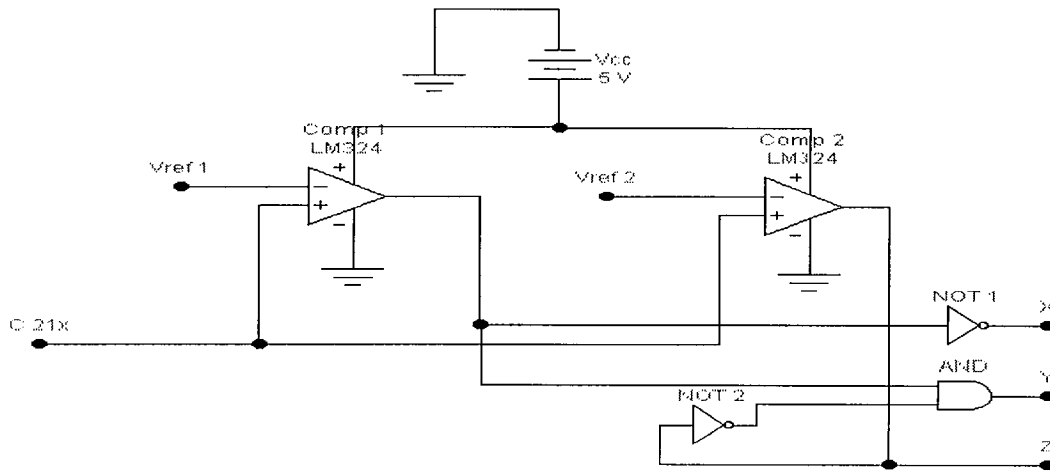


Figura 4.3.- Circuito lógico de control.

La salida DA1 del adquiredor controla al circuito lógico por niveles de voltaje; cuando éste es menor de 1.5 volts se activa la entrada X que selecciona el módulo amorfo; cuando el nivel de voltaje es mayor de 1.5 pero menor de 3.5 volts, se activa la entrada Y para seleccionar el módulo policristalino; para niveles mayores de 3.5 volts se selecciona el módulo monocristalino al activarse la entrada Z.

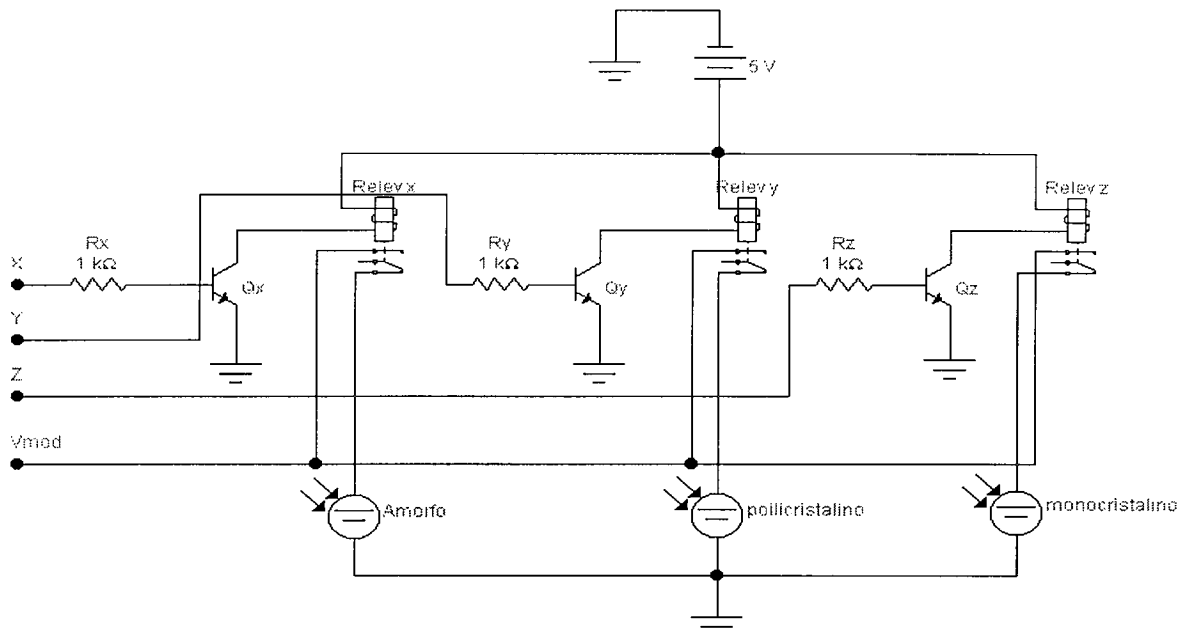


Figura 4.4.- Circuito de conmutación.

En la Figura 4.5 se muestra el circuito simulador de carga variable. La salida analógica de control (que se puede variar entre 0 y 5 volts) del adquisidor se conecta a la entrada del circuito de carga, que es la terminal no inversora del un amplificador operacional (LM324) operando como convertidor de voltaje- corriente. Esta configuración permite establecer una corriente en R_0 igual a V_{in}/R_0 que es suministrada por los módulos a través de los transistores Q_a - Q_b - Q_c operando en paralelo.

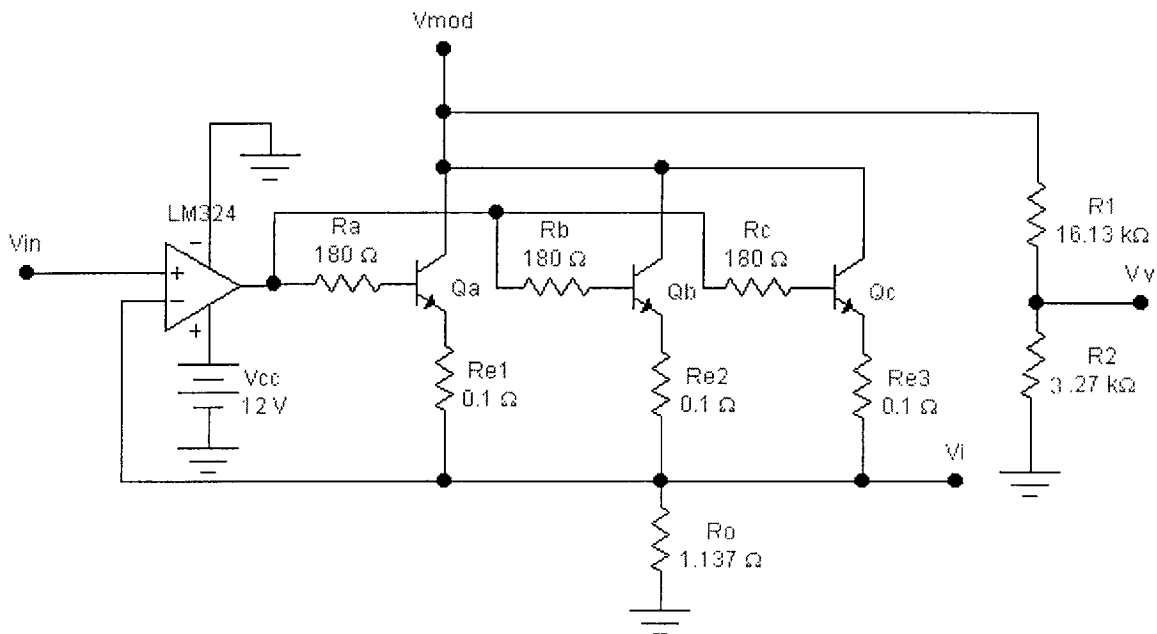
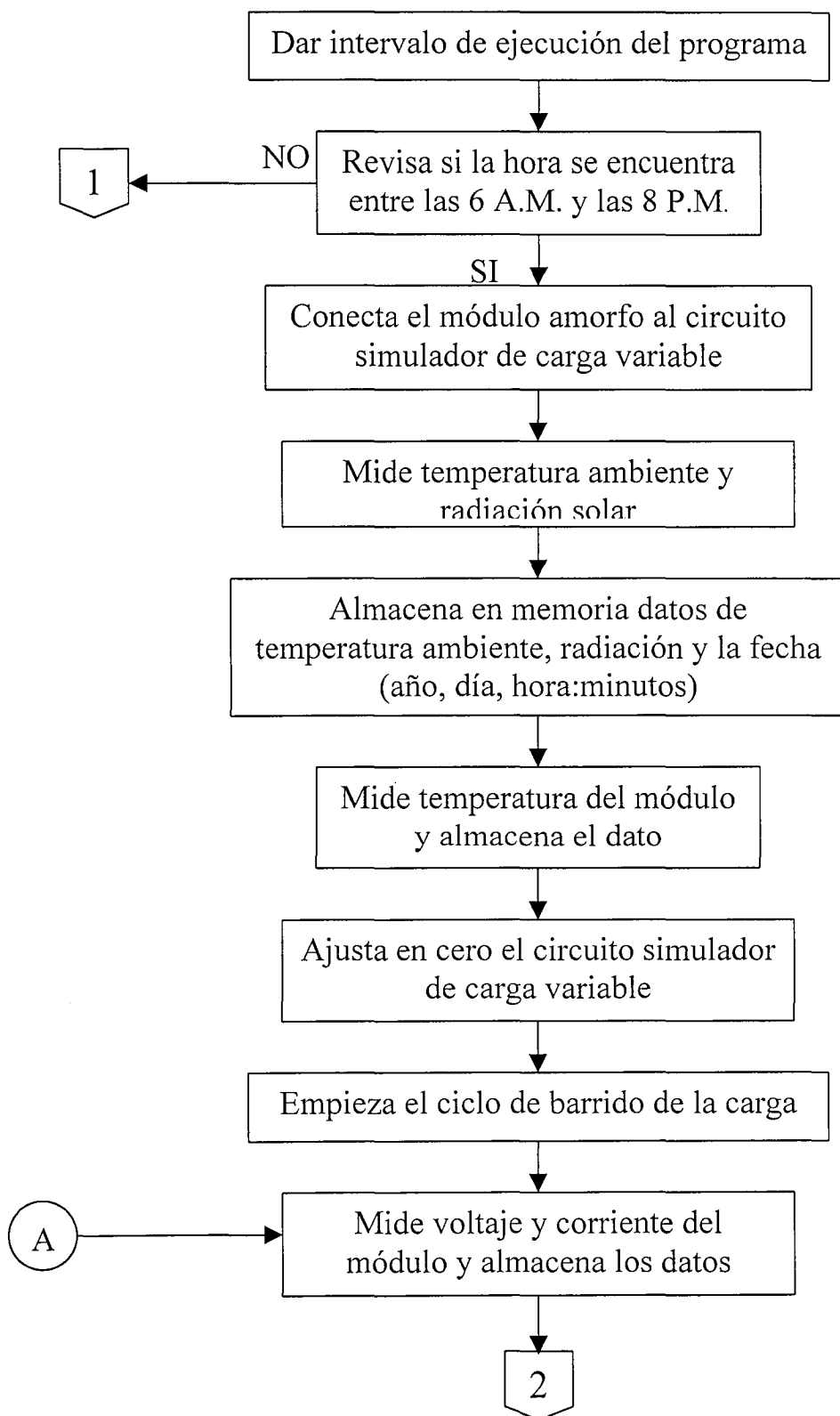


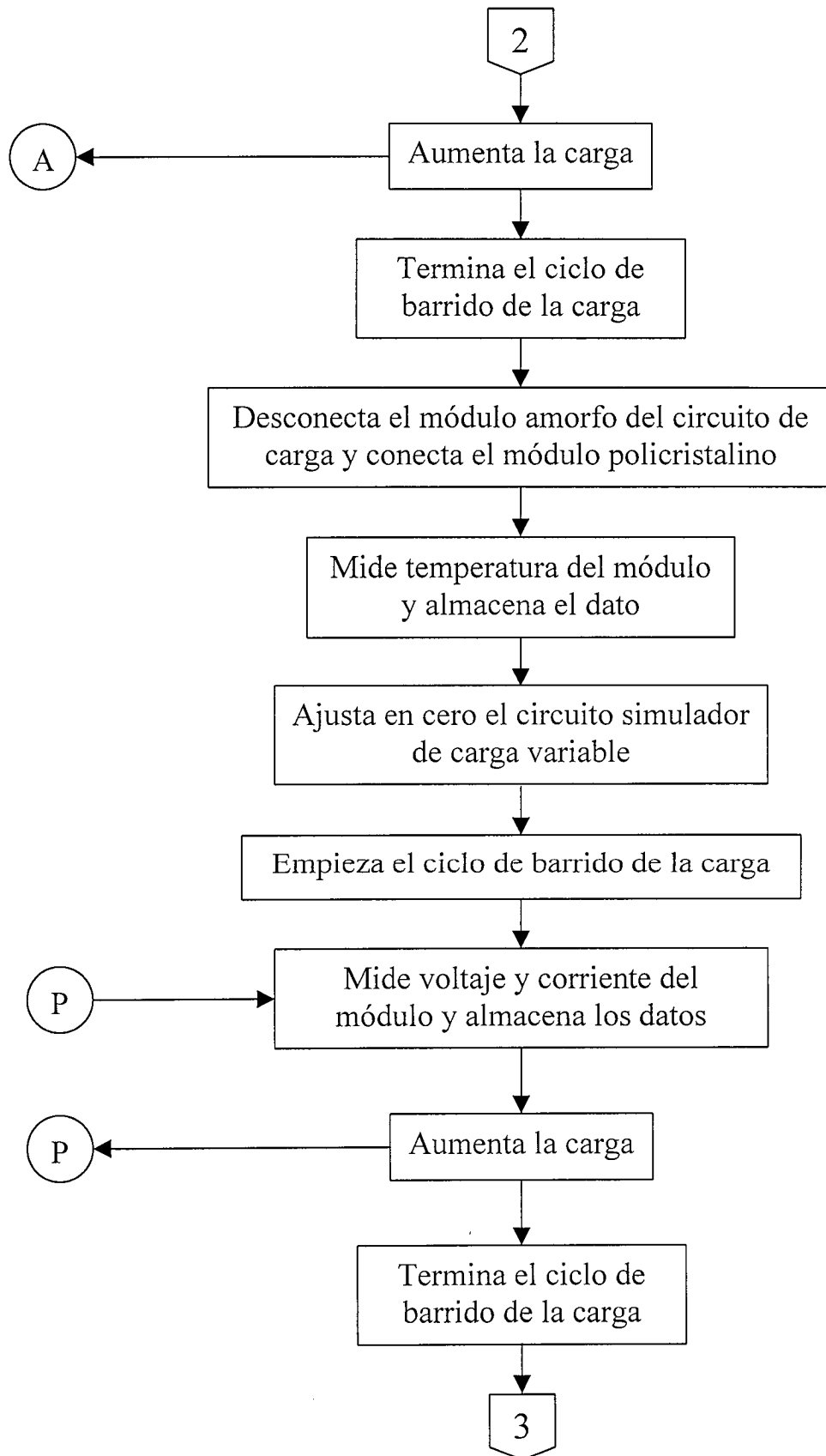
Figura 4.5.- Circuito simulador de carga variable.

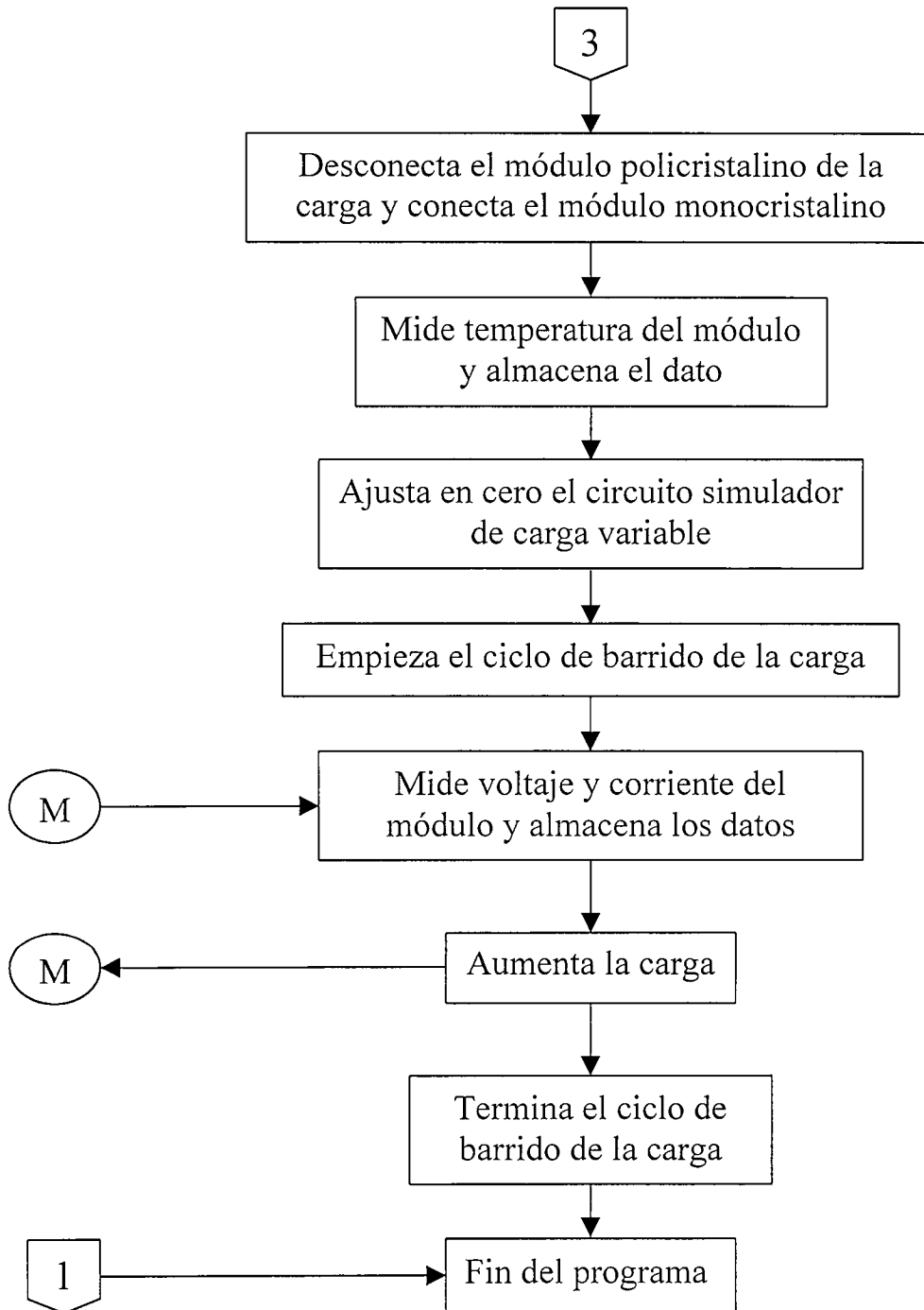
Por lo tanto, si conocemos el voltaje V_I y el valor de la resistencia R_0 podemos determinar la corriente I suministrada por el módulo en ese momento.

Como las entradas del adquisidor están limitadas a lecturas de voltaje en el rango de -5 a $+5$ volts, para medir el voltaje del módulo fue necesario instalar el divisor de voltaje formado por las resistencias R_1 y R_2 , que, por su elevado valor, cargan mínimamente al módulo.

4.1.3 Diagrama de Flujo del Programa de Control del Adquisidor de Datos.





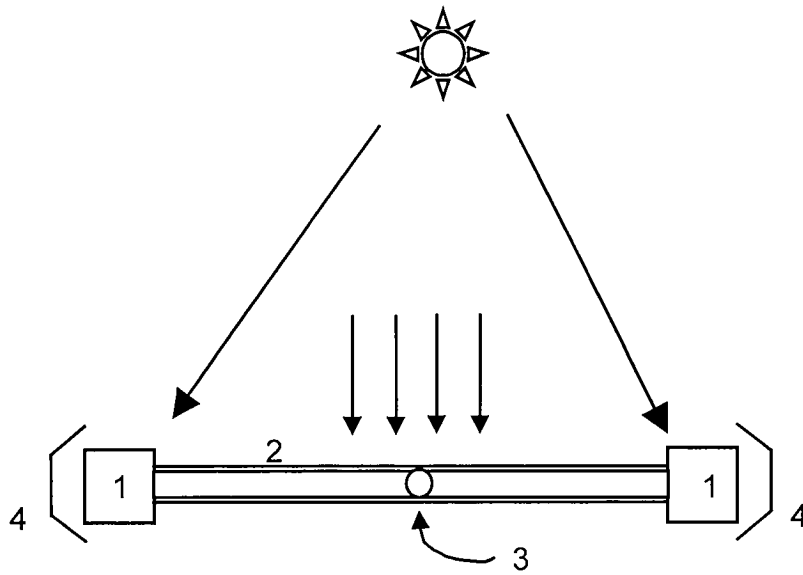


4.1.4 Sistema de Seguimiento Solar.

Los módulos fueron colocados sobre un seguidor solar del tipo termomecánico que tiene la finalidad de presentar un plano perpendicular a los rayos solares. El sistema de seguimiento solar se describe en la figura 4.6 y esta conformado de las siguientes partes:

1. Dos contenedores de gas (freón), ubicados en los extremos de un bastidor rectangular en donde ambos están conectados por un tubo y poseen sombreadores.
2. Un contrapeso ubicado en la parte inferior de este bastidor.
3. Un amortiguador que evita movimientos bruscos que pudieran ser ocasionados por el viento.
4. El eje de rotación orientado norte-sur, lo que permite que el bastidor pueda girar de este a oeste, en la dirección del recorrido solar.
5. Un soporte o mástil que soporta todo el sistema.

El funcionamiento del seguidor solar esta basado en la diferencia de pesos de los contenedores; cuando los rayos del sol calientan más a uno de los contenedores, el gas que se encuentra adentro aumenta su temperatura lo que hace que se expanda y envíe liquido a través del tubo que los une al otro contenedor que esta a una temperatura menor. Al recibir más liquido uno de ellos el peso se desbalancea y esto ocasiona que el sistema gire para compensar el centro de gravedad. El giro se detiene hasta que la cantidad de radiación recibida por ambos contenedores es la misma y por lo tanto se encuentran a la misma temperatura. Esto solo sucede cuando los rayos del sol llegan normales al plano del seguidor, donde están montados los módulos fotovoltaicos.



- 1.- Contenedores
- 2.- Bastidor
- 3.- Eje de giro
- 4.- Sombreadores

Figura 4.6 Descripción esquemática del seguidor solar.



Figura 4.7 Vista del sistema de seguimiento solar con los tres módulos instalados.

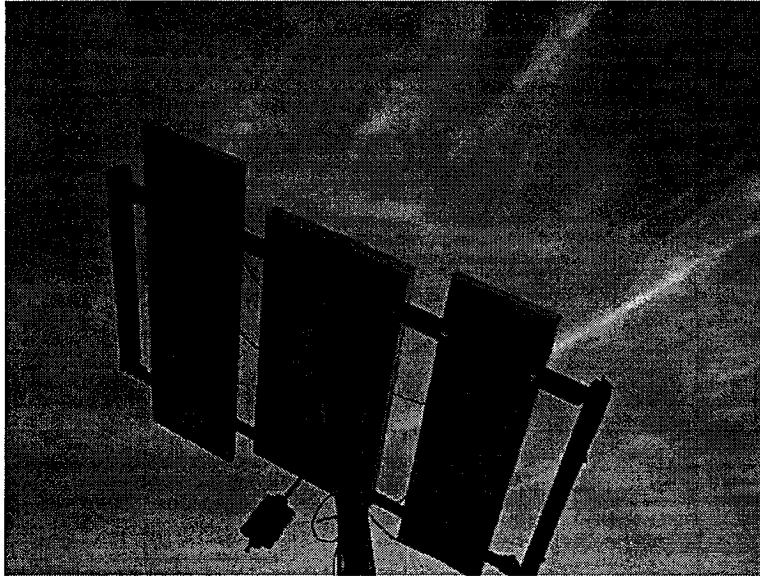


Figura 4.8 *Vista posterior del sistema de seguimiento solar.*

4.1.5 Equipo de Medición de Polvo.

Para la medición del espectro de tamaños de las partículas de polvo se utilizó un Analizador de Tamaño de Partícula LS marca Coulter modelo Fraunhofer Ls 100Q. En el cual su función se fundamenta en un generador de luz láser con una longitud de onda de 750 nm a una potencia de 5mw, este láser emite un haz de luz paralelo y limpio que incide sobre una cámara de análisis en la cual la muestra se mantiene en suspensión. Las partículas de la muestra difractan el haz en diferentes ángulos dependiendo de su tamaño, en este caso el rango de tamaño de partícula es de 0.4-900 μm . La luz dispersada es recogida por un detector multielemento de estado sólido, que transmite los datos a un ordenador. Este dispositivo actualmente esta disponible en el Laboratorio de Materiales del departamento de Ingeniería Química, cuya imagen aparece en la Figura 4.9.

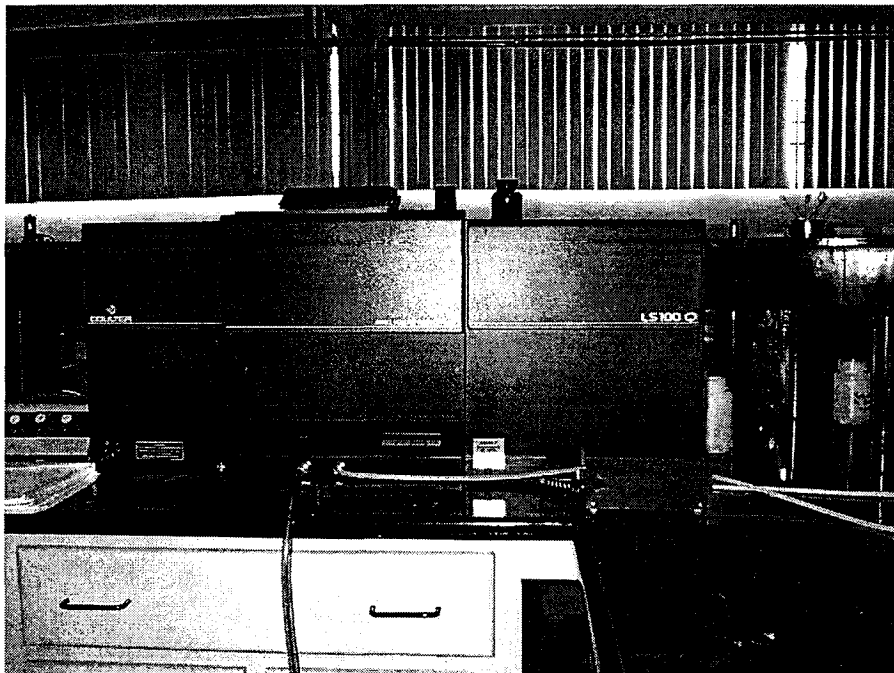


Figura 4.9 Analizador de tamaño de partícula LS 100Q.

Para observar la morfología del polvo, se utilizó un Microscopio Leica modelo DMLS. Para este análisis se montó una cámara de alta resolución en su parte superior, como se muestra en la figura 4.10:

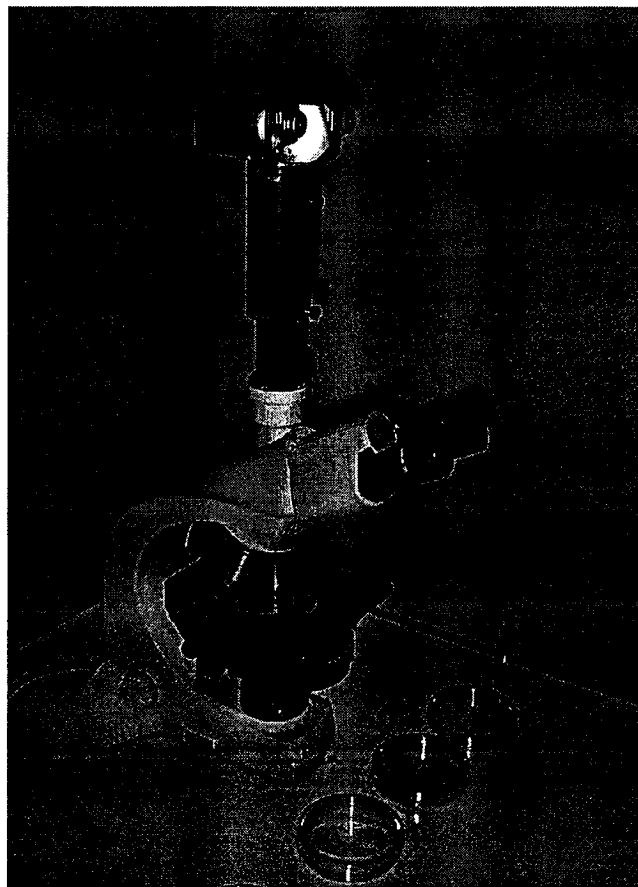


Figura 4.10 Microscopio Leica DMLS.

4.2 Procedimiento Experimental.

Se montaron los módulos sobre la estructura del seguidor y se instalaron los equipos de medición correspondientes, como se explicó anteriormente. A los módulos se les mantuvo sin ningún tipo de limpieza por periodos de varias semanas dejando que el polvo se acumulara de forma natural sobre los mismos.

Se seleccionaron días sin nubes para efectuar la limpieza de los módulos, esto para observar con claridad el efecto de la limpieza, sin la interferencia de posibles nublados. La limpieza se efectuó con toallas electrostáticas para minimizar la pérdida de partículas. Al polvo recolectado se le determinó el peso, la densidad y se le realizaron estudios de distribución de tamaño, de volumen, y de área. En forma complementaria se estudió la morfología característica que presentan estos tipos de polvos.

Durante todos los días del experimento se estuvo midiendo la potencia eléctrica máxima de cada módulo con una frecuencia de 15 minutos. También se midió la radiación global en el plano de los módulos, la radiación global en un plano horizontal, la temperatura del módulo, y otras variables climatológicas.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS EXPERIMENTALES

Este capítulo esta constituido por dos partes principales; la primera parte la cual trata sobre la caracterización del polvo que se deposita sobre las fotoceldas, y la segunda parte donde se presenta el efecto que tiene el polvo sobre la potencia eléctrica del módulo.

5.1 CARACTERIZACION DEL POLVO.

Con el fin de mejorar el entendimiento del efecto que presenta la deposición de polvo sobre los módulos, se estudio con la profundidad instrumental disponible en los laboratorios de la universidad las características del polvo. Los resultados de variables tales como: la densidad, la distribución de tamaño de partícula, la morfología y la constitución del polvo, son presentados en esta sección.

5.1.1 Densidad del polvo.

Siguiendo el procedimiento explicado en el capitulo anterior se determinó la densidad promedio de las muestras de polvo recolectadas sobre los módulos solares, dando un valor de:

$$\rho = 2.5921 \text{ gr/cm}^3$$

Este valor fue utilizado en los diferentes cálculos a lo largo del todo el trabajo.

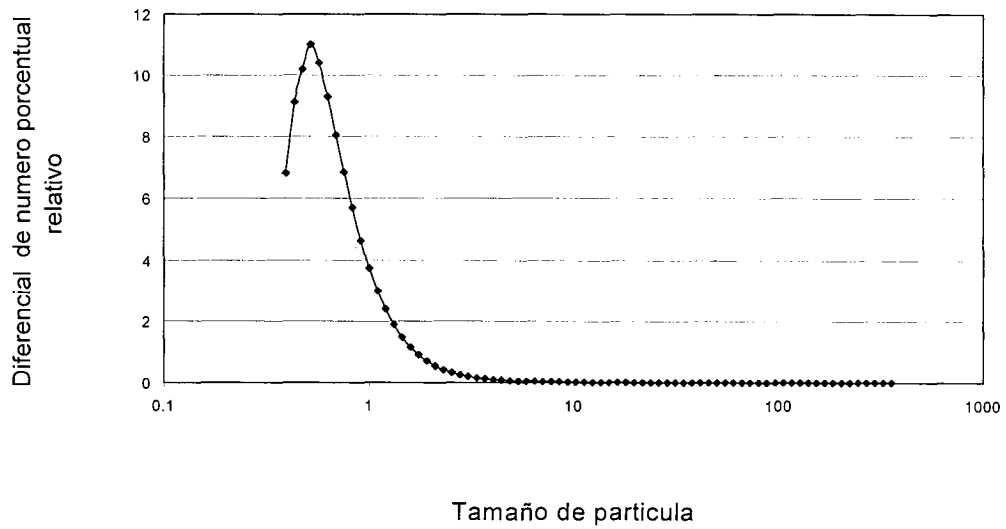
5.1.2 Estudio del tamaño de partícula.

Las muestras de polvo fueron analizadas con el equipo de medición de tamaño de partícula LS, de donde se obtienen las distribuciones de las **fracciones en número, área superficial y volumen** en función del tamaño de partícula (diámetro de partícula). Es importante señalar que estas fracciones son relativas a los totales en cada caso, al total de área o al total de volumen, es decir los resultados obtenidos por el equipo no son valor absolutos, pero dan suficiente información para caracterizar el polvo acumulado sobre las fotoceldas.

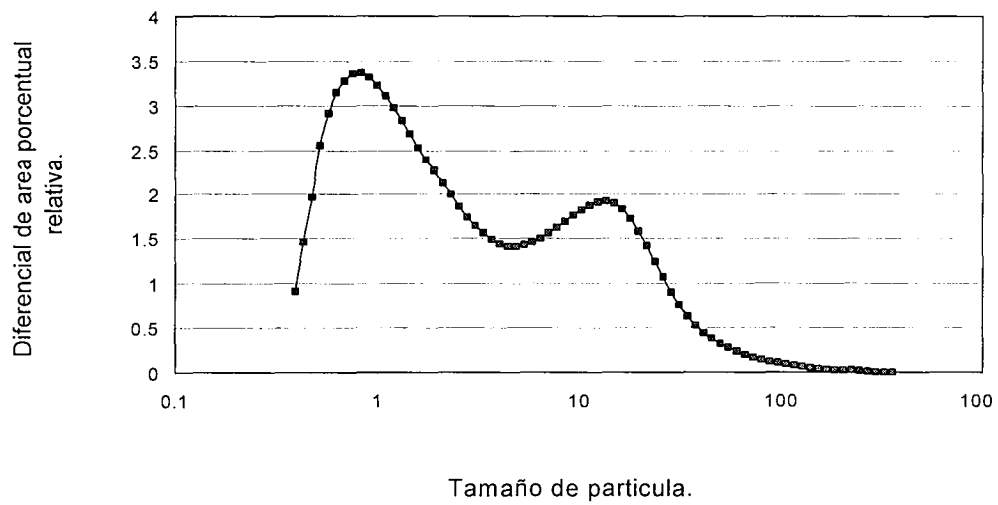
Se tienen tres gráficas 5.1, 5.2, y 5.3 para las distribuciones de las fracciones en número, área y volumen, respectivamente. En la gráfica 5.1 relativa a la distribución de la fracción en número de las partículas, es posible apreciar los rangos más significativos del tamaño de estas. Primero se observa que el rango del diámetro de partícula se encuentra entre 0.4 y no llega a 400 μm (el valor preciso es 356 μm), el equipo es capaz de medir tamaños de partículas desde 0.4 hasta 1000 μm , lo cual significa que el límite inferior está dentro del rango del polvo, no así el límite superior donde el equipo está sobrado.

En la gráfica 5.2 se tiene la distribución de la fracción en área superficial de las partículas. Aquí podemos apreciar que se tienen dos máximos uno (el mayor) cerca de 0.829 μm , y otro en 13.61 μm .

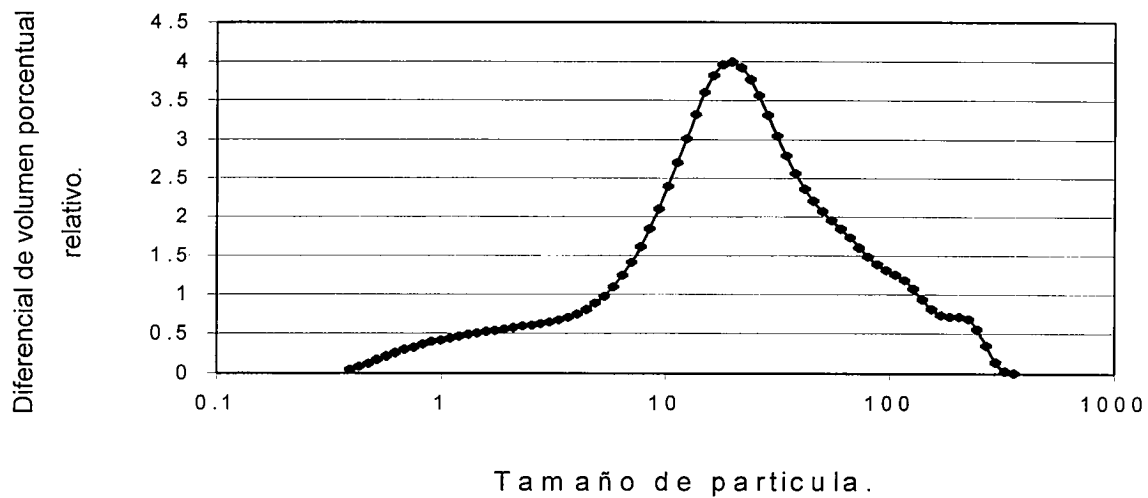
Finalmente en la gráfica 5.3 se presenta la distribución de la fracción en volumen de las partículas. Aquí se tiene solo un máximo que corresponde a las partículas con un diámetro de 19.76 μm .



Gráfica 5.1 Distribución de número de partícula.



Gráfica 5.2 Distribución de tamaño de partícula.



Gráfica 5.3 Distribución de tamaño de partícula.

5.1.3 Morfología.

Se realizó un estudio con microscopio óptico (Leica DMLS), para determinar la morfología del polvo recuperado de los módulos. En la Figura 5.1, se muestra la fotografía del polvo con una amplificación 20x, en la Figura 5.2, con una amplificación de 40x. Es posible determinar, al observar las anteriores fotografías, que las partículas de polvo tienen muchas y variadas formas, pero en general la forma dominante tiende a ser esférica. También se aprecian que los polvos tienen distintos índices de transmitancia, ya que se detectan partículas totalmente oscuras, y otras con cierto grado de transparencia.

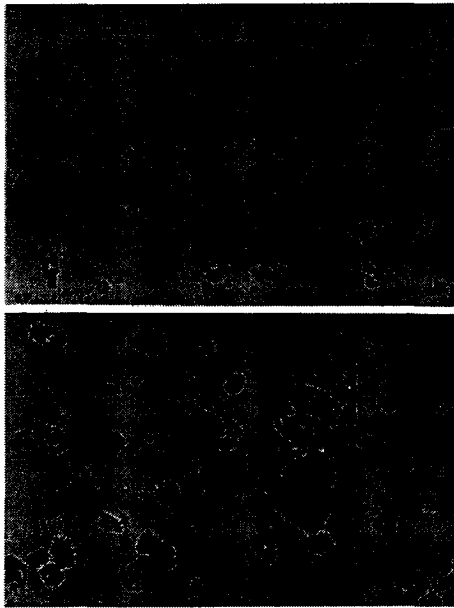


Figura 5.1 Fotografía de polvo con resolución 20x.

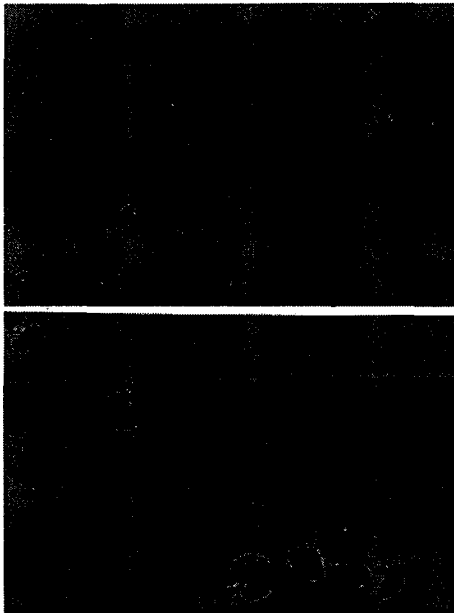


Figura 5.2 Fotografía de polvo con resolución 40x.

5.1.4.- Constitución del polvo.

Entre los principales componentes de esta muestra de polvo que se recuperaron de los módulos destacan en orden de importancia: arcillas, arena, hollín, hongos, esporas y fibras vegetales. Esta determinación fue hecha por observación directa al microscopio por expertos en materiales, agronomía y química.

5.1.5.- Cantidad de polvo.

Al recolectar el polvo en los tres módulos fotovoltaicos, se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla 5.1. Además del polvo recolectado, se calcula se muestra la densidad de área superficial para cada módulo.

Tabla 5.1 Medición de polvo.

Módulo	Peso del polvo(gr)	Area por módulo(m ²)	Densidad de área (gr/m ²)
Monocristalino	0.444	0.377	1.177
Policristalino	0.643	0.4505	1.238
Amorfo	1.048	0.52	2.326

Como se puede observar en la tabla 5.1, los valores de densidades para los módulos monocristalino y policristalino son muy parecidos mientras que para el módulo amorfo el valor de densidad es prácticamente el doble.

5.1.6.- Area de sombreado.

De acuerdo a la hipótesis propuesta por A.Y. Al-Hasan[1]; suponiendo que el polvo distribuido sobre la superficie del módulo fotovoltaico formara una monocapa homogénea, que las partículas constituyentes de dicho polvo son de forma esférica, tomando como base la información obtenida del analizador de partícula LS, entonces se puede calcular el área total de sombreado de la siguiente forma:

Se tiene del analizador de partículas una fracción ya sean en numero, en volumen o en área por canal; esto es, por diámetro de partícula. El equipo reporta 74 datos que corresponden al numero de canales que analiza.

c (Canal)= detector por diámetro de partícula correspondiente.

N_c = Número de partículas por canal.

N_{ci} = Número de partículas para el canal i.

dN_i = Fracción del número del partículas por canal i.

N_T = Número total de partículas.

También se tiene la siguiente relación matemática:

$$dN_i = \frac{N_{ci}}{N_T} \quad (5.1)$$

V_c = Volumen de partículas para un canal específico.

V_{cpi} = Volumen de partícula del canal i.

V_{ci} = Volumen de una partícula para un canal específico i.

dV_i = Fracción de volumen de las partículas para el canal i.

ρ = densidad del polvo.

m = masa del polvo.

De igual forma se tiene la siguiente relación matemática:

$$dV_i = \frac{V_{ci}}{V_T} = \frac{N_{ci}V_{cpi}}{V_T} = \frac{N_{ci}4r_i^3\pi\rho}{3m}$$

por lo tanto el número de partícula por canal específico es:

$$N_{ci} = \frac{dV_i 3m}{4r_i^3 \pi \rho} \quad (5.2)$$

A_c = Area de la partícula del canal.

A_{ci} = Area de las partículas para el canal i.

A_{cpi} = Area de una partícula para el canal i ($4 \pi r^2$).

A_T = Area total de partículas.

Por lo tanto de la fracción de área de sombreado y de acuerdo a la ecuación 5.2 y se tiene que:

$$dA_i = \frac{A_{ci}}{A_T} = \frac{N_{ci} A_{cpi}}{A_T} \quad (5.3)$$

El equipo reporta los valores de dN_i , dV_i y dA_i , que son la fracción en número, en volumen y en área de cada canal respectivamente.

Entonces, se puede obtener el área total:

$$A_T = \frac{dV_i 3mr_i}{dA_i \rho} \quad (5.4)$$

De acuerdo a las ecuaciones 5.3 y 5.4 se obtiene la expresión de área de sombreado total:

$$A_{sombreadoT} = \sum_{i=1}^n \frac{dV_i 3m}{4r_i^2 \rho} \quad (5.5)$$

De acuerdo a la ecuación 5.5 se obtuvo una área total de sombreado con un valor de:

$$A_{sombreadoT} = 2.21 m^2$$

Por lo que se puede decir que esta muestra de polvo cubre una superficie de sombreado sobre el módulo de:

Area de sombreado 2.21 m²

Area del módulo 0.399 m²

Fracción de sombreado 554.9%

Esta fracción de sombreado sobre el módulo nos da una idea de que una monocapa de polvo puede llegar a cubrir más de cinco veces un módulo.

5.2 POTENCIA MÁXIMA.

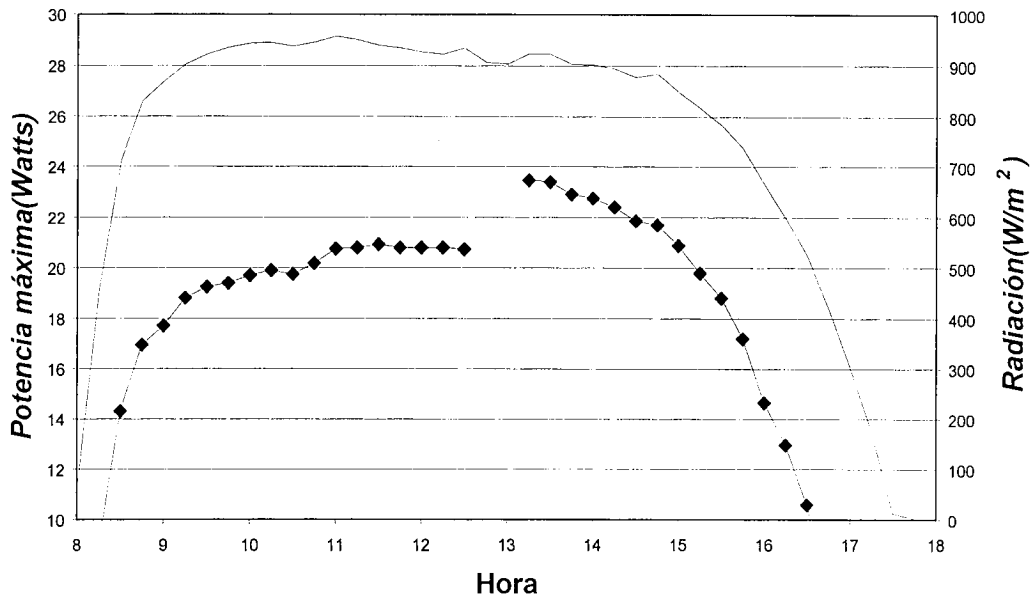
A continuación se muestra el comportamiento eléctrico de la potencia máxima de los tres módulos fotovoltaicos bajo el efecto del polvo. El procedimiento seguido para evaluar el efecto fue el siguiente: primero, se dejó durante largos periodos de tiempo (alrededor de 20 días) a que el polvo se depositara en forma natural sobre los módulos. Una vez que se observa que los módulos están sucios, se limpian cuidadosamente, generalmente a medio día. Finalmente se mide la cantidad de polvo depositado sobre los módulos. En todo momento la potencia eléctrica está siendo medida.

5.2.1 Curva de potencia máxima.

La gráfica 5.4 muestra el comportamiento eléctrico de potencia máxima de un módulo fotovoltaico de tipo amorfo. La potencia fue medida cada 15 minutos junto con la radiación solar global en el plano del módulo, se observa que para este día existe un salto de la potencia a las 12:30 hr, esto corresponde al momento en que se efectuó la limpieza del módulo. Se puede observar que durante el brinco de potencia no hubo cambios notorios en el valor de la radiación solar.

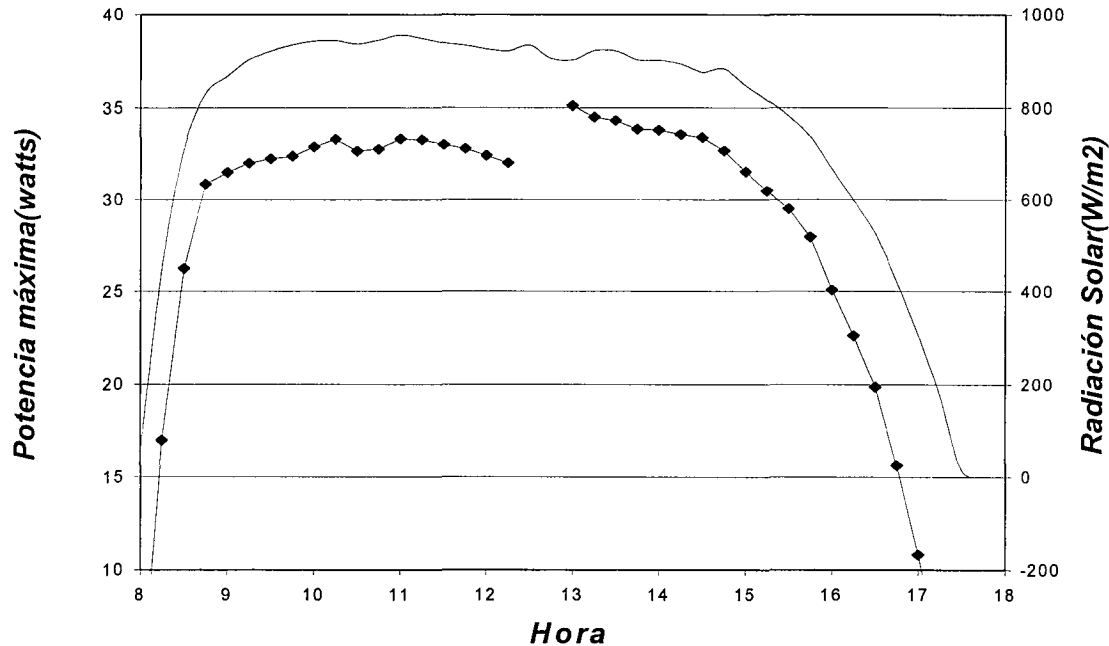
También se puede decir que los valores graficados de potencia justo antes de las 12:30 hr corresponden a valores de condiciones de suciedad del módulo, observándose un valor de potencia de 20.13 watts justo antes de ser limpiado el módulo, mientras que los valores observados después de las 12:30 corresponden a condiciones de limpieza del módulo, mostrando un valor de potencia de 23.46 watts inmediatamente después de que la superficie del módulo ha quedado desalojada de polvo, considerando los dos valores de

potencia antes mencionados se concluye que hay un incremento en la potencia de un 14% debido al efecto de limpieza.



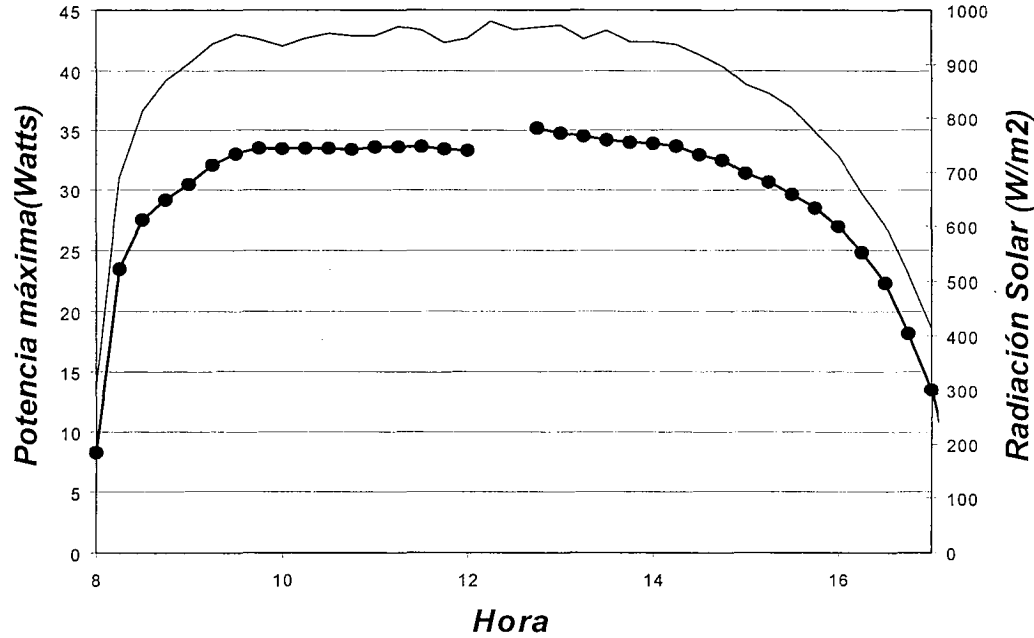
Gráfica 5.4 El efecto de la limpieza del módulo amorfo se observa en la curva de potencia máxima (línea con puntos), a pesar de que la radiación solar global (línea continua) no varía.

En la gráfica 5.5 se muestra el comportamiento eléctrico de potencia máxima para un módulo fotovoltaico de tipo monocristalino, de igual forma en esta curva se puede observar un brusco incremento de potencia debido a una limpieza superficial que se realizó sobre dicho módulo, se observa que el valor de potencia justo antes de ser limpiado el módulo tiene un valor de 32.1 watts, mientras que después de haber realizado una limpieza sobre el módulo, se observa una potencia de 35.1 watts, esto significa un incremento de un 8.5% de potencia.



Gráfica 5.5 El efecto de la potencia del módulo monocristalino se observa en la curva de potencia máxima (línea con puntos), a pesar de que la radiación solar global (línea continua) no varia.

Por ultimo en la gráfica 5.6, muestra el comportamiento eléctrico de potencia máxima para un módulo fotovoltaico de tipo policristalino. Como se observa esta gráfica presenta un brusco incremento de potencia debido a una limpieza que fue realizada a las 12:30 hr sobre dicho módulo. También observa un ligero cambio de potencia teniendo un valor de 33.31 watts justo antes de limpiar el modulo y después de que la superficie ha sido limpiada se tiene un valor de 35.17 watts, lo que significa un incremento del 5.2% de potencia.



Gráfica 5.6 El efecto de la potencia del módulo policristalino se observa en la curva de potencia máxima (línea con puntos), a pesar de que la radiación solar global (línea continua) no varía.

5.2.2 Correlación Matemática Propuesta.

Con el fin de modelar el comportamiento eléctrico de los módulos y obtener correlaciones de diseño en la potencia máxima para los tres tipos de módulos anteriores, se propuso una función matemática de ajuste de la siguiente forma:

$$P_{Max} = aR^b T_{Mod}^c \quad (5.6)$$

donde P_{Max} es la potencia máxima del módulo, R es la radiación solar global incidente en un plano normal a la superficie de los módulos, y T_{Mod} es la temperatura del módulo. En donde **a** es un factor que multiplica a la radiación y a la temperatura, **b** es el exponente de la radiación y **c** es el exponente de la temperatura.

El estudio realizado por Espinoza [12], se obtuvo los valores de las constantes para los diferentes módulos que se presentan en la Tabla 5.2. Hay que resaltar que en el trabajo de Espinoza no diferenció si los módulos estaban sucios o limpios.

Tabla 5.2 – Valores de las constantes de la ecuación 5.1 para los tres tipos de módulos[9].

Constantes	Amorfo	Policristalino	Monocristalino
A	0.066	0.28159	0.2822
B	0.9766	1.022	0.939
C	-0.18978	-0.52089	-0.4029

Se puede observar en la tabla 5.2, que los valores de la constante **b** se aproximan a uno, lo cual significa que la radiación solar es proporcional a la potencia. En contraste, se observa que el comportamiento de la constante **c** (exponente de la temperatura), para los tres casos analizados, tiene un valor negativo, lo cual indica que los incrementos de temperatura disminuyen la potencia. Finalmente, la constante **a** estará relacionada con el arreglo de las fotoceldas de cada módulo y su comportamiento lineal sugiere efectos como los relacionados con la suciedad del módulo.

Para los propósitos de este trabajo se consideró un valor fijo de $b=1$, se utilizó el valor de la constante **c** calculado para cada módulo en condiciones

de limpieza, y se dejó libre el valor de la constante **a**, con el fin de que este coeficiente incluya el efecto del polvo y pueda representar cuantitativamente el efecto sobre la potencia.

De acuerdo a la ecuación 5.6 y considerando condiciones de limpieza para el módulo amorfo, se obtuvo un valor de $\underline{c} = -0.37952$, teniendo fijo $\underline{b} = 1$, se obtienen los valores que se presentan en la Tabla 5.3 para el módulo amorfo. La Tabla 5.3 muestra en la primera columna las fechas en las que se realizó los experimentos, en la segunda y tercera columna se muestran los valores de la constante **a** para módulos sucios y limpios respectivamente. Finalmente la cuarta columna muestra el porcentaje de variación de la potencia eléctrica máxima, antes y después de la limpieza. En todos los casos, como era de esperarse, la potencia máxima aumento con la limpieza. Para este tipo de módulo las variaciones estuvieron entre aproximadamente 9 y 14%.

Tabla 5.3 Valores de la constante “a” para el módulo amorfo.

Fecha de Limpieza	Constante a		% de variación
	Módulo sucio	módulo limpio	
06-Oct-00	0.0531	0.0594	11.9
25-Nov-00	0.0452	0.0512	13.3
28-Dic-00	0.0409	0.0445	8.8
10-Ene-01	0.0403	0.0457	13.4
15-Nov-01	0.0482	0.0535	11.0

De igual forma siguiendo el procedimiento antes descrito se obtuvieron las Tablas 5.4 y 5.5 para los módulos policristalino y monocristalino, respectivamente.

Tabla 5.4 Valores de la constante \underline{a} para el módulo policristalino (usando $b=1$ y $c=-0.125$).

Fecha de Limpieza	Constante \underline{a}		% de variación
	Módulo sucio	módulo limpio	
06-Oct-00	0.053	0.055	4.2
25-Nov-00	0.053	0.055	4.7
28-Dic-00	0.052	0.056	6.8
10-Ene-01	0.053	0.056	5.7
15-Nov-01	0.050	0.053	4.7

Tabla 5.5 Valores de la constante “a” para el módulo monocristalino, (usando $b=1$ y $c= - 0.18032$).

Fecha de limpieza	Constante <u>a</u>		
	módulo sucio	módulo limpio	% de variación
6-Oct-00	0.0379	0.0396	4.5
25-Nov-00	0.0397	0.0414	4.3
28-Dic-00	0.03864	0.04071	5.4
10-en-01	0.0396	0.0412	4.0
16-May-01	0.035	0.0367	4.9
16-Jun-01	0.0401	0.0417	4.0
15-Nov-01	0.0418	0.0446	6.7

5.2.3 Porcentajes de variación de la potencia con la limpieza.

Enseguida se muestra la tabla 5.6 de valores porcentuales como resultados de un análisis de las tablas anteriores 5.3, 5.4 y 5.5 en distintos meses, en donde se compararon los módulos limpios con módulos sucios.

Tabla 5.6 Valores porcentuales para cada módulo.

No. de toma	Mono-	Poli-	Amorfo
1	4.5	4.2	11.9
2	4.3	4.7	13.3
3	5.4	6.8	8.8
4	4.0	5.7	13.4
5	6.7	4.7	11.0
max	6.7	6.8	11.9
min	4.3	4.2	8.8
promedio	4.98	5.22	11.68

De acuerdo a la tabla 5.6, para los módulos monocristalino y policristalino podemos observar que tiene valores de caída porcentual de potencia máxima mas o menos iguales, mientras que el módulo amorfo tiene valores mas elevados.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES

Se ha estudiado en forma experimental el efecto que sobre la eficiencia eléctrica tiene el polvo atmosférico depositado en forma natural sobre paneles fotovoltaicos comerciales. La variable considerada para medir el efecto fue la potencia eléctrica máxima, para la cual se desarrolla un modelo matemático matemático en función de la temperatura y de la radiación incidente. Los modulos fueron instalados en un seguidor solar del tipo termo-mecanico, sin que se tenga información de estudios previos con esta característica. El estudio presenta dos partes esenciales, a saber; la caracterización del polvo y la medición de la potencia eléctrica máxima.

Las principales conclusiones de la caracterización del polvo son:

- Existe una distribución del tamaño de partícula que se depositan sobre los modulos fotovoltaicos, la cual tiene el rango de 0.4 a 400 μm . Es decir no se encontraron partículas mayores de 400 μm .
- Las partículas mas numerosas presentan un diámetro de 0.52 μm con un 11% del total. Sin embargo en el estudio del área exterior de la partícula se tienen dos máximos uno en 0.829 μm y otro en 13.61 μm . Finalmente las partículas que presentan mayor fracción en volumen, y por lo tanto que mayor efecto tienen sobre el área de sombreado, tienen un diámetro de 19.76 μm .

- Del estudio al microscopio del polvo se observa que no todas las partículas son completamente opacas a la luz. De hecho una gran porción (faltaría un estudio para determinar estadísticamente la fracción) de las partículas observadas presentan cierto grado de transmitancia. Lo cual sugiere para estudios posteriores considerar factores de transmitancia.
- La morfología de las partículas de polvo presenta formas irregulares, pero que tienden a esferas.
- Al hacer cálculos de la superficie que pudieran ocupar las partículas de polvo recolectado en base al hipótesis de la formación de una monocapa, como sugieren estudios previos, se encuentra que el área sombreada puede ser del orden de cinco veces el área de exposición de los módulos. Lo que nos muestra la no validez de esta hipótesis.
- Los módulos, debido al material que forma la cubierta, presentaron distintas capacidades de retención de polvo (2.33 gr/m^2), en comparación con el monocristalino y el policristalino que presentaron 1.18 y 1.24 gr/m^2 respectivamente. Esto se explica en base al material de la cubierta, mientras que el que el amorfo posee una cubierta de plástico ondulada, los módulos monocristalino y policristalino posee una cubierta de vidrio. Los módulos con cubiertas de plástico requerirán con mayor frecuencia el mantenimiento de limpieza.
- Es evidente el incremento de la potencia eléctrica máxima cuando se realiza la limpieza de los módulos. Con el fin de evitar alguna otra influencia, y evaluar en su verdadera dimensión el efecto del polvo, se utilizó el modelo matemático (5.6) el cual probó ser muy consistente (Espinoza [12]). Este modelo involucra el efecto de la temperatura y de la radiación, dejando los efectos lineales (como se supuso era el efecto del

polvo) al coeficiente de las variables independientes. Utilizando como base lo anterior se determinó que el módulo amorfo presenta una afectación no menor del 8% y llega a ser mayor del 13%. Para el caso del monocristalino y del policristalino que presentaron valores similares entre si, la disminución de la potencia máxima anda entre 4 y 7%.

- Recordando que las condiciones de operación fueron las mismas para los tres módulos, los módulos fueron colocados en un seguidor solar termomecánico, se les dejó igual cantidad de tiempo sin limpieza, y operaron a las mismas condiciones atmosféricas, por lo cual, podemos concluir que los módulos con cubiertas de plásticos se les deposita más polvo que a los módulos con cubiertas de vidrio (densidad de polvo de 1.4 a 2.3 gr/m²) y el efecto de disminución de potencia eléctrica máxima presenta la misma relación de 2 a 1. Esto último confirma la apreciación de que el polvo afecta linealmente la potencia eléctrica máxima.
- Con el fin de mejorar el entendimiento del efecto de polvo sobre los módulos fotovoltaicos se sugiere: profundizar en una hipótesis que involucre factores no considerados en el presente estudio como la transmitancia de las partículas, la formación de aglomeraciones de partículas en contraste con la hipótesis de mono capa y la rapidez de saturación de polvo de las superficies de cubierta.

Apéndice 1

Código del Programa de Control del Adquisidor de Datos

Program:

Flag Usage:

Input Channel Usage:

Excitation Channel Usage:

Control Port Usage:

Pulse Input Channel Usage:

Output Array Definitions:

```
      1      Table 1 Programs
01: 900    Sec. Execution Interval

01:  P1      Volt (SE)
      01: 1      Rep
      02: 15     5000 mV fast Range
      03: 6      IN Chan
      04: 21     Loc [ :Switch  ]
      05: 1      Mult
      06: 0.0000 Offset

02:  P89     If X<=>F
      01: 21     X Loc Switch
      02: 4      <
      03: 3200   F
      04: 0      Go to end of Program Table

03:  P87     Beginning of Loop
      01: 1      Delay
      02: 0      Loop Count

04:  P86     Do
      01: 2      Call Subroutine 2

05:  P89     If X<=>F
      01: 19     X Loc Hora
      02: 3      >=
      03: 8      F
      04: 31     Exit Loop if true
```

```

06: P95      End

07: P87      Beginning of Loop
    01: 1      Delay
    02: 0      Loop Count

08: P30      Z=F
    01: 0      F
    02: 22     Z Loc [ :Relev  ]

09: P21      Analog Out
    01: 2      CAO Chan
    02: 22     mV Loc Relev      ;conecta el módulo amorfo

10: P86      Do
    01:        41 Set high Port 1

11: P22      Excitation with Delay
    01: 1      EX Chan
    02: 0      Delay w/EX (units=.Olsec)
    03: 15     Delay after EX (units=.Olsec)
    04: 0      mV Excitation

12: P1       Volt (SE)
    01: 1      Rep
    02: 5      5000 mV slow Range
    03: 3      IN Chan
    04: 11     Loc [ :Temp-amb ]      ;mide temperatura ambiente
    05: .1     Mult
    06: -40    Offset

13: P86      Do
    01: 51     Set low Port 1

14: P2       Volt (DIFF)
    01: 1      Rep
    02: 2      15 mV slow Range
    03: 5      IN Chan
    04: 12     Loc [ :Rad      ]      ;mide radiación solar
    05: 189.71 Mult
    06: 0.0000 Offset

```

15:	P86	Do	
	01:	10	Set high Flag 0 (output)
16:	P77	Real Time	
	01:	1220	Year,Day,Hour-Minute
17:	P70	Sample	
	01:	2	Reps ;almacena en memoria datos de
	02:	11	Loc Temp-amb ;temperatura ambiente y radiación
18:	P86	Do	
	01:	20	Set low Flag 0 (output)
19:	P14	Thermocouple Temp (DIFF)	
	01:	1	Rep
	02:	1	5 mV slow Range
	03:	7	IN Chan
	04:	1	Type T (Copper-Constantan)
	05:	1	Ref Temp Loc Temp-ref
	06:	13	Loc [:Temp-Am] ;mide temperatura del módulo amorfo
	07:	1	Mult
	08:	0.0000	Offset
20:	P86	Do	
	01:	10	Set high Flag 0 (output)
21:	P70	Sample	
	01:	1	Rep ;almacena dato de temperatura del módulo
	02:	13	Loc Temp-Am ;amorfo
22:	P86	Do	
	01:	20	Set low Flag 0 (output)
23:	P30	Z=F	
	01:	0	F ;pone en cero el voltaje del circuito
	02:	18	Z Loc [:Vo] ;de carga variable
24:	P87	Beginning of Loop	
	01:	0	Delay
	02:	18	Loop Count
25:	P1	Volt (SE)	

```

01: 1      Rep
02: 5      5000 mV slow Range
03: 15     IN Chan
04: 16     Loc [ :Vm      ]      ;mide el voltaje del módulo amorfo
05: .00593 Mult
06: 0.0000 Offset

26: P1     Volt (SE)
01: 1      Rep
02: 5      5000 mV slow Range
03: 16     IN Chan
04: 17     Loc [ :I      ]      ;mide corriente del módulo amorfo
05: .00088 Mult
06: 0.0000 Offset

27: P86    Do
01: 10     Set high Flag 0 (output)

28: P70    Sample          ;almacena en memoria datos de voltajes y
01: 2      Repts          ;corrientes del módulo amorfo
02: 16     Loc Vm

29: P86    Do
01: 20     Set low Flag 0 (output)

30: P86    Do
01: 1      Call Subroutine 1

31: P95    End

32: P86    Do
01: 3      Call Subroutine 3

33: P30    Z=F
01: 2870   F
02: 22     Z Loc [ :Relev  ]

34: P21    Analog Out      ;desconecta el módulo amorfo
01: 2      CAO Chan        ;y conecta el módulo policristalino
02: 22     mV Loc Relev

35: P22    Excitation with Delay

```

01: 1 EX Chan
 02: 60 Delay w/EX (units=.Olsec)
 03: 60 Delay after EX (units=.Olsec)
 04: 0.0000 mV Excitation

36: P14 Thermocouple Temp (DIFF)
 01: 1 Rep
 02: 15 mv slow Range
 03: 4 IN Chan
 04: 1 Type T (Copper-Constantan)
 05: 1 Ref Temp Loc Temp-ref
 06: 14 Loc [:Temp-Poli] ;mide temperatura del módulo
 07: 1 Mult ;policristalino
 08: 0.0000 Offset

37: P86 Do
 01: 10 Set high Flag 0 (output)

38: P70 Sample ;almacena dato de temperatura del
 01: 1 Rep ;módulo policristalino
 02: 14 Loc Temp-Poli

39: P86 Do
 01: 20 Set low Flag 0 (output)

40: P30 Z=F ;pone en cero el voltaje de la carga
 01: 0 F
 02: 18 Z Loc [:Vo]

41: P87 Beginning of Loop
 01: 0 Delay
 02: 24 Loop Count

42: P1 Volt (SE)
 01: 1 Rep
 02: 5 5000 mV slow Range
 03: 15 IN Chan
 04: 16 Loc [:Vm] ;mide voltaje del módulo
 05: .00593 Mult ;policristalino
 06: 0.0000 Offset

43: P1 Volt (SE)

```

01: 1      Rep
02: 5      5000 mV slow Range
03: 16     IN Chan
04: 17     Loc [ :I      ] ;mide corriente del módulo
05: .00088 Mult      ;policristalino
06: 0.0000 Offset

44: P86    Do
01: 10     Set high Flag 0 (output)

45: P70    Sample      ;almacena datos de voltajes y corrientes del
01: 2      Repts      ;módulo policristalino
02: 16     Loc Vm

46: P86    Do
01: 20     Set low Flag 0 (output)

47: P86    Do
01: 1      Call Subroutine 1

48: P95    End

49: P86    Do
01: 3      Call Subroutine 3

50: P30    Z=F          ;desconecta el módulo policristalino
01: 4800   F          ;y conecta el módulo monocristalino
02: 22     Z Loc [ :Relev  ]

51: P21    Analog Out
01: 2      CAO Chan
02: 22     mV Loc Relev

52: P22    Excitation with Delay
01: 1      EX Chan
02: 60     Delay w/EX (units=.Olsec)
03: 60     Delay after EX (units=.Olsec)
04: 0.0000 mV Excitation

53: P14    Thermocouple Temp (DIFF)
01: 1      Rep
02: 1      5 mV slow Range

```


03: 6 IN Chan
 04: 1 Type T (Copper-Constantan)
 05: 1 Ref Temp Loc Temp-ref
 06: 15 Loc [:Temp-Mono] ;mide temperatura del módulo
 07: 1 Mult ;mocrystalino
 08: 0.0000 Offset

54: P86 Do
 01: 10 Set high Flag 0 (output)

55: P70 Sample ;almacena dato de temperatura del módulo
 01: 1 Rep ;monocrystalino
 02: 15 Loc Temp-Mono

56: P86 Do
 01: 20 Set low Flag 0 (output)

57: P30 Z=F ;pone en cero el voltaje de la carga
 01: 0 F
 02: 18 Z Loc [:Vo]

58: P87 Beginning of Loop
 01: 0 Delay
 02: 24 Loop Count

59: P1 Volt (SE)
 01: 1 Rep
 02: 5 5000 mV slow Range
 03: 15 IN Chan
 04: 16 Loc [:Vm] ;mide el voltaje del módulo
 05: .00593 Mult ;monocrystalino
 06: 0.0000 Offset

60: P1 Volt (SE)
 01: 1 Rep
 02: 5 5000 mV slow Range
 03: 16 IN Chan
 04: 17 Loc [:I] ;mide corriente del módulo
 05: .00088 Mult ;monocrystalino
 06: 0.0000 Offset

61: P86 Do

01: 10	Set high Flag 0 (output)	
62: P70	Sample	;almacena datos de voltajes y corrientes del
01: 2	Reps	;módulo monocristalino
02: 16	Loc Vm	
63: P86	Do	
01: 20	Set low Flag 0 (output)	
64: P86	Do	
01: 1	Call Subroutine 1	
65: P95	End	
66: P86	Do	
01: 3	Call Subroutine 3	
67: P96	Serial Output	
01: 30	SM192/SM716/CSM1	
68: P86	Do	
01: 2	Call Subroutine 2	
69: P89	If X<=>F	
01: 19	X Loc Hora	
02: 3	>=	
03: 18	F	
04: 31	Exit Loop if true	
70: P95	End	
71: P87	Beginning of Loop	
01: 1	Delay	
02: 0	Loop Count	
72: P86	Do	
01: 2	Call Subroutine 2	
73: P89	If X<=>F	
01: 19	X Loc Hora	
02: 3	>=	
03: 5	F	

```

04: 32      Exit Loop if false

74:  P95    End

75:  P      End Table 1

*      2      Table 2 Programs

01:  P      End Table 2

*      3      Table 3 Subroutines

01:  P85    Beginning of Subroutine
01:  1      Subroutine Number

02:  P34    Z=X+F
01:  18    X Loc Vo
02:  200    F
03:  18    Z Loc [ :Vo      ]

03:  P21    Analog Out
01:  1      CAO Chan
02:  18    mV Loc Vo

04:  P95    End

05:  P85    Beginning of Subroutine
01:  2      Subroutine Number

06:  P18    Time
01:  2      Hours into current year (maximum 8784)
02:  24    Mod/by
03:  19    Loc [ :Hora      ]

07:  P95    End

08:  P85    Beginning of Subroutine
01:  3      Subroutine Number

09:  P30    Z=F
01:  0      F
02:  20    Z Loc [ :Vin      ]

```

10:	P21	Analog Out
01:	1	CAO Chan
02:	20	mV Loc Vin
11:	P95	End
12:	P	End Table 3
*	A	Mode 10 Memory Allocation
01:	28	Input Locations
02:	64	Intermediate Locations
03:	0.0000	Final Storage Area 2
*	C	Mode 12 Security
01:	0	

Apéndice 2

Fotos del Sistema

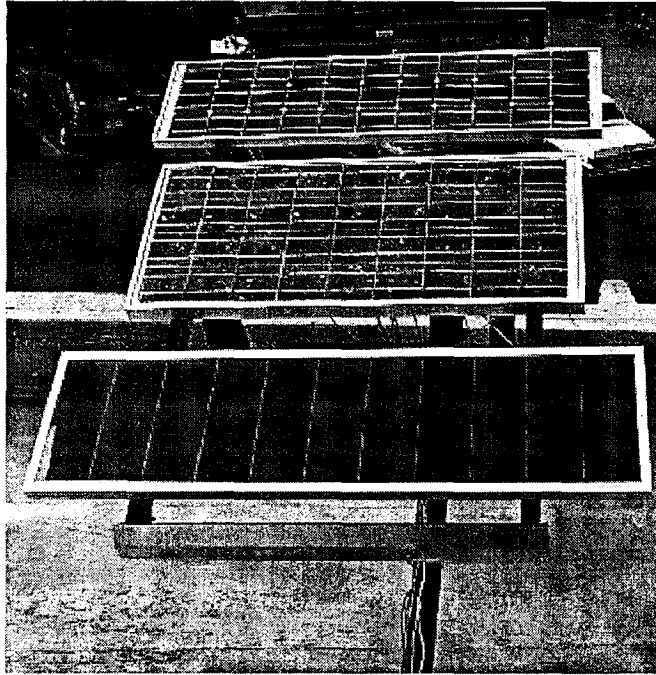


Foto 1. – Módulos fotovoltaicos y plataforma de seguimiento solar.

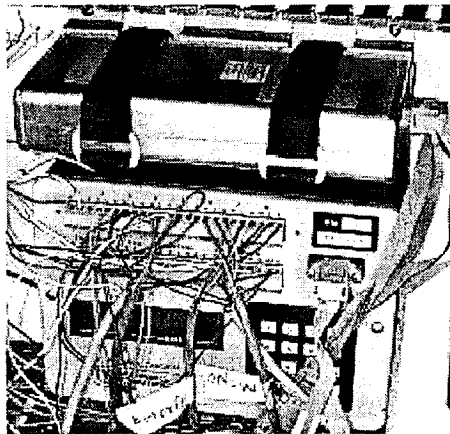


Foto 2. – Adquisidor de datos y módulo de memoria.

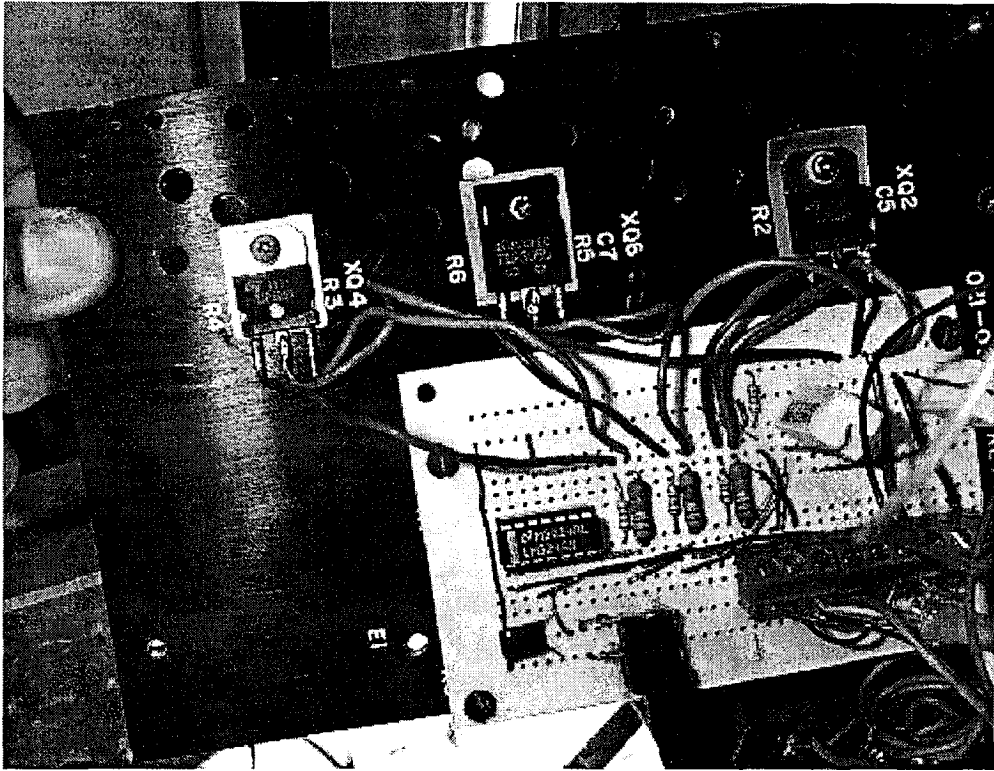


Foto 3. – Circuito simulador de carga variable.

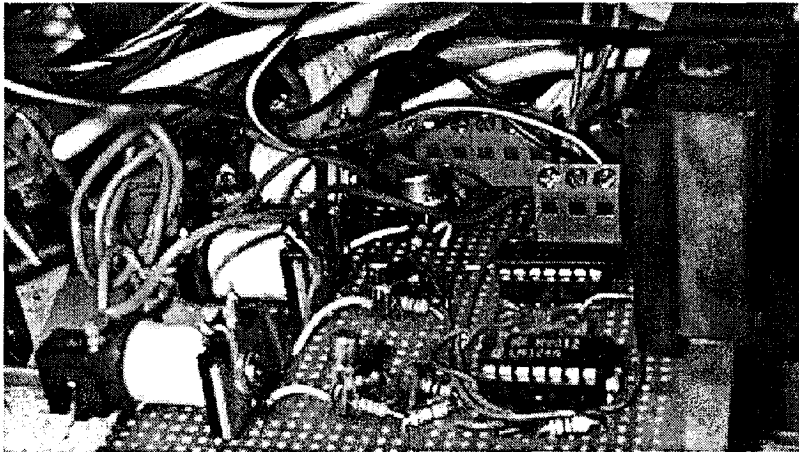


Foto 4. – Circuito de conmutación.

REFERENCIAS

- [1] **Y.AL-HASAN**, Ahmad, A New Correlation For Direct Beam Solar Radiation Received By Photovoltaic Panel With Sand Dust Accumulated On Its Surface, College of Technological, Electronic Engineering Department, Kuwait 1998.
- [2] **EL-SHOBOKSHY, M.**, Mujahid A., Zakzouk A. Effect of dust on the performance of concentrator PV cells. IEE Proc., 1985.
- [3] **WAKIM, F.**, Introduction of PV power generation to Kuwait, Kuwait Institut for Scientific Researches, Report No. 440, Kuwait 1981.
- [4] **SAID, S.**, Effect of dust accumulation on performances of thermal and PV flat-plate collectors, Appl. Energy, 1990.
- [5] **HOTTEL, H.**, Woertz B., The performance of plate solar heat collector. Trans. ASME, 1942.
- [6] **LIU, B.** Jordan R. A rational procedure of for predicting the long term average performance of flat plate solar energy collectors. Solar Energy, 1963.
- [7] **DUFFIE J. A.**, Beckman W., Solar Engineering of Thermal Process. ed. Jhon Wiley & sons, Second Edition, New York 1991.
- [8] **SAYIGH A. (1978)** Effect of dust on flat plate collectors. Int. Solar Energy Congress, ISES7, New Delhi, India, 16-21 january.
- [9] **SAYIGH, A.,(1979)** Charchafchi S., Al-Habali A., Experimental evaluation of solar cells in arid zones, Izmir Int. Symposium, Izmir 1979.

[10] **NAHAR, N.**, Gupta J., Effect of dust on transmittance of glazing materials for solar collectors under arid zone conditions of India, Solar Wind Technol, Vol. 7, 1990.

[11] **ZAREM A.**, Erway D., Introduction to the Utilization of Solar Energy, ed. McGraw Hill, New York 1963.

[12] **ESPINOZA, Oswaldo**, Efecto de altas temperaturas sobre la eficiencia eléctrica de módulos fotovoltaicos de silicio. Tesis 2001, UNISON, México.